

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Impacto da Elasticidade da Procura nos Preços de Mercado em 2025

Maria Eduarda Maximino Salgado



Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. João Tomé Saraiva

22 de julho de 2026

Resumo

A organização e o funcionamento dos sistemas elétricos tem sofrido alterações significativas nas últimas décadas, impulsionadas pela liberalização dos mercados de eletricidade e pela crescente integração de fontes de energia renovável. Apesar da introdução de mecanismos de mercado e de concorrência no setor elétrico, o consumo de eletricidade continua, em grande medida, a apresentar um comportamento predominantemente inelástico, o que limita a eficiência dos mercados grossistas e influencia os processos de formação de preços.

No entanto, espera-se que a natureza muito pouco elástica da procura se venha a alterar progressivamente, especialmente nos próximos anos, em resultado da generalização do autoconsumo, do desenvolvimento das comunidades energéticas e da massificação da instalação de sistemas de armazenamento. Estes fatores contribuem para uma maior flexibilidade do consumo e para uma resposta mais elástica da procura aos sinais de preço, com impactos diretos na formação dos preços de mercado.

Neste contexto, a presente dissertação foi elaborada com o objetivo de avaliar o impacto da elasticidade da procura na formação dos preços do mercado da eletricidade, com particular foco no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Para esse efeito, procedeu-se inicialmente ao enquadramento teórico do funcionamento dos mercados de eletricidade, da formação de preços e dos conceitos de elasticidade e de flexibilidade da procura. Posteriormente, foi desenvolvida uma metodologia baseada na análise das curvas agregadas de oferta e procura para o ano de 2025, recorrendo à simulação de diferentes cenários de alteração da elasticidade da procura. Através desta abordagem, pretendeu-se quantificar de que forma uma procura mais flexível pode influenciar o preço de equilíbrio e a energia negociada no mercado diário, contribuindo para uma melhor compreensão do papel da participação ativa da procura no contexto da transição energética e da crescente integração de recursos flexíveis no sistema elétrico.

A abordagem adotada nas simulações baseia-se na linearização das curvas agregadas de compra e de venda do mercado diário, sendo posteriormente alterado o declive da curva da procura, através de dois cenários de aumento da elasticidade, correspondentes a reduções de 10% e 20% do declive, mantendo-se inalterada a curva de oferta. Os resultados obtidos demonstram que uma maior elasticidade da procura conduz a uma redução dos preços de mercado ao longo de 2025, sendo este efeito mais acentuado no cenário de 20%. Esta redução não ocorre, contudo, com a mesma intensidade em todos os períodos, observando-se um impacto mais significativo quando os preços originais são mais elevados e menos expressivo quando os preços são mais reduzidos. Verifica-se também uma diminuição da energia negociada, embora menos expressiva, indicando que a maior flexibilidade da procura influencia sobretudo o preço de mercado.

Palavras-chave: Elasticidade da procura; Mercados de eletricidade; Formação de preços; Flexibilidade do consumo; MIBEL.

Abstract

The organization and operation of power systems have undergone significant changes over recent decades, driven by the liberalization of electricity markets and the increasing integration of renewable energy sources. Despite the introduction of market-based mechanisms and competition in the electricity sector, electricity demand continues, to a large extent, to exhibit a predominantly inelastic behavior, which limits the efficiency of wholesale electricity markets and influences price formation processes.

However, it is expected that the highly inelastic nature of demand will progressively change in the coming years, particularly due to the widespread adoption of self-consumption, the development of energy communities, and the increasing deployment of energy storage systems. These factors contribute to greater consumption flexibility and a more elastic demand response to price signals, with direct impacts on electricity market price formation.

In this context, this dissertation was written with the aim of assessing the impact of demand elasticity on price formation in the electricity market, with particular emphasis on the Iberian Electricity Market (MIBEL). In order to achieve this objective, the dissertation first provides a theoretical framework on the operation of electricity markets, price formation, and the concepts of demand elasticity and flexibility. Subsequently, a methodology is developed based on the analysis of the aggregated supply and demand curves for the year 2025, through the simulation of different scenarios involving changes in demand elasticity. Through this approach, the dissertation seeks to quantify how a more flexible demand may influence the equilibrium price and the energy traded in the day-ahead market, thereby contributing to a better understanding of the role of active demand participation in the context of the energy transition and the increasing integration of flexible resources into the power system.

The approach adopted in the simulations is based on the linearization of the aggregate supply and demand curves of the day-ahead market. The slope of the demand curve is then modified under two increased elasticity scenarios, corresponding to reductions of 10% and 20%, while the supply curve is kept unchanged. The results show that higher demand elasticity leads to a reduction in market prices throughout 2025, with this effect being more pronounced in the 20% scenario. This reduction does not occur, however, with the same intensity across all periods, with a more significant impact being observed when original prices are higher and a less pronounced effect when prices are lower. A decrease in traded energy is also observed, although less significant, indicating that greater demand flexibility mainly affects the market-clearing price.

Keywords: Demand elasticity; Electricity markets; Price formation; Demand-side flexibility; MIBEL.

Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas

Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), definidos pela Organização das Nações Unidas no âmbito da agenda 2030, constituem um referencial global para promover o desenvolvimento económico, social e ambiental de forma equilibrada e sustentável. Através de 17 objetivos e respetivas metas, os ODS procuram responder aos principais desafios globais contemporâneos, incluindo a transição energética, a utilização eficiente de recursos, a mitigação das alterações climáticas e a promoção de modelos de consumo mais sustentáveis.

No contexto do setor elétrico, estes objetivos assumem especial relevância, dada a crescente necessidade de assegurar sistemas energéticos mais eficientes, flexíveis e sustentáveis. A evolução dos mercados de eletricidade e a integração progressiva de fontes renováveis exigem novas abordagens capazes de equilibrar oferta e procura de forma eficiente, mantendo simultaneamente a segurança de abastecimento e promovendo sinais económicos adequados aos diferentes agentes de mercado.

A presente dissertação, centrada na análise do impacto do aumento da elasticidade da procura nos preços de mercado do MIBEL em 2025, enquadra-se diretamente neste contexto. Ao avaliar de que forma uma maior capacidade de resposta da procura pode influenciar a formação do preço de equilíbrio e a energia negociada no mercado diário, este estudo contribui para uma melhor compreensão do papel da flexibilidade do lado da procura no funcionamento dos mercados elétricos e no contexto da transição energética.

Neste enquadramento, identificam-se como mais diretamente relacionados com esta dissertação os seguintes Objetivos de Desenvolvimento Sustentável:

ODS 7 Garantir o acesso a fontes de energia fiáveis, sustentáveis e modernas para todos.

ODS 8 Promover o crescimento económico inclusivo e sustentável, o emprego pleno e produtivo e o trabalho digno para todos.

ODS 12 Garantir padrões de consumo e de produção sustentáveis.

A Tabela seguinte sintetiza as principais metas associadas a estes objetivos, bem como a forma como a presente dissertação contribui para a sua concretização.

ODS	Meta	Contribuição	Indicadores de desempenho e métricas
7	7.2	O estudo da elasticidade da procura contribui para compreender de que forma uma maior flexibilidade do consumo pode facilitar a integração de fontes de energia renovável de carácter variável, promovendo um funcionamento mais equilibrado e eficiente do mercado eléctrico.	Variação do volume de energia negociada nos períodos diurnos de elevada produção renovável; Correlação entre o impacto da elasticidade e os meses de maior produção renovável.
	7.3	A análise de uma resposta mais ativa da procura permite avaliar como uma maior elasticidade da procura pode contribuir para a promoção de uma utilização mais eficiente da energia eléctrica e para uma melhor gestão do equilíbrio entre oferta e procura.	Adaptação do consumo aos sinais de preço; Percentagem de redução da quantidade total de energia negociada nas simulações com maior elasticidade.
8	8.2	A dissertação contribui para a análise da eficiência económica do mercado eléctrico, avaliando de que forma uma maior elasticidade da procura pode promover uma utilização mais eficiente dos recursos disponíveis e melhorar os mecanismos de formação de preços no MIBEL.	Variação percentual do preço médio de mercado; Identificação dos períodos em que a elasticidade da procura apresenta maior impacto económico.
12	12.2	O estudo permite observar de que forma uma procura mais elástica responde às variações de preço de mercado, evidenciando o potencial dos sinais de preço para incentivar padrões de consumo mais eficientes e sustentáveis, promovendo uma utilização mais racional da energia eléctrica e contribuindo para a gestão eficiente dos recursos energéticos.	Redução do consumo em períodos críticos; Evolução dos padrões de consumo.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, agradeço ao meu orientador, Professor João Tomé Saraiva, pelo acompanhamento contínuo, disponibilidade e apoio demonstrados ao longo de todo o trabalho desenvolvido.

Aos meus pais, agradeço todo o apoio, incentivo e confiança ao longo do meu percurso académico. O seu suporte foi essencial para ultrapassar os momentos mais exigentes e para chegar ao fim desta etapa.

Aos meus amigos da FEUP, agradeço a partilha, a entreaajuda e a compreensão ao longo destes anos. Por viverem de perto os mesmos desafios, foram uma presença importante nos momentos de maior esforço e dedicação. Agradeço também aos meus amigos fora da faculdade, pelo apoio, paciência e amizade, mesmo quando o tempo disponível foi menor. A sua presença ajudou a tornar este percurso mais leve.

Por fim, agradeço ao meu namorado, pelo carinho, paciência e apoio constante ao longo desta fase. A sua presença foi fundamental nos momentos mais difíceis e contribuiu para que este caminho fosse percorrido com mais confiança e motivação.

Maria Eduarda Maximino Salgado

“The measure of intelligence is the ability to change.”

Albert Einstein

Índice

1	Introdução	1
1.1	Contextualização	1
1.2	Objetivos e Motivação	1
1.3	Estrutura do Documento	2
2	Mercados de Eletricidade	5
2.1	Evolução e Organização do Setor Elétrico	5
2.2	Funcionamento dos Mercados de Eletricidade	7
2.2.1	Modelos em <i>Pool</i>	8
2.2.2	Contratos Bilaterais	9
2.3	Enquadramento e estrutura do MIBEL	11
2.3.1	Mercados diário e intradiário	13
2.3.2	Interligações e separação de mercado (<i>Market Splitting</i>)	15
3	Elasticidade da Procura e Impacto nos Preços	19
3.1	Elasticidade da Procura de Eletricidade	19
3.2	Flexibilidade do Lado da Procura	20
3.2.1	Evolução do papel do consumidor e limitações à flexibilidade	20
3.2.2	Mecanismos e recursos de flexibilidade da procura	21
3.3	Experiências de Contratação de Flexibilidade	22
3.3.1	Análise Comparativa de Iniciativas Europeias	22
3.3.2	O Contexto Nacional: O Projeto FIRMe da E-REDES.	25
4	Metodologia Desenvolvida	27
4.1	Introdução	27
4.2	Descrição da Metodologia	27
4.2.1	Recolha e Tratamento de Dados	27
4.2.2	Linearização das Curvas Agregadas	29
4.2.3	Modificação da Elasticidade da Procura	31
4.2.4	Cálculo do Novo Preço de Equilíbrio	33
4.3	Exemplo Ilustrativo	33
5	Resultados	39
5.1	Descrição geral	39
5.2	Análise Diária	40
5.2.1	21 de janeiro	40
5.2.2	15 de abril	44
5.2.3	15 de julho	49

5.2.4	21 de outubro	54
5.3	Análise Mensal	59
5.3.1	Janeiro	59
5.3.2	Fevereiro	62
5.3.3	Março	65
5.3.4	Abril	68
5.3.5	Maio	72
5.3.6	Junho	75
5.3.7	Julho	78
5.3.8	Agosto	81
5.3.9	Setembro	84
5.3.10	Outubro	87
5.3.11	Novembro	90
5.3.12	Dezembro	93
5.4	Análise Anual	97
6	Conclusões	103
6.1	Principais resultados	103
6.2	Limitações e Recomendações para trabalhos futuros	105
	Referências	107

Lista de Figuras

2.1	Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico [1].	6
2.2	Novo modelo desagregado do setor elétrico [1].	6
2.3	Modelo <i>Pool</i> Simétrico [1].	8
2.4	Modelo <i>Pool</i> Assimétrico [1].	9
2.5	Cronologia de eventos relevantes na implementação do MIBEL.	12
2.6	Curvas agregadas de oferta e demanda no intervalo entre as 00h00 e as 00h15 (H1-1ª hora; Q1-1ºquarto) do dia 1 de outubro de 2025 [11].	14
2.7	Horário das sessões do mercado intradiário do MIBEL [12].	15
2.8	Evolução dos preços horários do mercado diário do MIBEL em Portugal e Espanha no dia 1 de outubro de 2025 [14].	16
2.9	Evolução do preço médio anual do mercado à vista e da divisão de mercado, de 2020 a 2024 [15].	17
3.1	Caracterização do tipo da elasticidade da procura.	20
3.2	Cronograma de desenvolvimento do projeto FIRMe [26].	26
4.1	Organização dos dados disponibilizados pelo Operador de Mercado.	28
4.2	Exemplo para a hora 1 do dia 01/02/2025 da curva de vendas e compras com pontos usados para linearização.	31
4.3	Exemplo para a hora 1 do dia 01/02/2025 da linearização das curvas agregadas e do ponto D.	32
4.4	Retas que aproximam a curva das vendas e das compras para a hora 1 do dia 01/02/2025.	35
4.5	Reta que aproxima a curva das vendas e nova reta das compras para a hora 1 do dia 01/02/2025.	37
5.1	Comparação do preço de mercado no dia 21/01/2025 entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	42
5.2	Variação percentual do preço de mercado no dia 21/01/2025.	42
5.3	Comparação da energia negociada no dia 21/01/2025 entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	44
5.4	Comparação do preço de mercado no dia 15/04/2025 entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	46
5.5	Variação percentual do preço de mercado no dia 15/04/2025.	47

5.6	Comparação da energia negociada no dia 15/04/2025 entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	48
5.7	Comparação do preço de mercado no dia 15/07/2025 entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	51
5.8	Variação percentual do preço de mercado no dia 15/07/2025.	52
5.9	Comparação da energia negociada no dia 15/07/2025 entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	53
5.10	Comparação do preço de mercado no dia 21/10/2025 entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	56
5.11	Variação percentual do preço de mercado no dia 21/10/2025.	57
5.12	Comparação da energia negociada no dia 21/10/2025 entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	58
5.13	Comparação do preço de mercado no mês de janeiro entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	61
5.14	Variação percentual do preço de mercado no mês de janeiro (cenário -20%). . . .	62
5.15	Comparação da energia negociada no mês de janeiro entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	62
5.16	Comparação do preço de mercado no mês de fevereiro entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	64
5.17	Variação percentual do preço de mercado no mês de fevereiro (cenário -20%). . .	64
5.18	Comparação da energia negociada no mês de fevereiro entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	65
5.19	Comparação do preço de mercado no mês de março entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	67
5.20	Variação percentual do preço de mercado no mês de março (cenário -20%). . . .	68
5.21	Comparação da energia negociada no mês de março entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	68
5.22	Comparação do preço de mercado no mês de abril entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	70
5.23	Variação percentual do preço de mercado no mês de abril (cenário -20%).	71
5.24	Comparação da energia negociada no mês de abril entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	71
5.25	Comparação do preço de mercado no mês de maio entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	74

5.26	Variação percentual do preço de mercado no mês de maio (cenário -20%).	74
5.27	Comparação da energia negociada no mês de maio entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	75
5.28	Comparação do preço de mercado no mês de junho entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	77
5.29	Variação percentual do preço de mercado no mês de junho (cenário -20%).	77
5.30	Comparação da energia negociada no mês de junho entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	78
5.31	Comparação do preço de mercado no mês de julho entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	80
5.32	Variação percentual do preço de mercado no mês de julho (cenário -20%).	80
5.33	Comparação da energia negociada no mês de julho entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	81
5.34	Comparação do preço de mercado no mês de agosto entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	83
5.35	Variação percentual do preço de mercado no mês de agosto (cenário -20%).	83
5.36	Comparação da energia negociada no mês de agosto entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	84
5.37	Comparação do preço de mercado no mês de setembro entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	86
5.38	Variação percentual do preço de mercado no mês de setembro (cenário -20%).	86
5.39	Comparação da energia negociada no mês de setembro entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	87
5.40	Comparação do preço de mercado no mês de outubro entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	89
5.41	Variação percentual do preço de mercado no mês de outubro (cenário -20%).	89
5.42	Comparação da energia negociada no mês de outubro entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	90
5.43	Comparação do preço de mercado no mês de novembro entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	92
5.44	Variação percentual do preço de mercado no mês de novembro (cenário -20%).	93
5.45	Comparação da energia negociada no mês de novembro entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	93

5.46	Comparação do preço de mercado no mês de dezembro entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	95
5.47	Variação percentual do preço de mercado no mês de dezembro (cenário -20%). . .	96
5.48	Comparação da energia negociada no mês de dezembro entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	96
5.49	Preço médio mensal de mercado para o ano de 2025, para o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	98
5.50	Variação percentual do preço de mercado no ano 2025.	98
5.51	Energia média mensal negociada para o ano de 2025, para o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.	100

Lista de Tabelas

3.1	Síntese das experiências europeias de contratação de flexibilidade.	25
4.1	Pontos representativos utilizados na linearização da curva de oferta	34
4.2	Pontos representativos utilizados na linearização da curva de procura	34
5.1	Resultados do preço de mercado para o dia 21/01/2025 nos cenários original e de maior elasticidade.	41
5.2	Resultados da energia negociada para o dia 21/01/2025 nos cenários original e de maior elasticidade.	43
5.3	Resultados do preço de mercado para o dia 15/04/2025 nos cenários original e de maior elasticidade.	45
5.4	Resultados da energia negociada para o dia 15/04/2025 nos cenários original e de maior elasticidade.	48
5.5	Resultados do preço de mercado para o dia 15/07/2025 nos cenários original e de maior elasticidade.	50
5.6	Resultados da energia negociada para o dia 15/07/2025 nos cenários original e de maior elasticidade.	53
5.7	Resultados do preço de mercado para o dia 21/10/2025 nos cenários original e de maior elasticidade.	55
5.8	Resultados da energia negociada para o dia 21/10/2025 nos cenários original e de maior elasticidade.	58
5.9	Resultados médios diários para o mês de janeiro de 2025.	60
5.10	Resultados médios diários para o mês de fevereiro de 2025.	63
5.11	Resultados médios diários para o mês de março de 2025.	66
5.12	Resultados médios diários para o mês de abril de 2025.	69
5.13	Resultados médios diários para o mês de maio de 2025.	73
5.14	Resultados médios diários para o mês de junho de 2025.	76
5.15	Resultados médios diários para o mês de julho de 2025.	79
5.16	Resultados médios diários para o mês de agosto de 2025.	82
5.17	Resultados médios diários para o mês de setembro de 2025.	85
5.18	Resultados médios diários para o mês de outubro de 2025.	88
5.19	Resultados médios diários para o mês de novembro de 2025.	91
5.20	Resultados médios diários para o mês de dezembro de 2025.	94
5.21	Preço médio mensal para o cenário original e para os cenários de redução do declive da procura em 10% e 20%, com respetiva variação percentual.	97
5.22	Quantidade de energia média mensal negociada para o cenário original e para os cenários de redução do declive da procura em 10% e 20%.	99

Lista de Acrónimos

ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i>
CB	Contratos Bilaterais
Cfd	<i>Contracts for Difference</i>
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
ENA	<i>Energy Networks Association</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energético
FIRMe	Flexibilidade Integrada em Regime de Mercado
GOPACS	<i>Grid Operators Platform for Congestion Solutions</i>
IF	Intermediação Financeira
ISO	<i>Independent System Operator</i>
MC	Mercados Centralizados
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MIC	Mercado Intradiário Contínuo
OMI	Operador de Mercado Ibérico
OMIE	Operador de Mercado Ibérico - Pólo Espanhol
OMIP	Operador de Mercado Ibérico - Pólo Português
PPA	<i>Power Purchase Agreements</i>
RD	Rede de Distribuição
REN	Redes Energéticas Nacionais
RT	Rede de Transporte
SS	Serviços de Sistema
STMP	<i>Short-Term Marginal Price</i>
TSO	<i>Transmission System Operator</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contextualização

O setor elétrico europeu tem vindo a sofrer uma profunda transformação, marcada pela liberalização dos mercados de eletricidade, pela integração progressiva dos sistemas elétricos nacionais e pela necessidade de acomodar uma participação cada vez mais significativa de fontes de energia renovável. Neste contexto, o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) surgiu como um elemento central na harmonização dos mercados de Portugal e Espanha, permitindo a formação de preços de eletricidade com base no equilíbrio entre a oferta e a procura em cada período de negociação.

Apesar da evolução do enquadramento de mercado, a procura de eletricidade mantém, em grande parte, um comportamento inelástico, isto é, apresenta uma reduzida sensibilidade às variações do preço. Esta característica limita a eficiência económica do mercado e contribui para uma maior volatilidade dos preços, sobretudo em situações de elevada procura ou restrições do lado da oferta.

A crescente disseminação do autoconsumo, das comunidades energéticas e dos sistemas de armazenamento tem vindo, a introduzir maior flexibilidade no consumo, potenciando um aumento da elasticidade da procura. Esta evolução pode influenciar de forma significativa a formação dos preços no MIBEL, justificando a análise do impacto de diferentes níveis de elasticidade da procura no preço de mercado, num contexto recente como será o caso com o uso dos dados do ano de 2025.

1.2 Objetivos e Motivação

O objetivo principal deste trabalho consistiu em avaliar o impacto do aumento da elasticidade da procura nos preços de mercado do MIBEL. Para esse efeito, foram considerados os dados do ano de 2025, para os quais se analisou de que forma alterações no comportamento da procura, traduzidas por diferentes níveis de elasticidade, podem influenciar o preço de equilíbrio e a energia negociada em mercado.

A análise proposta baseou-se na modificação da curva agregada de consumo associada a uma hora representativa de um dia de mercado, de modo a refletir uma maior sensibilidade da procura ao preço. Através desta abordagem, pretendeu-se estimar o impacto quantitativo do aumento da elasticidade da procura nos preços de mercado, permitindo avaliar como uma maior flexibilidade do consumo pode contribuir para uma redução da volatilidade e para uma maior eficiência económica.

A motivação para a realização deste estudo residu na crescente relevância da flexibilidade do lado da procura nos sistemas elétricos modernos, num contexto marcado pela transição energética, pela elevada penetração de fontes de energia renovável e pela necessidade de garantir um funcionamento eficiente dos mercados de eletricidade. A generalização do autoconsumo, o desenvolvimento das comunidades energéticas e a integração de sistemas de armazenamento tem vindo a transformar o papel do consumidor, tornando-o progressivamente mais ativo e responsivo aos sinais de preço.

Neste enquadramento, a compreensão do impacto da elasticidade da procura na formação dos preços assume particular importância, não apenas do ponto de vista académico, mas também como contributo para a avaliação da eficiência económica do MIBEL e para o apoio à definição de políticas energéticas e de mecanismos de resposta da procura que promovam um funcionamento mais equilibrado e sustentável do sistema elétrico.

Por fim, o trabalho contribui para a discussão sobre a participação ativa do consumidor no contexto da transição energética. Ao relacionar a elasticidade da procura com a formação dos preços no mercado diário, o presente estudo fornece uma base de análise útil para compreender o potencial da flexibilidade do consumo na promoção de mercados elétricos mais eficientes, equilibrados e adaptados à crescente integração de fontes de energia renovável.

1.3 Estrutura do Documento

O presente documento encontra-se organizado em seis capítulos. No primeiro capítulo é introduzido o tema do trabalho, apresentando-se o respetivo enquadramento, bem como os objetivos e a motivação que orientam o seu desenvolvimento.

O segundo capítulo é dedicado ao enquadramento teórico dos mercados de eletricidade. Neste capítulo são abordadas a evolução e organização do setor elétrico, os principais modelos de funcionamento dos mercados liberalizados, os contratos bilaterais, os mercados em *pool* e a estrutura do Mercado Ibérico de Eletricidade. É ainda analisado o funcionamento dos mercados diário e intradiário, bem como o papel das interligações e da separação de mercado.

O terceiro capítulo incide sobre a elasticidade da procura e o seu impacto nos preços de eletricidade. São apresentados os principais conceitos associados à elasticidade, à flexibilidade do lado da procura e aos mecanismos que permitem uma participação mais ativa dos consumidores nos mercados de eletricidade. São ainda discutidas experiências de contratação de flexibilidade em diferentes contextos europeus, com particular atenção ao caso Português.

O quarto capítulo é dedicado à metodologia desenvolvida, apresentando a abordagem adotada para o tratamento dos dados, a formulação matemática adotada para a simulação da elasticidade da procura, incluindo ainda um exemplo ilustrativo da aplicação da abordagem proposta.

O quinto capítulo é dedicado à apresentação e análise dos resultados obtidos. Neste capítulo são comparados os preços de mercado originais com os preços resultantes dos diferentes cenários de elasticidade analisados, avaliando-se também as alterações verificadas na energia transacionada. Esta análise permite identificar os principais efeitos da alteração da elasticidade da procura e discutir a sua relevância no contexto do mercado diário do MIBEL.

Por fim, o sexto capítulo reúne as principais conclusões da dissertação, sintetizando os resultados mais relevantes e discutindo as limitações do trabalho desenvolvido. São ainda apresentadas possíveis linhas de investigação futura, nomeadamente relacionadas com o aperfeiçoamento da metodologia.

Capítulo 2

Mercados de Eletricidade

2.1 Evolução e Organização do Setor Elétrico

O setor elétrico tem sido objeto de profundas transformações estruturais ao longo das últimas décadas, impulsionadas pela necessidade de aumentar a eficiência económica, promover a concorrência e assegurar a segurança de abastecimento num contexto de crescente complexidade tecnológica e regulatória. Tradicionalmente, os sistemas elétricos eram organizados segundo modelos verticalmente integrados (Figura 2.1), nos quais uma única entidade era responsável pelas atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica, operando sob forte regulação estatal. Este modelo de organização implicava uma posição dominante da entidade verticalmente integrada, limitando ou mesmo eliminando a possibilidade de escolha por parte dos consumidores e concentrando as decisões técnicas, comerciais e de investimento numa única estrutura. A definição dos preços da eletricidade era realizada através de mecanismos de regulação tarifária, frequentemente baseados no princípio da remuneração dos custos de serviço (*Cost of Service/ Rate of Return*), o que, apesar de garantir estabilidade e previsibilidade, reduzia os incentivos à eficiência económica e à inovação [1].

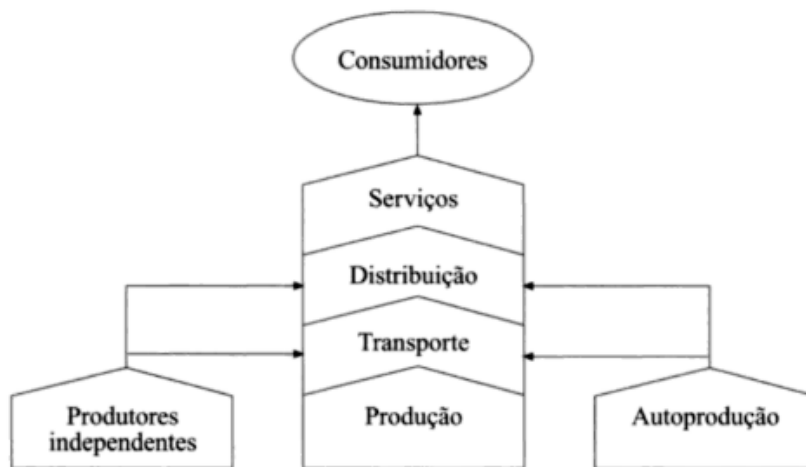


Figura 2.1: Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico [1].

Neste enquadramento, a evolução do setor elétrico conduziu progressivamente à adoção de modelos organizacionais mais desagregados, resultantes da desverticalização das atividades tradicionalmente integradas. Este novo paradigma caracteriza-se pela separação clara entre as funções de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica, bem como pelo surgimento de novos agentes e entidades especializadas, nomeadamente Operadores de Sistema, Operadores de Mercado e prestadores de serviços auxiliares.

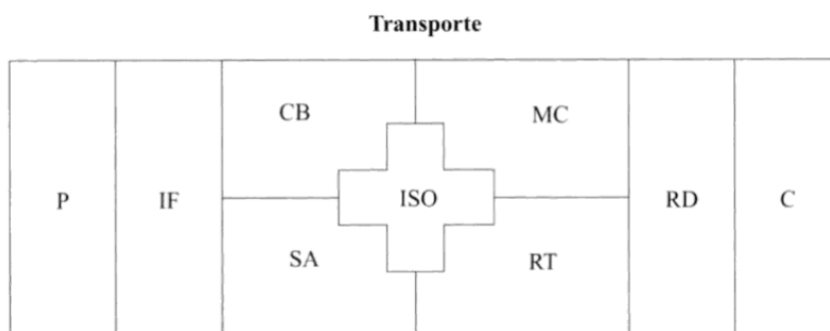


Figura 2.2: Novo modelo desagregado do setor elétrico [1].

Nas extremidades do modelo ilustrado na Figura 2.2 encontram-se as atividades de produção (P), comercialização (C) e Intermediação Financeira (IF), que operam em contexto competitivo. A produção e a comercialização passam a ser realizadas por diversos agentes, promovendo a concorrência e permitindo uma maior eficiência económica, enquanto a intermediação financeira surge associada à gestão do risco e à mitigação da volatilidade dos preços de mercado. A atividade de distribuição de energia elétrica (Rede de Distribuição (RD)) mantém-se organizada em regime de monopólio natural, sendo exercida sob regulação e remunerada através de tarifas de uso das redes, em virtude das economias de escala e das características físicas das infraestruturas envolvidas [1].

No núcleo do modelo desagregado concentram-se funções de coordenação técnica e económica do sistema elétrico. Destacam-se os Contratos Bilaterais (CB), físicos ou financeiros, que permitem estabelecer acordos diretos entre produtores e comercializadores ou consumidores elegíveis, e os Mercados Centralizados (MC), aos quais são submetidas propostas de compra e venda de energia elétrica para períodos discretos no tempo, permitindo a determinação de um despacho económico baseado no equilíbrio entre a oferta e a procura [1].

A coordenação técnica do sistema é assegurada por uma entidade independente, designadamente o Operador de Sistema (*Independent System Operator (ISO)*), responsável por garantir a exploração segura de todo o sistema elétrico. Para esse efeito, o ISO integra a informação proveniente dos contratos bilaterais e dos Mercados Centralizados, avaliando a viabilidade técnica dos despachos, identificando situações de congestionamento e contratando os Serviços de Sistema (SS), como reservas, controlo de tensão e regulação de frequência. A Rede de Transporte (RT) permanece organizada como um monopólio natural, sendo explorada por entidades detentoras dos ativos de transporte e remuneradas através de tarifas reguladas. Em alguns contextos nacionais, as funções de Operador de Sistema e de Operador da Rede de Transporte encontram-se agregadas numa única entidade, designada por *Transmission System Operator (TSO)* [1].

Embora este modelo continue a constituir a base conceptual dos mercados de eletricidade atuais, a sua implementação tem vindo a evoluir, com uma maior integração das funções de operação do sistema, o desenvolvimento de novos mercados e a participação crescente de agentes do lado da procura. Esta evolução tem sido reforçada pelo enquadramento europeu mais recente, que reconhece a importância de um sistema elétrico mais flexível, descentralizado e orientado para a participação ativa dos consumidores. Neste contexto, a Diretiva (UE) 2019/944, integrada na reforma do desenho do mercado europeu de eletricidade, reforça o papel dos consumidores ativos, da resposta da procura, da partilha de energia e dos recursos flexíveis. Esta orientação evidencia a transição de um modelo centrado essencialmente na produção centralizada para um sistema mais dinâmico, no qual o consumo, o armazenamento, a agregação e os recursos distribuídos passam a assumir maior relevância na operação e no funcionamento dos mercados de eletricidade [2].

Neste enquadramento, e do ponto de vista da organização dos mercados liberalizados, a maioria dos mercados liberalizados adotou estruturas mistas, combinando mercados centralizados do tipo *pool* com a possibilidade de celebração de contratos bilaterais, físicos ou financeiros. O modelo de *pool* constitui o mecanismo central de coordenação dos mercados grossistas, assegurando uma formação de preços transparente e baseada no equilíbrio entre a oferta e a procura, enquanto os contratos bilaterais desempenham um papel complementar na gestão do risco e na estabilização das receitas e dos custos dos agentes. Os princípios de funcionamento destes mecanismos são detalhados na secção dedicada ao funcionamento dos mercados de eletricidade.

2.2 Funcionamento dos Mercados de Eletricidade

O funcionamento dos mercados de eletricidade nos sistemas liberalizados baseia-se, em grande medida, em mecanismos de leilão centralizados de preço uniforme que visam assegurar uma uti-

lização eficiente dos recursos de produção, garantindo simultaneamente a segurança de abastecimento e a transparência na formação de preços.

Ao contrário de outros bens, a eletricidade apresenta características particulares, nomeadamente a necessidade de equilíbrio entre produção e consumo, a dificuldade de armazenamento em larga escala e a existência de restrições físicas associadas às redes de transporte e distribuição. Estas características tornam necessária a existência de mecanismos de coordenação que permitam compatibilizar decisões económicas dos agentes com as condições técnicas de funcionamento do sistema elétrico. Entre os diferentes modelos adotados internacionalmente, o modelo de *pool* assume particular relevância, sendo amplamente utilizado nos mercados europeus de curto prazo, nomeadamente no mercado diário (*day-ahead market*).

2.2.1 Modelos em *Pool*

A configuração do mercado *pool* pode segmentar-se em diferentes modelos, estruturados com base nas suas particularidades funcionais. Entre essas subdivisões, encontramos:

1. **Modelo *Pool* Simétrico:** os agentes de mercado submetem ofertas de venda e de compra de energia elétrica para cada período de negociação. As ofertas de venda, apresentadas pelos produtores, indicam a quantidade de energia disponível e o preço mínimo a que estão dispostos a produzir, enquanto as ofertas de compra, submetidas por comercializadores ou grandes consumidores, refletem a quantidade de energia desejada e o preço máximo que estão dispostos a pagar [3]. Estas ofertas são agregadas pelo Operador de Mercado, que procede à ordenação das mesmas de acordo com o respetivo preço, dando origem às curvas agregadas de oferta e de procura.

A interseção entre estas duas curvas determina o preço de fecho de mercado (*market clearing price*) e a quantidade de energia transacionada (*market clearing quantity*) em cada período. Este mecanismo de formação de preços encontra-se ilustrado na Figura 2.3, onde se representam as curvas agregadas de oferta e de procura e o respetivo ponto de equilíbrio do mercado.

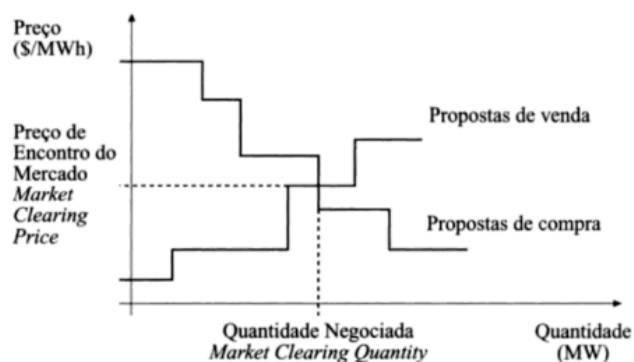


Figura 2.3: Modelo *Pool* Simétrico [1].

2. **Modelo *Pool* Assimétrico:** neste caso apenas os produtores submetem ofertas ao mercado, sendo a procura considerada perfeitamente inelástica para o período de negociação, isto é, assume-se que os consumidores estão dispostos a adquirir a quantidade necessária de energia independentemente do preço de mercado [3]. A Figura 2.4 ilustra exatamente este modelo, no qual apenas é representada a curva das ofertas de produção. As linhas verticais representam a estimativa de procura inelástica em cada período de negociação.

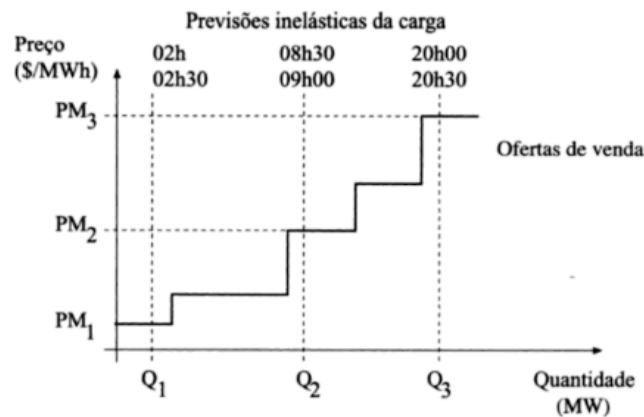


Figura 2.4: Modelo *Pool* Assimétrico [1].

2.2.2 Contratos Bilaterais

Os contratos bilaterais surgem como mecanismos complementares ao mercado em *pool*, permitindo mitigar o risco associado à volatilidade dos preços e conferir às entidades consumidoras e produtoras uma maior previsibilidade dos seus fluxos financeiros, bem como a possibilidade de estabelecer relações contratuais diretas e de médio ou longo prazo.

Do ponto de vista conceptual, os contratos bilaterais podem ser classificados em contratos bilaterais físicos e contratos bilaterais financeiros, consoante envolvam ou não uma obrigação de entrega física de energia elétrica e um impacto direto nas condições de exploração do sistema elétrico. Assim:

- **Contratos Bilaterais Físicos**

Os contratos bilaterais físicos estabelecem um compromisso explícito de fornecimento e receção de energia elétrica entre entidades produtoras e consumidoras. Para além do preço e da quantidade contratada, estes contratos integram diversas disposições de natureza técnica, nomeadamente relativas à modulação da potência ao longo do período contratual, à qualidade do serviço e à identificação dos nós da rede onde ocorre a injeção e a absorção de potência. Por este motivo, os contratos bilaterais físicos afetam diretamente os trânsitos de potência e as condições de exploração do sistema elétrico [1].

A entrega física negociada através de contratos bilaterais pode ser integrada num mercado em *pool*, os contratos podem ser referenciados ao preço do mercado *spot* ou incluir cláusulas de ajuste, criando uma interdependência entre a programação bilateral e a atividade no mercado em *pool*, o que reforça a importância da gestão de risco e liquidez.

- Contratos Bilaterais Financeiros

Os contratos bilaterais de natureza financeira, têm como objetivo principal a gestão do risco económico associado ao funcionamento dos mercados de curto prazo. Ao contrário dos contratos físicos, estes instrumentos não implicam a entrega de energia elétrica, apresentando uma natureza puramente financeira e não interferindo com o despacho obtido no mercado organizado.

Um exemplo representativo destes instrumentos são os Contratos por Diferenças (*Contracts for Difference (Cfd)*), nos quais as partes acordam um preço de referência. Caso o preço de mercado seja superior a esse valor, o produtor compensa o comprador pela diferença, caso seja inferior, o comprador compensa o produtor. Este tipo de contrato permite uma proteção eficaz contra a volatilidade dos preços, mas pode introduzir distorções se não estiver devidamente alinhado com os sinais de mercado de curto prazo [4].

Para além dos contratos por diferença, os contratos de futuros e as opções constituem instrumentos financeiros utilizados nos mercados de eletricidade. Estes contratos não afetam diretamente o despacho da produção, funcionando essencialmente como mecanismos financeiros de cobertura (*hedging*) associados ao preço marginal de curto prazo do sistema (*Short-Term Marginal Price (STMP)*). Os contratos de futuros permitem fixar antecipadamente um preço para um determinado período futuro, implicando uma obrigação de liquidação na data acordada, enquanto as opções conferem maior flexibilidade ao concederem apenas o direito, e não a obrigação, de executar o contrato. A utilização destes instrumentos facilita o planeamento económico e a justificação de decisões de investimento num contexto de elevada incerteza dos preços *spot*, coexistindo, na maioria dos sistemas elétricos liberalizados, com os mercados organizados em *pool* e contribuindo para uma maior estabilidade económica entre produtores e consumidores de eletricidade [1].

Como exemplo atual da evolução dos contratos bilaterais no setor elétrico, importa ainda referir os *Power Purchase Agreements (PPA)*, cuja utilização tem vindo a ganhar relevância crescente no contexto da transição energética e da contratação de energia renovável a médio e longo prazo. Os PPA não constituem uma categoria autónoma face aos contratos bilaterais, sendo antes uma forma específica destes acordos, celebrada diretamente entre um produtor de energia renovável e um comprador. Do ponto de vista da sua natureza, os PPA podem assumir duas configurações distintas: os PPA físicos, que implicam a entrega efetiva de energia através da rede e afetam diretamente os trânsitos de potência do sistema, e os PPA virtuais ou financeiros, que funcionam como instrumentos de cobertura de risco semelhantes a um *Contract for Difference*, sem impacto no despacho do mercado organizado. Em 2025, esta tendência manteve-se expressiva, com o mercado de

PPA a registar um dos seus anos mais relevantes, impulsionado sobretudo por grandes empresas tecnológicas, centros de dados e necessidades crescentes associadas à inteligência artificial [5].

2.3 Enquadramento e estrutura do MIBEL

O Mercado Ibérico de Eletricidade (**MIBEL**) resulta de um processo de cooperação institucional entre os governos de Portugal e de Espanha, desenvolvido com o objetivo de promover a integração dos sistemas elétricos dos dois países e de criar um mercado comum de energia elétrica à escala ibérica.

O percurso até à criação do MIBEL teve início no final da década de 1990 e caracterizou-se por uma evolução gradual e contínua. Entre os principais marcos institucionais destacam-se a celebração, em novembro de 2001, do protocolo de colaboração entre as administrações portuguesa e espanhola para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade, bem como a assinatura, em outubro de 2004, do acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha [6].

O início do funcionamento pleno do MIBEL ocorreu em 1 de julho de 2007, coroando o trabalho de harmonização progressiva das condições técnicas, económicas e regulamentares dos sistemas elétricos ibéricos. A implementação do mercado visou assegurar benefícios para os consumidores de ambos os países, promovendo um acesso não discriminatório ao mercado em condições de igualdade, transparência e objetividade, bem como o reforço da concorrência entre os agentes [7].

Para além dos marcos associados à sua criação formal, o Mercado Ibérico tem vindo a acompanhar a integração progressiva dos mercados europeus de eletricidade, nomeadamente através do acoplamento de mercados, do desenvolvimento dos mercados intradiários e da adoção de períodos de negociação mais curtos. A Figura 2.5 sintetiza alguns dos eventos relevantes para a consolidação e modernização do MIBEL. Os desenvolvimentos mais recentes refletem a adaptação do mercado a um contexto de maior volatilidade, integração europeia e necessidade de flexibilidade. Durante a crise energética de 2022/23, o Mecanismo Ibérico constituiu uma intervenção excecional sobre a formação dos preços grossistas, através da limitação temporária do preço de referência do gás natural utilizado na produção de eletricidade [8]. Em 2024, a implementação do Mercado Intradiário Contínuo (**MIC**) reforçou a integração intradiária europeia, permitindo a valorização explícita da capacidade transfronteiriça no horizonte intradiário [9].

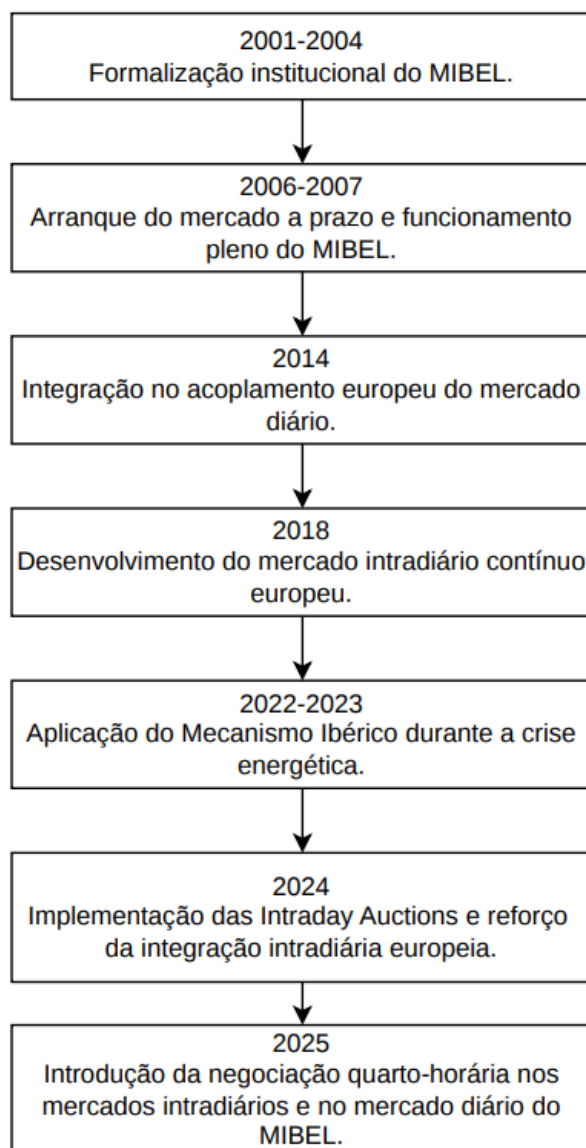


Figura 2.5: Cronologia de eventos relevantes na implementação do MIBEL.

Do ponto de vista organizacional, o funcionamento do MIBEL assenta numa separação funcional de responsabilidades, coordenada pelo Operador de Mercado Ibérico (OMI). Neste enquadramento, o Operador de Mercado Ibérico - Pólo Espanhol (OMIE) é responsável pela gestão dos mercados organizados de curto prazo, nomeadamente o mercado diário e os mercados intradiários. Em paralelo, o Operador de Mercado Ibérico - Pólo Português (OMIP) assegura a gestão dos mercados a prazo, permitindo a negociação de contratos futuros e de outros instrumentos financeiros associados à eletricidade [3].

Esta organização permite acomodar diferentes horizontes temporais de decisão dos agentes de mercado, assegurando simultaneamente a eficiência da formação do preço de curto prazo e a mitigação do risco associado à volatilidade dos mercados *spot*. O modelo de funcionamento do MIBEL caracteriza-se, assim, por uma estrutura mista, que combina um mercado centralizado do

tipo *pool*, baseado em mecanismos competitivos de leilão, com a possibilidade de celebração de contratos bilaterais, físicos ou financeiros.

No contexto de um sistema elétrico liberalizado, o MIBEL assume um papel central na coordenação entre a oferta e a procura de eletricidade na Península Ibérica, constituindo um instrumento fundamental para a integração de novas tecnologias de produção, em particular fontes de energia renovável, e para a transmissão de sinais económicos eficientes aos agentes de mercado. O funcionamento dos diferentes segmentos que compõem o MIBEL será aprofundado nas subsecções seguintes.

2.3.1 Mercados diário e intradiário

Os mercados diário e intradiário constituem o núcleo do funcionamento do MIBEL no que respeita à formação do preço de curto prazo da eletricidade. Estes mercados são geridos pelo OMIE e baseiam-se em mecanismos de leilão, nos quais a interação entre a oferta e a procura determina, para cada período de negociação, o preço de mercado e a quantidade de energia transacionada.

O mercado diário é o principal mecanismo de formação do preço *spot* no MIBEL. Neste mercado, os agentes (produtores, comercializadores e consumidores habilitados) submetem ofertas de venda e de compra de energia elétrica para o dia seguinte, indicando, para cada período de liquidação, as quantidades e os preços a que estão dispostos a transacionar. Desde 1 de outubro de 2025, a negociação no mercado diário passou de uma estrutura horária para uma estrutura quarto-horária, com intervalos de 15 minutos. Deste modo, o mercado passou a compreender 96 períodos de negociação por dia, em contraste com os 24 períodos diários considerados até essa data.

Esta mudança representa uma evolução importante no funcionamento dos mercados de eletricidade, uma vez que permite uma representação mais precisa das variações da produção e do consumo ao longo do dia. Num sistema elétrico com elevada penetração de produção renovável variável, nomeadamente solar fotovoltaica e eólica, os desvios entre previsão e operação podem ocorrer em intervalos temporais inferiores a uma hora. Assim, a negociação em períodos de 15 minutos permite aproximar o mercado das condições reais de funcionamento do sistema, aumentando a precisão do equilíbrio entre oferta e procura e contribuindo para uma maior eficiência na formação dos preços [10].

As ofertas de venda são ordenadas por ordem crescente de preço, refletindo os custos marginais das diferentes tecnologias de produção, enquanto as ofertas de compra são organizadas por ordem decrescente, de acordo com a disposição dos agentes do lado da procura para pagar um determinado preço para serem alimentados. A interseção entre as curvas agregadas de oferta e de procura determina o preço de encontro do mercado (*market clearing price*) e a quantidade de energia negociada (*market clearing quantity*) para cada período. Este preço é aplicado de forma uniforme a todas as transações aceites, caracterizando o mercado diário como um leilão de preço uniforme.

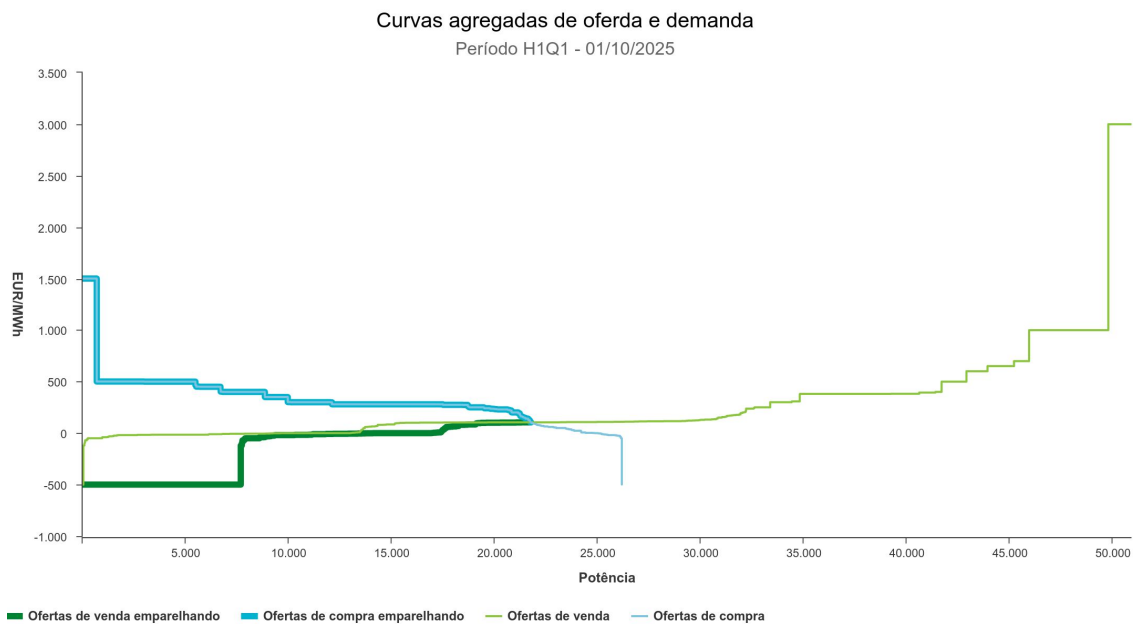


Figura 2.6: Curvas agregadas de oferta e demanda no intervalo entre as 00h00 e as 00h15 (H1-1ª hora; Q1-1º quarto) do dia 1 de outubro de 2025 [11].

A Figura 2.6 ilustra este mecanismo de formação de preços para o intervalo compreendido entre as 00h00 e as 00h15 do dia 1 de outubro de 2025. Observa-se que o ponto de interseção entre as curvas agregadas de oferta e de procura define simultaneamente o preço de equilíbrio do mercado e a quantidade de energia transacionada nesse período. As propostas localizadas à esquerda do ponto de equilíbrio são aceites, enquanto as propostas situadas à direita são rejeitadas por não serem economicamente competitivas. Este mecanismo assegura uma alocação eficiente dos recursos disponíveis e maximiza o benefício económico global do mercado.

Complementarmente ao mercado diário, o MIBEL dispõe de mercados intradiários concebidos para permitir aos agentes atualizar continuamente as suas decisões de compra e venda, à medida que se aproxima o tempo real. Estes mercados assumem particular relevância num sistema elétrico caracterizado por uma elevada penetração de fontes de energia renovável variáveis, cuja produção está sujeita a incerteza associada às condições meteorológicas.

No mercado intradiário podem identificar-se dois mecanismos de negociação: um mercado intradiário por sessões de leilão, no qual são realizados vários processos discretos de negociação ao longo do dia, e um mercado intradiário contínuo, integrando diversos Operadores de Mercados Europeus desde abril de 2018, que permite a negociação de energia quase em tempo real, até um período muito próximo do momento de entrega.

Os resultados de cada sessão intradiária traduzem-se na atualização das posições contratuais dos agentes, sendo posteriormente integrados nos programas horários do Sistema Elétrico Nacional após a verificação e resolução das respetivas restrições técnicas pelo Operador de Sistema. A Figura 2.7 apresenta os horários das diferentes sessões do mercado intradiário do MIBEL, evidenciando a forma como estas sessões sucessivas permitem um ajustamento progressivo das posições

de mercado à medida que se aproxima o momento de entrega física. Estes mecanismos possibilitam a correção de desvios entre a produção prevista e a procura efetiva, contribuindo para uma operação mais flexível e eficiente do sistema elétrico.

	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 [12].

Em conjunto, os mercados diário e intradiário desempenham um papel fundamental na coordenação económica do sistema elétrico, ao estabelecerem preços resultantes do equilíbrio entre a oferta e a procura. Estes preços funcionam como sinais económicos para os agentes de mercado, refletindo a escassez ou abundância relativa de recursos em cada período de negociação e orientando, de forma direta, as decisões de produção, consumo e ajustamento operacional. A forma como a procura reage a estes sinais de preço, nomeadamente através de mecanismos de flexibilidade e de resposta ativa, assume particular relevância na formação do preço de mercado, constituindo um dos eixos centrais de análise desenvolvidos nos capítulos seguintes da presente dissertação.

2.3.2 Interligações e separação de mercado (*Market Splitting*)

No contexto do MIBEL, a separação de mercado (*market splitting*) ocorre quando a capacidade das interligações entre os sistemas elétricos de Portugal e de Espanha é insuficiente para acomodar os fluxos de energia resultantes do equilíbrio entre a oferta e a procura, conduzindo à formação de preços diferenciados para cada zona. Este fenómeno não resulta de uma causa única, sendo os seus principais determinantes a capacidade disponível nas interligações, a produção de origem renovável e a procura de eletricidade [13].

A Figura 2.8 ilustra a evolução dos preços do mercado diário do MIBEL em Portugal e em Espanha ao longo dos diferentes períodos de negociação. Em situações de funcionamento integrado do mercado, os preços nas duas zonas coincidem, sendo representados por barras de igual valor. Pelo contrário, em períodos de *market splitting*, a existência de restrições na capacidade das interligações conduz à formação de preços diferenciados, traduzindo-se graficamente em barras de alturas distintas para Portugal e para Espanha. No caso do dia 1 de outubro de 2025, observa-se a coincidência dos preços em ambos os países ao longo de todos os períodos, indicando que não ocorreu separação de mercado nesse dia.

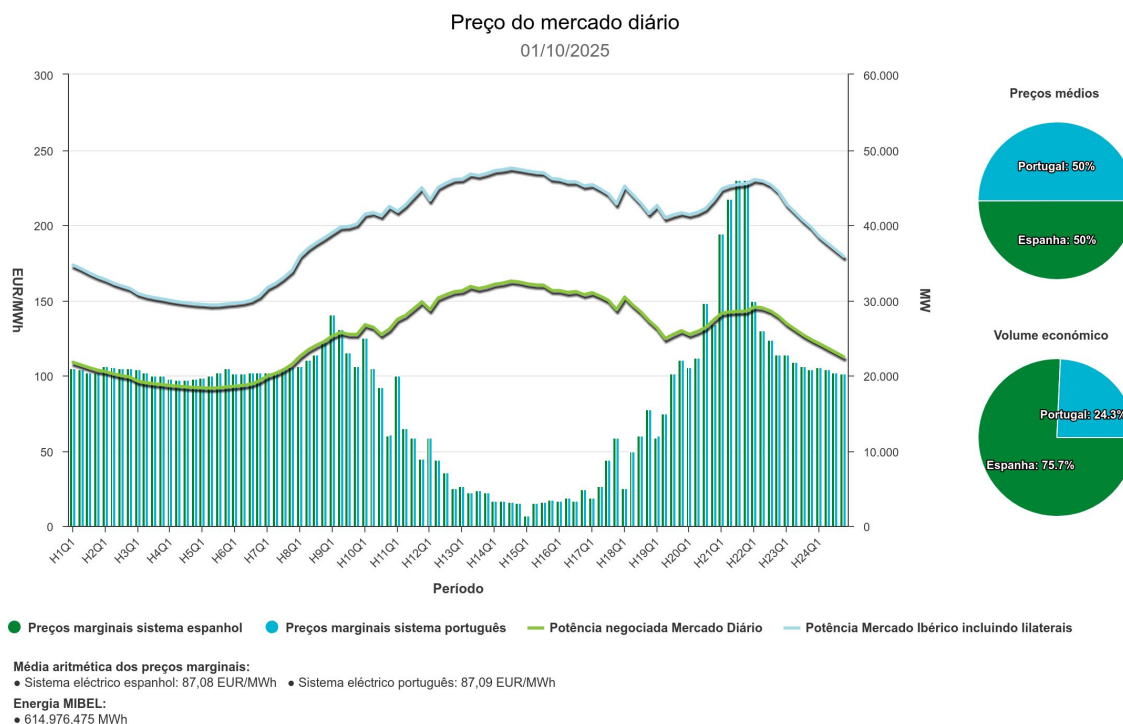


Figura 2.8: Evolução dos preços horários do mercado diário do MIBEL em Portugal e Espanha no dia 1 de outubro de 2025 [14].

Em dias em que ocorre separação de mercado, a zona com menor preço tende a atuar como exportadora de energia, uma vez que dispõe de produção relativamente mais barata face à procura existente. Pelo contrário, a zona com preço mais elevado assume o papel de importadora, pois necessita de energia adicional para satisfazer a sua procura a um custo inferior ao que resultaria apenas da utilização dos seus recursos internos. No entanto, se a capacidade da interligação entre as duas zonas estiver totalmente utilizada, a energia não consegue fluir em quantidade suficiente para igualar os preços. É precisamente neste ponto que as restrições físicas da rede se tornam visíveis no mercado e se traduzem num diferencial de preços.

Apesar da forte convergência dos preços médios anuais observados em Portugal e em Espanha ao longo dos últimos anos, evidenciada pela proximidade sistemática das barras correspondentes a cada zona, a Figura 2.9 mostra que esta convergência média não implica necessariamente uma integração plena do mercado em todos os períodos horários. Com efeito, verificou-se nos anos mais recentes um aumento expressivo do tempo relativo em que o MIBEL operou em regime de *market splitting*, sobretudo a partir de 2022.

Este aumento está, em grande medida, associado à forte disponibilidade de energia elétrica produzida em unidades solares fotovoltaicas localizadas em Espanha, que tem conduzido com maior frequência a fluxos de importação de energia elétrica por Portugal, particularmente durante as horas diurnas. Quando a capacidade de interligação disponível não é suficiente para acomodar estes fluxos, ocorre congestionamento na interligação e é ativado o mecanismo de *market splitting*, originando a separação dos preços entre as duas zonas de mercado.

Deste modo, embora os preços médios anuais de Portugal e Espanha se mantenham bastante próximos, a tendência crescente da percentagem de períodos com separação de mercado evidencia a ocorrência frequente de episódios de congestionamento nas interligações, nos quais os preços horários divergem entre os dois países. De acordo com a análise apresentada no relatório da Entidade Reguladora dos Serviços Energético (ERSE), esta evolução confirma que o *market splitting* continua a assumir relevância no funcionamento do MIBEL, mesmo num contexto de preços médios fortemente convergentes.

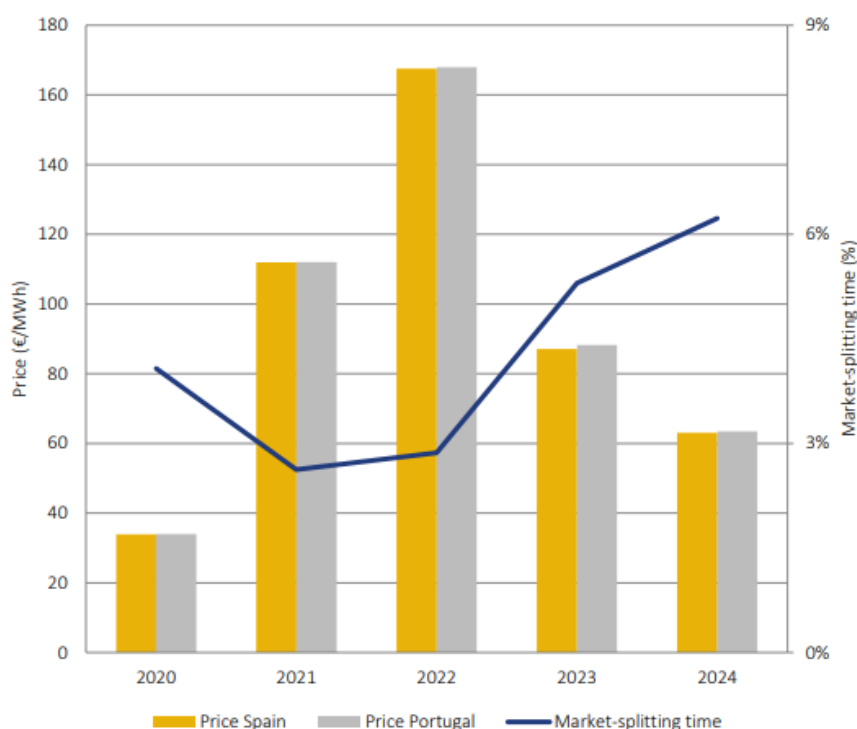


Figura 2.9: Evolução do preço médio anual do mercado à vista e da divisão de mercado, de 2020 a 2024 [15].

Este aspeto é particularmente relevante para a presente dissertação, uma vez que a elasticidade da procura pode influenciar a forma como o mercado reage a situações de excesso de produção ou de maior pressão sobre o sistema. Uma procura mais flexível e sensível aos sinais de preço poderia contribuir para ajustar o consumo, reduzindo parcialmente a necessidade de escoamento de energia através das interligações. Assim, embora a elasticidade da procura não elimine as restrições físicas da rede, pode contribuir para atenuar os seus efeitos económicos e favorecer um funcionamento com menos tempo de *market splitting*.

Capítulo 3

Elasticidade da Procura e Impacto nos Preços

3.1 Elasticidade da Procura de Eletricidade

A elasticidade é um conceito fundamental em economia descrevendo o grau de sensibilidade de uma variável económica face a alterações noutra variável. No contexto dos mercados, esta medida é usada para quantificar como as quantidades oferecidas ou procuradas reagem às variações de preços, rendimentos ou outros fatores que afetam o comportamento dos agentes económicos. Para a presente dissertação, será analisada a elasticidade da procura que medirá a variação percentual da quantidade procurada em resposta a uma variação percentual no preço.

Em termos gerais, a elasticidade da procura (E_p) é dada por:

$$E_p = \frac{\frac{\Delta Q}{Q}}{\frac{\Delta P}{P}} \quad (3.1)$$

Nesta expressão Q representa a quantidade consumida e P o preço de mercado. Um sinal negativo tipicamente acompanha esta relação, refletindo a lei da procura, segundo a qual um aumento do preço tende a provocar uma diminuição da quantidade consumida. O valor absoluto de E_p indica a intensidade da resposta da procura:

- Se $|E_p| = 0$: procura perfeitamente inelástica, em que a quantidade consumida permanece constante independentemente do preço;
- Se $0 < |E_p| < 1$: procura inelástica, na qual as variações de preço provocam pequenas alterações no consumo;
- Se $|E_p| = 1$: procura unitária, em que variações percentuais de preço e quantidade são equivalentes;
- Se $|E_p| > 1$: procura elástica, onde pequenas variações de preço conduzem a grandes variações de consumo;

- Se $|E_p| = \infty$: procura perfeitamente elástica, de tal forma que qualquer variação no preço leva a que a quantidade se reduza imediatamente para zero, isto é, os consumidores só estão dispostos a comprar a um preço fixo.

Na Figura 3.1 observam-se diferentes tipos de comportamento da procura: quanto mais plana for a curva, maior é a elasticidade, significando que pequenas variações de preço originam grandes alterações na quantidade consumida. Pelo contrário, curvas mais verticais representam uma procura mais rígida ou inelástica, na qual o consumo se mantém praticamente constante mesmo perante variações significativas no preço. Importa salientar que a inclinação da curva não é, por si só, uma medida de elasticidade, embora possa estar relacionada. De forma geral, quanto menor o declive, maior tende a ser a elasticidade da procura [16].



Figura 3.1: Caracterização do tipo da elasticidade da procura.

À luz do exposto, torna-se claro que a elasticidade da procura, enquanto conceito económico, apenas se materializa de forma efetiva quando os consumidores dispõem de mecanismos que lhes permitam ajustar o seu consumo em resposta às condições do mercado e do sistema elétrico. Neste sentido, a análise da flexibilidade da procura assume um papel central, uma vez que corresponde à vertente técnica e operacional que viabiliza essa resposta, sendo fundamental para compreender o funcionamento dos mercados elétricos modernos e o impacto da participação ativa do lado da procura na formação dos preços.

3.2 Flexibilidade do Lado da Procura

A flexibilidade do lado da procura refere-se à capacidade de os consumidores de eletricidade ajustarem o seu perfil de consumo em resposta a sinais económicos, operacionais ou técnicos do sistema elétrico, contribuindo para o equilíbrio entre oferta e procura e para a eficiência global do mercado.

3.2.1 Evolução do papel do consumidor e limitações à flexibilidade

Durante grande parte da evolução do setor elétrico, a flexibilidade do lado da procura manteve-se limitada, uma vez que o sistema foi tradicionalmente organizado segundo uma lógica em que

os consumidores assumiam um papel essencialmente passivo e o equilíbrio entre produção e consumo era assegurado sobretudo pelo lado da oferta. Neste modelo, a procura apresentava reduzida capacidade de resposta aos sinais de mercado, quer pela baixa exposição dos consumidores finais aos preços horários da eletricidade, quer pela ausência de mecanismos técnicos, contratuais e organizacionais que permitissem ajustar o consumo de forma eficiente.

Em Portugal, os primeiros passos no sentido de uma participação mais ativa dos consumidores surgiram com o enquadramento da microprodução, e posteriormente com a criação de um regime jurídico próprio para o autoconsumo, através do Decreto-Lei n.º 153/2014 [17]. Contudo, a capacidade efetiva de atuar de forma flexível continuava dependente da existência de meios que permitissem alterar o perfil de consumo, armazenar excedentes e coordenar recursos distribuídos. Esta evolução foi reforçada com o Decreto-Lei n.º 162/2019, que enquadró o autoconsumo de energia renovável e as comunidades de energia renovável, permitindo aos autoconsumidores produzir, consumir, armazenar, partilhar e vender eletricidade [18].

Assim, embora o autoconsumo e a produção descentralizada não sejam conceitos totalmente recentes, a sua articulação com armazenamento, comunidades energéticas e mecanismos de mercado tem vindo a transformar progressivamente o consumidor num agente mais ativo, capaz de contribuir para a flexibilidade do sistema elétrico.

No enquadramento europeu recente, a *Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)* destaca que a resposta da procura constitui um recurso essencial para aumentar a flexibilidade do sistema elétrico, permitindo que os consumidores ajustem o seu comportamento em função de incentivos de preço e das condições da rede. Contudo, a sua participação nos mercados continua limitada por barreiras técnicas, regulatórias e contratuais, nomeadamente pela insuficiente exposição a sinais de preço dinâmicos, pela necessidade de maior disseminação de contadores inteligentes e pela dificuldade de participação de pequenos recursos distribuídos e agregadores nos mercados de eletricidade. Assim, a remoção destas barreiras é fundamental para que recursos como o armazenamento, o autoconsumo e a gestão ativa do consumo possam contribuir de forma mais efetiva para a flexibilidade do sistema elétrico [19].

3.2.2 Mecanismos e recursos de flexibilidade da procura

No contexto dos sistemas elétricos modernos, a flexibilidade da procura assume um papel cada vez mais relevante devido à crescente penetração de fontes de energia renovável de carácter variável, como a energia eólica e solar fotovoltaica. A variabilidade e menor previsibilidade destas fontes aumentam a necessidade de dispor de recursos capazes de responder rapidamente a desequilíbrios do sistema, tradicionalmente assegurados pelo lado da oferta. A literatura recente destaca que a mobilização de procura flexível pode reduzir a necessidade de centrais de reserva, atenuar congestionamentos na rede e contribuir para a redução dos custos totais do sistema elétrico [20].

A resposta da procura pode materializar-se através de diferentes estratégias, incluindo redução voluntária e temporária do consumo por parte dos consumidores, o deslocamento do consumo no tempo (*load shifting*) e a modulação contínua da procura, traduzida em ajustamentos graduais e frequentes do nível de consumo em resposta às condições operacionais e económicas do sistema

elétrico. Estas ações são frequentemente incentivadas por sinais de preço, programas de *Demand Response* ou mecanismos de mercado que remuneram explicitamente a flexibilidade disponibilizada pelos consumidores. Estudos recentes demonstram que a integração eficaz destes mecanismos pode mitigar a volatilidade dos preços de curto prazo e melhorar a eficiência económica dos mercados grossistas de eletricidade [21].

O desenvolvimento tecnológico tem sido um fator determinante para a viabilização da flexibilidade da procura. A disseminação de redes inteligentes, contadores inteligentes e sistemas de gestão de energia permite uma monitorização mais detalhada do consumo e uma resposta mais rápida e automatizada aos sinais do mercado. Paralelamente, o autoconsumo, aliado ao armazenamento de energia, tem vindo a transformar os consumidores em agentes mais ativos do sistema elétrico, frequentemente designados por *prosumers*. Estes agentes são capazes de gerir localmente o seu balanço energético, reduzindo a sua exposição às flutuações dos preços *spot* e contribuindo para a flexibilidade global do sistema [22].

Adicionalmente, as comunidades energéticas emergem como um modelo organizacional que potencia a flexibilidade do lado da procura através da partilha de recursos de produção e armazenamento entre múltiplos consumidores. Este modelo promove uma gestão colaborativa da energia, facilita a integração de energias renováveis a nível local e permite uma resposta mais coordenada às condições do sistema elétrico. Estas estruturas podem desempenhar um papel relevante no reforço da sustentabilidade da rede, ao mesmo tempo que incentivam comportamentos de consumo mais eficientes e ativos [23].

Em síntese, a flexibilidade do lado da procura constitui um elemento central na transição para sistemas elétricos mais sustentáveis, eficientes e resilientes. Ao permitir que o consumo responda de forma mais ativa às condições do sistema e aos sinais de mercado, esta flexibilidade contribui para a redução da volatilidade dos preços, para a integração eficiente de energias renováveis e para uma maior estabilidade económica dos mercados de eletricidade, sendo particularmente relevante tanto no contexto Ibérico como no Europeu.

3.3 Experiências de Contratação de Flexibilidade

3.3.1 Análise Comparativa de Iniciativas Europeias

A crescente necessidade de soluções de flexibilidade ao nível das redes de distribuição tem levado vários países europeus a desenvolver mecanismos específicos, maioritariamente de natureza piloto ou experimental, para a contratação de serviços de flexibilidade. Estas iniciativas diferem em termos de maturidade, desenho de mercado e enquadramento regulatório, refletindo as especificidades de cada sistema elétrico nacional. Seguidamente, apresentam-se algumas das principais experiências europeias.

- **Suécia:** Na Suécia, a contratação de flexibilidade é utilizada como instrumento complementar à gestão de congestionamentos locais e de apoio à operação da rede. O modelo adotado assenta sobretudo em projetos-piloto promovidos pelos operadores de redes de distribuição

(*Distribution System Operator (DSO)*'s), frequentemente em articulação com o operador da rede de transporte (TSO). Neste contexto, destaca-se o projeto *stHlmflex*, implementado na região de Estocolmo, que dá continuidade a iniciativas desenvolvidas no âmbito do programa europeu *CoordiNet*. Um elemento distintivo do caso sueco é o mecanismo de subscrição da rede, que define uma capacidade contratada de potência nas interfaces TSO/DSO e permite exceder temporariamente esse limite mediante penalização financeira, funcionando como um limite implícito ao preço da flexibilidade adquirida pelos DSOs. O *stHlmflex* está organizado por zonas e permite a contratação de serviços de flexibilidade, envolvendo recursos distribuídos de diferentes setores, incluindo clientes industriais e comerciais, produtores e ativos de menor dimensão, com participação por meio de agregadores. Os resultados iniciais evidenciam uma utilização eficaz da flexibilidade para a gestão de congestionamentos e o adiamento de investimentos em reforços de rede, embora os volumes mobilizados permaneçam ainda limitados [24].

- **Reino Unido:** No Reino Unido, a contratação de flexibilidade ao nível da distribuição combina projetos-piloto de natureza experimental com mecanismos de aquisição já consolidados. Um dos principais projetos exploratórios foi o *IntraFlex*, desenvolvido entre 2019 e 2021, que analisou os efeitos que a ativação de flexibilidade por terceiros poderia ter nos desvios entre a energia prevista e a efetivamente consumida ou produzida no sistema, e de que forma esses desvios poderiam ser geridos por meio dos mercados existentes. Os resultados do projeto mostraram que, durante o período piloto, a flexibilidade foi utilizada em volumes reduzidos, pelo que soluções mais complexas para gerir os seus efeitos nos mercados de eletricidade não se justificaram. Na prática, a flexibilidade foi usada sobretudo para resolver problemas locais da rede de distribuição, como congestionamentos, sem necessidade de uma ligação direta aos mercados grossistas.

Paralelamente, desde 2018, os operadores de redes de distribuição recorrem a concursos estruturados de flexibilidade, promovidos no âmbito do programa *Open Networks*, coordenado pela *Energy Networks Association (ENA)*. Estes concursos visam o adiamento de investimentos em reforços de rede, a gestão de congestionamentos e o reforço da fiabilidade do sistema, resultando, sobretudo em contratos de médio e longo prazo. Os volumes de flexibilidade adquiridos têm aumentado de forma consistente, com predominância de recursos dos setores comercial e industrial, ainda com pouca incidência do setor residencial. A contratação é realizada através de plataformas como a *Piclo Flex*, persistindo ainda desafios relacionados com a liquidez do mercado, a acumulação de valor para os fornecedores de flexibilidade e a futura articulação com os mercados grossistas e de balanço [24].

- **Noruega:** Na Noruega, os mercados locais de flexibilidade têm sido utilizados sobretudo como um ambiente de experimentação técnica e conceptual, com o objetivo de testar abordagens, ferramentas e processos antes de uma eventual adoção mais ampla. O projeto *NorFlex* foi central neste contexto, ao explorar diferentes fases de desenvolvimento, desde provas de conceito até mecanismos mais próximos da operação real. Uma característica distintiva do

caso norueguês é o facto de uma parte significativa da negociação ter assumido um carácter ficcional, sendo utilizada principalmente para testar o funcionamento do mercado e os seus processos, e não para a resolução direta de congestionamentos reais. Esta abordagem permitiu reduzir riscos operacionais e ganhar experiência prática, mas, em simultâneo, limitou a transição para um modelo de contratação recorrente. A inexistência de um enquadramento regulatório plenamente consolidado tem igualmente condicionado a evolução destes mecanismos rumo a uma solução estrutural no contexto do sistema elétrico norueguês [24].

- **Holanda:** Na Holanda, a flexibilidade assume um papel central na gestão de congestionamentos, distinguindo-se dos restantes casos analisados pelo elevado grau de integração entre operadores de rede e mercados grossistas existentes. Em vez de criar um mercado local de flexibilidade autónomo, o modelo baseia-se na coordenação entre o operador da rede de transporte e os operadores de redes de distribuição através da plataforma *Grid Operators Platform for Congestion Solutions (GOPACS)*, que permite resolver constrangimentos de rede recorrendo diretamente à flexibilidade já disponível nos mercados grossistas, nomeadamente no mercado intradiário. Esta arquitetura promove uma utilização eficiente dos recursos flexíveis e uma forte articulação entre redes e mercados, sendo frequentemente apontado como um dos modelos mais avançados na Europa. No entanto, a participação de alguns tipos de recursos, em particular do setor residencial, permanece condicionada por aspetos regulatórios e tarifários [24].
- **Alemanha:** Na Alemanha, o mercado de flexibilidade ao nível da distribuição apresenta um desenvolvimento limitado, uma vez que o modelo dominante para a gestão de congestionamentos continua a assentar em abordagens regulatórias baseadas em regras, nomeadamente através de mecanismos obrigatórios de redespacho. A utilização de mecanismos de mercado para a contratação de flexibilidade é, por isso, restrita, o que reduz a liquidez e o envolvimento do lado da procura. Ainda assim, foram desenvolvidos projetos piloto com o objetivo de testar modelos alternativos, destacando-se o *enera Flexmarkt*, no qual a flexibilidade era contratada através de leilões competitivos para a gestão de congestionamentos na rede de distribuição. Apesar de ter demonstrado a viabilidade técnica e operacional de soluções baseadas em mercado, este modelo não foi adotado de forma estrutural a nível nacional, mantendo-se a abordagem regulatória como solução predominante [24].
- **França:** Em França, a flexibilidade ao nível da distribuição é promovida, desde 2020 pela ENEDIS através de concursos. Apesar deste enquadramento formal, a participação no mercado tem sido reduzida, com a maioria dos concursos a terminar sem a apresentação de ofertas, o que evidencia dificuldades na mobilização de recursos flexíveis a nível local. Um aspeto central do caso francês é a utilização da flexibilidade sobretudo para reduzir a potência injetada na rede, em resposta a situações de excesso de produção local, enquanto as soluções associadas ao aumento da potência disponível têm tido um papel mais limitado. Esta orientação resulta, por um lado, da robustez da rede de distribuição e, por outro, da existência de mecanismos nacionais já consolidados, que continuam a ser mais atrativos

para os fornecedores de flexibilidade. Como resposta, a ENEDIS tem vindo a reforçar a coordenação com o operador da rede de transporte e a avaliar a implementação de soluções de negociação mais contínuas. Em geral, esta situação traduz-se numa liquidez reduzida do mercado, que limita a utilização da flexibilidade como instrumento recorrente de gestão da rede e condiciona a sua afirmação como alternativa efetiva aos mecanismos já existentes [24].

Tabela 3.1: Síntese das experiências europeias de contratação de flexibilidade.

País	Mecanismo referido	Síntese do modelo
Suécia	<i>stHlmflex</i>	Projetos-piloto orientados para a gestão de congestionamentos locais, com articulação entre DSO e TSO, embora com volumes de flexibilidade ainda limitados.
Reino Unido	<i>IntraFlex, Open Networks e Piclo Flex</i>	Modelo mais desenvolvido, combinando projetos-piloto com mecanismos estruturados de contratação, mas ainda com desafios associados à liquidez do mercado e à reduzida participação residencial.
Noruega	<i>NorFlex</i>	Abordagem sobretudo experimental, utilizada para testar processos e ferramentas de mercado, ainda condicionada pela ausência de um enquadramento regulatório consolidado.
Holanda	<i>GOPACS</i>	Modelo fortemente integrado com os mercados grossistas, permitindo resolver congestionamentos através da flexibilidade já disponível no mercado intradiário.
Alemanha	<i>enera Flexmarkt</i> e redespaço	Desenvolvimento limitado, com predomínio de soluções regulatórias e utilização restrita de mecanismos de mercado para contratar flexibilidade.
França	Concursos da ENEDIS	Modelo formal de contratação, mas com baixa participação e vários concursos sem ofertas, revelando dificuldades na mobilização de recursos flexíveis.

3.3.2 O Contexto Nacional: O Projeto FIRMe da E-REDES.

No contexto nacional, a necessidade de mecanismos de flexibilidade tem vindo a ganhar relevância num ambiente marcado pelo crescimento do consumo de energia elétrica, pela elevada incorporação de produção renovável e pela maior complexidade da operação das redes. Em 2025, o consumo de energia elétrica abastecido pela rede pública atingiu o valor anual mais elevado de sempre, enquanto a produção renovável assegurou uma parte significativa do consumo nacional, com particular destaque para o crescimento da produção solar fotovoltaica [25]. Estes desenvolvimentos evidenciam simultaneamente a crescente eletrificação do consumo e a maior presença de recursos renováveis variáveis no sistema elétrico português.

Neste enquadramento, a contratação de flexibilidade ao nível da rede de distribuição surge como uma solução complementar aos investimentos tradicionais em reforço de rede. Em Portugal, a contratação de flexibilidade ao nível da rede de distribuição está a ser testada através do projeto Flexibilidade Integrada em Regime de Mercado (**FIRMe**), lançado pela E-REDES no final de 2022. A flexibilidade é contratada para responder a diferentes situações operacionais, incluindo a reposição do sistema após perturbações, a garantia do fornecimento de energia durante manutenções na rede e a estabilidade em períodos de elevada procura. Até ao momento, realizaram-se dois leilões de flexibilidade, cujos resultados evidenciam um aumento significativo tanto na participação como no valor das ofertas no segundo leilão face ao primeiro, refletindo a maturação

progressiva do programa e um grau crescente de confiança dos participantes no enquadramento do projeto. A evolução temporal do FIRMe, ilustrada na Figura 3.2, evidencia uma implementação faseada, composta até ao momento por duas vagas de leilões, cada uma envolvendo a submissão de licitações pelos agentes na plataforma *Piclo Flex* e a posterior celebração dos contratos de flexibilidade, conforme os resultados dos leilões. Este enquadramento traduz um processo de desenvolvimento gradual e iterativo, no qual os mecanismos de mercado são testados e ajustados progressivamente, com perspetiva de consolidação futura do modelo [26].



Figura 3.2: Cronograma de desenvolvimento do projeto FIRMe [26].

Em síntese, as experiências europeias de contratação de flexibilidade evidenciam que os mercados locais de flexibilidade, ao nível da distribuição, encontram-se em diferentes estágios de maturidade, coexistindo modelos já consolidados com abordagens ainda de natureza piloto ou experimental. Apesar das diferenças entre países, observa-se uma convergência quanto aos principais objetivos destes mercados, nomeadamente a gestão de congestionamentos, o adiamento de investimentos em rede e o apoio à operação segura dos sistemas elétricos. Os programas analisados demonstram igualmente que a evolução destes mercados depende fortemente do enquadramento regulatório, do grau de coordenação entre os operadores de rede e da integração com os restantes mercados de eletricidade, aspetos que serão determinantes para a sua consolidação futura.

Capítulo 4

Metodologia Desenvolvida

4.1 Introdução

No presente capítulo é descrita a abordagem metodológica implementada para quantificar o impacto da alteração da elasticidade da procura nos preços do Mercado Ibérico de Eletricidade. De forma a facilitar a obtenção e análise dos resultados, foi desenvolvido um programa em Python que permite ao utilizador obter o preço original de mercado e, posteriormente, novos preços de mercado resultantes da inclusão de variações na elasticidade da procura. Para isso, os dados sobre os quais incidirá o estudo dizem respeito ao mercado diário, cuja entidade responsável é o OMIE. O mercado diário está encarregue das transações do mercado de eletricidade, recebendo propostas de compra e de venda de energia elétrica para cada período do dia seguinte. A metodologia desenvolvida baseia-se na linearização das curvas agregadas de oferta e procura, formadas por essas propostas, aproximando cada uma por uma reta definida a partir de pontos representativos, permitindo assim estimar o novo preço de equilíbrio resultante de uma maior elasticidade da procura.

Este capítulo encontra-se organizado em diferentes etapas. Inicialmente apresenta-se a preparação dos dados utilizados, seguida da linearização das curvas agregadas e determinação do equilíbrio de mercado. Posteriormente é descrita a metodologia para a alteração da elasticidade da procura, sendo por fim apresentado um exemplo ilustrativo da sua aplicação.

4.2 Descrição da Metodologia

4.2.1 Recolha e Tratamento de Dados

Os dados utilizados neste estudo foram obtidos através dos arquivos disponibilizados pelo OMIE¹ e correspondem às curvas agregadas do mercado diário do MIBEL referentes ao ano de 2025. Para cada dia do ano foi descarregado um ficheiro contendo todas as propostas de compra e venda submetidas ao mercado, bem como a identificação se essas propostas foram aceites ou rejeitadas no processo de fecho de mercado.

¹<https://www.omie.es/pt/file-access-list>

Até 30 de setembro de 2025, o mercado diário operou com uma periodicidade horária, existindo 24 períodos de negociação por dia. Em 1 de outubro de 2025 entrou em vigor a nova estrutura de negociação baseada em períodos de 15 minutos, passando o mercado a operar com 96 períodos diários. Neste novo modelo, os períodos passaram a ser identificados no formato HhQq, onde h representa a hora do dia e q o respetivo quarto de hora. Esta alteração teve implicações diretas no tratamento dos dados, uma vez que passou a ser necessário considerar uma granularidade temporal distinta a partir dessa data, adaptando a identificação dos períodos de mercado e garantindo a correta agregação e análise das propostas em função da estrutura horária ou quarto-horária aplicável.

Cada registo presente nos ficheiros do OMIE contém informação relativa ao período de negociação, ao tipo de oferta, à quantidade de energia, ao preço associado à proposta e à indicação relativa à aceitação da oferta no processo de fecho. As propostas encontram-se classificadas segundo o tipo de oferta, como propostas de compra (C) ou de venda (V), podendo ainda assumir o estado de “casada (C)”, quando foram aceites no mercado, ou “ofertada (O)”, quando não foram seleccionadas no processo de fecho. Na Figura 4.1 é possível observar a organização das ofertas tal como são disponibilizadas pelo Operador de Mercado.

Os dados extraídos dos ficheiros foram organizados e processados através de um *script* desenvolvido em *Python*, sendo consolidados num único ficheiro em formato Parquet, que constituiu a base de dados utilizada ao longo do estudo. A escolha deste formato deveu-se à sua maior eficiência ao nível do armazenamento e rapidez de leitura e processamento, particularmente adequada ao volume de informação considerado nesta dissertação. Este processamento possibilitou a automatização da linearização das curvas de oferta e procura e da determinação dos novos preços de equilíbrio para todos os períodos do ano em análise.

OMIE - Mercado de electricidad		Fecha Emisión :31/01/2025 - 12:56		01/02/2025 Mercado diario					
Hora	Fecha	Pais	Unidad	Tipo Oferta	Energia Compra/Venta	Precio Compra/Venta	Ofertada (O)/Casada (C)		
1	01/02/2025	MI		C	382,1	1.500,00	O		
1	01/02/2025	MI		C	7,1	1.500,00	O		
1	01/02/2025	MI		C	260,5	1.500,00	O		
1	01/02/2025	MI		C	0,2	800	O		
1	01/02/2025	MI		C	0,9	701	O		
1	01/02/2025	MI		C	0,1	700,05	O		
1	01/02/2025	MI		C	2.354,30	501	O		
1	01/02/2025	MI		C	281,2	501	O		
1	01/02/2025	MI		C	39,1	501	O		
1	01/02/2025	MI		C	79,4	500	O		
1	01/02/2025	MI		C	13,1	500	O		
1	01/02/2025	MI		C	0,1	500	O		
1	01/02/2025	MI		C	939,3	500	O		
1	01/02/2025	MI		C	446,6	500	O		
1	01/02/2025	MI		C	32,2	500	O		
1	01/02/2025	MI		C	0,1	500	O		
1	01/02/2025	MI		C	184,2	500	O		
1	01/02/2025	MI		C	246,3	500	O		
1	01/02/2025	MI		C	912	500	O		
1	01/02/2025	MI		C	0,1	466,3	O		
1	01/02/2025	MI		C	40,3	466,3	O		
1	01/02/2025	MI		C	0,3	466,3	O		
1	01/02/2025	MI		C	38,6	451	O		
1	01/02/2025	MI		C	134,7	451	O		
1	01/02/2025	MI		C	176	450	O		
1	01/02/2025	MI		C	5,3	450	O		
1	01/02/2025	MI		C	18,8	450	O		
1	01/02/2025	MI		C	821,1	450	O		
1	01/02/2025	MI		C	3	431,51	O		

Figura 4.1: Organização dos dados disponibilizados pelo Operador de Mercado.

4.2.2 Linearização das Curvas Agregadas

A metodologia proposta assenta na aproximação linear das curvas agregadas de oferta e procura do mercado diário. Esta simplificação permite representar matematicamente o comportamento do mercado através de duas retas, cuja interseção corresponde ao ponto de equilíbrio de mercado.

Para cada período de negociação, são definidos três pontos fundamentais:

- Ponto B (x_B, y_B) — ponto de equilíbrio original do mercado;
- Ponto A (x_A, y_A) — ponto representativo da curva de procura;
- Ponto C (x_C, y_C) — ponto representativo da curva de oferta.

A seleção dos pontos A e C foi realizada com base na análise do comportamento típico das curvas agregadas, procurando garantir uma aproximação linear representativa do mercado.

No caso da curva da procura, o ponto A foi definido a partir de um limiar de 400 €/MWh. Este critério permite excluir a zona inicial da curva, caracterizada por propostas de compra a preços muito elevados e por variações abruptas, que poderiam introduzir uma distorção significativa no declive da reta linearizada. A partir desta região, a curva apresenta um comportamento mais regular e próximo do troço relevante para a formação do preço de mercado, permitindo que o segmento definido entre os pontos A e B represente de forma mais adequada a inclinação da procura utilizada nos cenários de alteração da elasticidade.

Relativamente à curva da oferta, o ponto C foi definido, na generalidade dos casos, como o primeiro ponto correspondente a um preço positivo e diferente de zero, permitindo uma aproximação linear consistente da curva de oferta. No entanto, em períodos em que o preço de mercado assume valores muito reduzidos ou negativos, este critério deixa de ser aplicável, uma vez que o valor de 0,01 €/MWh, normalmente identificado como o primeiro preço positivo e não nulo, pode já não pertencer ao conjunto de ofertas casadas. Nestas situações foi adotado um limiar de -50 €/MWh, procurando encontrar um ponto suficientemente afastado do equilíbrio e ainda inserido no conjunto de ofertas aceites, para permitir o cálculo do declive, sem recorrer a propostas demasiado extremas que distorceriam a linearização.

O ponto B corresponde ao ponto de equilíbrio observado no mercado diário e representa a interseção entre as curvas agregadas de oferta e procura. Por esse motivo, constitui um ponto comum a ambas as linearizações e serve de referência central para o cálculo das respetivas aproximações lineares. A partir destes pontos são obtidas as equações lineares das curvas agregadas de procura e de oferta.

Considerando que a aproximação adotada é linear, cada curva agregada é representada por uma equação do tipo $y = mx + b$. Assim, a linearização da curva agregada de procura é obtida com base nos pontos A (x_A, y_A) e B (x_B, y_B) , permitindo determinar o declive e a respetiva equação da reta aproximada.

$$m_c = \frac{y_A - y_B}{x_A - x_B} \quad (4.1)$$

$$b_c = y_B - m_c \cdot x_B \quad (4.2)$$

$$y_c = m_c x + b_c \quad (4.3)$$

Nestas expressões:

- y_c representa o preço de mercado para uma quantidade de energia negociada;
- m_c representa o declive da reta que aproxima a curva das compras;
- x_c representa a quantidade de energia negociada ao preço de mercado;
- b_c representa a ordenada na origem da reta que aproxima a curva das compras.

De forma análoga, a linearização da curva agregada de oferta é determinada a partir dos pontos B (x_B, y_B) e C (x_C, y_C) .

$$m_v = \frac{y_B - y_C}{x_B - x_C} \quad (4.4)$$

$$b_v = y_B - m_v \cdot x_B \quad (4.5)$$

$$y_v = m_v x + b_v \quad (4.6)$$

Nestas expressões:

- y_v representa o preço de mercado para uma quantidade de energia negociada;
- m_v representa o declive da reta que aproxima a curva das vendas;
- x_v representa a quantidade de energia negociada ao preço de mercado;
- b_v representa a ordenada na origem da reta que aproxima a curva das vendas.

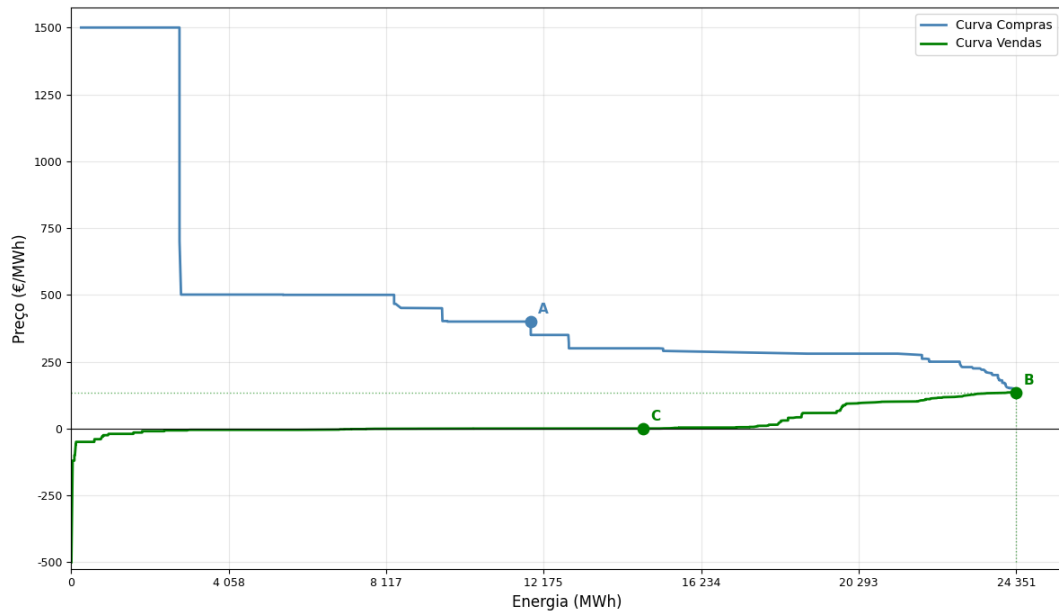


Figura 4.2: Exemplo para a hora 1 do dia 01/02/2025 da curva de vendas e compras com pontos usados para linearização.

A Figura 4.2 apresenta, de forma ilustrativa, a localização dos pontos representativos selecionados nas curvas agregadas de procura e oferta para a hora 1 do dia 01/02/2025. A identificação gráfica destes pontos permite visualizar a sua posição relativamente ao ponto de equilíbrio do mercado e facilita a compreensão dos critérios adotados para a linearização descritos anteriormente. A partir desta definição é possível determinar as retas aproximadas das curvas agregadas e prosseguir para a etapa seguinte da metodologia.

4.2.3 Modificação da Elasticidade da Procura

Após a linearização das curvas agregadas, procede-se à modificação da elasticidade da procura através da alteração do declive da reta de procura original.

O objetivo desta abordagem consiste em simular cenários em que os consumidores apresentam maior sensibilidade às variações do preço da eletricidade. Em termos geométricos, uma maior elasticidade traduz-se numa reta de procura menos inclinada, isto é, com menor valor absoluto do declive no referencial preço-energia. Esta alteração significa que, para uma mesma variação do preço, a quantidade procurada apresenta uma variação mais significativa, refletindo uma procura mais sensível.

A modificação é efetuada mantendo fixo o ponto de interseção da reta da procura com o eixo da quantidade de energia, designado por ponto D (x_D, y_D). Este ponto corresponde ao prolongamento da reta da procura linearizada até ao ponto em que o preço é nulo, isto é $y_D = 0$ e a sua abcissa é determinada por:

$$x_D = -\frac{b_c}{m_c} \quad (4.7)$$

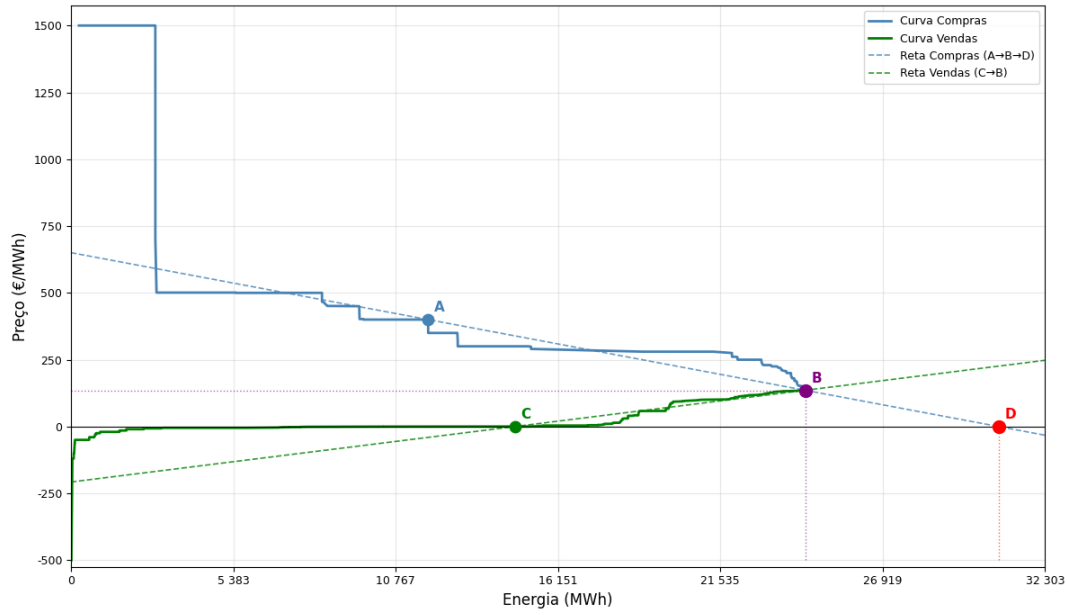


Figura 4.3: Exemplo para a hora 1 do dia 01/02/2025 da linearização das curvas agregadas e do ponto D.

Na Figura 4.3 é possível observar as retas que linearizam a curva da procura e a curva da oferta, bem como o posicionamento do ponto D, a partir do qual será realizada a alteração da reta da procura.

Definido o ponto D, o declive inicial da curva de procura é alterado de acordo com uma variação percentual previamente estabelecida, sendo calculado através de:

$$m_{c,novo} = m_c + (m_c \times m\%) \quad (4.8)$$

Após a modificação do declive, a nova ordenada na origem é recalculada de forma a garantir que o ponto D permanece fixo:

$$b_{c,novo} = -m_{c,novo} \cdot x_D \quad (4.9)$$

A nova curva de procura fica então definida por:

$$y_{c,novo} = m_{c,novo}x_{c,novo} + b_{c,novo} \quad (4.10)$$

Nestas expressões:

- $m\%$ representa a percentagem de variação do declive inicial;
- $m_{c,novo}$ representa o novo declive da reta que aproxima a curva das compras;
- $x_{c,novo}$ representa a quantidade de energia negociada ao novo preço de mercado;
- $b_{c,novo}$ representa a nova ordenada na origem da reta que aproxima a curva das compras;
- $y_{c,novo}$ é o novo preço de mercado para uma quantidade de energia negociada.

4.2.4 Cálculo do Novo Preço de Equilíbrio

Após a modificação do declive da reta de procura, procede-se ao cálculo do novo ponto de equilíbrio do mercado. Nesta etapa, considera-se que a reta de oferta linearizada permanece inalterada, uma vez que a análise desenvolvida incide apenas sobre a alteração da elasticidade da procura.

O novo equilíbrio é obtido através da interseção entre a nova reta de procura e a reta de oferta inicialmente definida. Assim, o ponto de equilíbrio corresponde à solução do seguinte sistema:

$$y_{c,novo} = y_v \quad (4.11)$$

ou, de forma equivalente:

$$m_{c,novo}x + b_{c,novo} = m_vx + b_v \quad (4.12)$$

Isolando a variável x , obtém-se a nova quantidade de energia negociada:

$$x_{c,novo} = \frac{b_v - b_{c,novo}}{m_{c,novo} - m_v} \quad (4.13)$$

A partir da nova quantidade de equilíbrio, o novo preço de mercado é calculado substituindo $x_{c,novo}$ na reta de oferta:

$$y_{c,novo} = m_vx_{c,novo} + b_v \quad (4.14)$$

Desta forma, cada cenário de elasticidade conduz a um novo ponto de equilíbrio, cuja comparação com o equilíbrio original permite quantificar o impacto da alteração da elasticidade da procura no preço de mercado e na energia negociada. Para esse efeito, a variação relativa de cada grandeza é calculada através da comparação entre o valor obtido no novo cenário e o valor original, de acordo com a expressão 4.15.

$$\Delta X(\%) = \frac{X_{novo} - X_{original}}{X_{original}} \times 100 \quad (4.15)$$

Nesta expressão X representa a variável analisada, podendo corresponder ao preço de equilíbrio ou à energia negociada. Assim, valores negativos indicam uma redução face ao cenário original, enquanto valores positivos traduzem um aumento da respetiva grandeza.

4.3 Exemplo Ilustrativo

De modo a complementar a descrição teórica da metodologia apresentada nas subsecções anteriores, é apresentado nesta secção um exemplo ilustrativo aplicado a um período concreto do mercado diário. Neste caso, considera-se a hora 1 do dia 01/02/2025, recorrendo às curvas agregadas de procura e oferta publicadas pelo OMIE. Este exemplo permite observar os cálculos passo

a passo, utilizando valores reais, verificando assim, de forma prática, as principais etapas da metodologia descrita anteriormente, desde a seleção dos pontos de referência até à determinação do novo preço de equilíbrio após a modificação da elasticidade da procura.

Inicialmente, identificam-se os pontos representativos utilizados na linearização da curva de oferta. As respetivas coordenadas encontram-se apresentadas na Tabela 4.1, sendo x a energia acumulada e y o preço correspondente.

Tabela 4.1: Pontos representativos utilizados na linearização da curva de oferta

Ponto	Energia (MWh)	Preço (€/MWh)
B	24351,7	135,57
C	14729,5	0,01

A partir dos pontos B e C e recorrendo à equação 4.4, obtém-se o declive da reta de oferta:

$$m_v = \frac{135,57 - 0,01}{24351,7 - 14729,5} = 0,0141$$

Utilizando a equação 4.5, a ordenada na origem é dada por:

$$b_v = 135,57 - (0,0141 \times 24351,7) = -207,503$$

Assim, a reta que aproxima a curva de oferta é definida por:

$$y_v = 0,0141x - 207,503$$

De forma semelhante, procede-se à linearização da curva de procura, utilizando os pontos B e A e recorrendo às equações 4.1 e 4.2. As coordenadas dos pontos A e B utilizados neste cálculo encontram-se apresentadas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Pontos representativos utilizados na linearização da curva de procura

Ponto	Energia (MWh)	Preço (€/MWh)
B	24351,7	135,57
A	11842,8	400

$$m_c = \frac{135,57 - 400}{24351,7 - 11842,8} = -0,0211$$

$$b_c = 135,57 + (0,0211 \times 24351,7) = 650,349$$

Deste modo, a reta que aproxima a curva de procura é dada por:

$$y_c = -0,0211x + 650,349$$

A interseção entre as retas de oferta e procura permite obter o ponto de equilíbrio original do mercado:

$$0,0141x - 207,503 = -0,0211x + 650,349$$

$$x = \frac{650,349 - (-207,503)}{0,0141 - (-0,0211)} = 24351,7 \text{ MWh}$$

Substituindo este valor em qualquer uma das retas, obtém-se o preço de equilíbrio original:

$$y_v = 0,0141 \times 24351,7 - 207,503 = 135,57 \text{ €/MWh}$$

$$y_c = -0,0211 \times 24351,7 + 650,349 = 135,57 \text{ €/MWh}$$

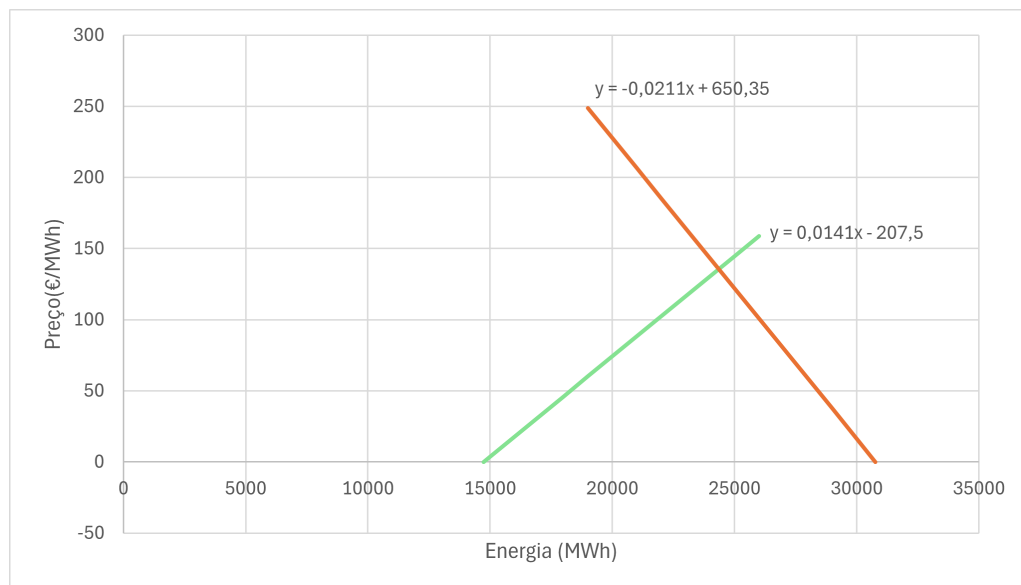


Figura 4.4: Retas que aproximam a curva das vendas e das compras para a hora 1 do dia 01/02/2025.

Após a determinação do equilíbrio original, procede-se à alteração da elasticidade da procura. Neste exemplo, considera-se uma redução de 10% no declive da curva de procura, correspondente a um cenário de maior elasticidade.

Antes de calcular a nova reta de procura, determina-se o ponto D, segundo a equação 4.7 correspondente à interseção da reta de procura original com o eixo das abcissas:

$$x_D = -\frac{650,349}{-0,0211}$$

A nova inclinação da curva de procura é então dada pela equação 4.8:

$$m_{c,novo} = -0,0211 + (-0,0211 \times 0,1) = -0,019$$

A nova ordenada na origem é calculada mantendo fixo o ponto D, segundo a equação 4.9:

$$b_{c,novo} = -(0,019 \times \frac{650,349}{-0,0211}) = 585,31$$

Assim, a nova reta de procura é definida por:

$$y_{c,novo} = -0,019x + 585,31$$

O novo ponto de equilíbrio resulta da interseção entre a nova reta de procura e a reta de oferta original:

$$0,0141x - 207,503 = -0,019x + 585,31$$

$$\Longleftrightarrow$$

$$x = \frac{585,31 - (-207,503)}{0,0141 - (-0,019)} = 23942,3 \text{ MWh}$$

Substituindo este valor na reta de oferta ou na nova reta de procura, obtém-se o novo preço de equilíbrio:

$$y_v = 0,0141 \times 23942,3 - 207,503 = 129,80 \text{ €/MWh}$$

$$y_{c,novo} = -0,019 \times 23942,3 + 585,31 = 129,80 \text{ €/MWh}$$

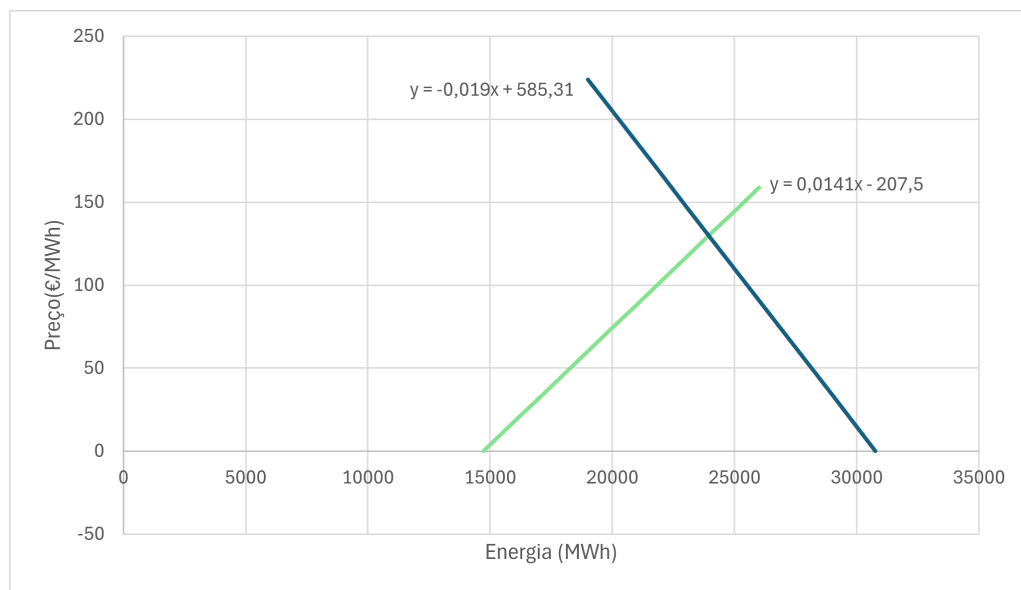


Figura 4.5: Reta que aproxima a curva das vendas e nova reta das compras para a hora 1 do dia 01/02/2025.

Este exemplo permite verificar que, para o período analisado, a redução de 10% no declive da curva de procura conduz a uma diminuição do preço de equilíbrio de 135,57 €/MWh para 129,80 €/MWh. Assim, o aumento da elasticidade da procura resulta numa redução de 5,77 €/MWh no preço de mercado e recorrendo à equação 4.15 corresponde a uma variação de aproximadamente:

$$\frac{129,80 - 135,57}{135,57} \times 100 = -4,26\%$$

A energia negociada também se altera, passando de 24351,7 MWh para 23942,3 MWh (redução de 1,68%). Este resultado é coerente com a alteração geométrica introduzida na curva de procura. Ao reduzir o valor absoluto do declive, a nova reta de procura torna-se menos inclinada e passa a intercetar a reta de oferta num ponto inferior ao equilíbrio original. Assim, neste exemplo, o novo ponto de equilíbrio desloca-se simultaneamente para um nível de preço mais baixo e para uma menor quantidade de energia negociada.

Capítulo 5

Resultados

5.1 Descrição geral

Os resultados são analisados a partir de duas variáveis principais: o preço de mercado, expresso em €/MWh, e a energia negociada, expressa em MWh. Para cada cenário simulado, compara-se o novo preço e a nova quantidade de energia com os valores originais do mercado.

Adicionalmente é calculada a variação percentual dos preços de mercado através da equação 4.15. Assim, sempre que o novo preço de mercado é inferior ao preço original, a variação percentual assume valores negativos. Por esse motivo, os gráficos de variação percentual apresentados ao longo deste capítulo incluem valores negativos, refletindo a redução do preço de equilíbrio nos cenários em que a curva de procura é alterada. Deste modo, valores mais negativos correspondem a reduções mais acentuadas face ao cenário original.

A análise dos resultados é organizada em três níveis temporais. Em primeiro lugar, apresenta-se uma análise diária, que permite observar com maior detalhe o comportamento dos resultados ao longo de dias específicos. De seguida, é realizada uma análise mensal, com o objetivo de identificar padrões ao longo do ano e perceber o impacto da maior elasticidade da procura nos diferentes meses. Por fim, é apresentada uma análise anual agregada, que permite avaliar o efeito global dos cenários simulados no conjunto do ano de 2025. Esta organização permite passar de uma leitura mais detalhada e pontual dos resultados para uma análise progressivamente mais agregada.

Importa ainda referir que, como mencionado anteriormente, até ao final de setembro de 2025, o mercado diário se encontrava organizado em 24 períodos horários por dia. A partir de outubro, com a introdução da negociação quarto-horária, os dados passam a estar disponíveis em 96 períodos diários. Contudo, para assegurar a comparabilidade dos resultados ao longo de todo o ano e simplificar a representação gráfica, uma vez que a utilização de 96 períodos tornaria a leitura das figuras pouco clara, os valores referentes aos meses de outubro, novembro e dezembro foram agregados numa base horária, através da média dos quatro períodos de 15 minutos correspondentes a cada hora. Desta forma, a análise mantém uma estrutura homogênea ao longo de todo o ano, permitindo comparar diretamente os resultados dos diferentes meses.

Finalmente, foram analisados dois cenários de alteração da elasticidade da procura, definidos a partir da redução do declive da reta representativa da procura:

- **Elasticidade de 10%:** corresponde a uma redução de 10% no declive da reta de procura, tornando-a menos inclinada e representando um primeiro nível de aumento da elasticidade da procura face ao cenário original;
- **Elasticidade de 20%:** corresponde a uma redução de 20% no declive da reta de procura, tornando-a menos inclinada e representando um segundo nível, mais acentuado, de aumento da elasticidade da procura face ao cenário original.

5.2 Análise Diária

A análise diária permite avaliar, com maior detalhe, o efeito do aumento da elasticidade da procura no preço de equilíbrio e na quantidade de energia negociada. Para esse efeito, foram selecionados quatro dias representativos de diferentes períodos do ano: 21 de janeiro, 15 de abril, 15 de julho e 21 de outubro. Esta seleção permite comparar os resultados em contextos sazonais distintos, associados a diferentes perfis de consumo e de produção renovável.

Para cada dia, são apresentados inicialmente os resultados relativos ao preço de mercado nos cenários original, variação de declive de -10% e de -20%, incluindo a respetiva variação percentual face ao cenário original. De seguida, é analisada a energia negociada nos mesmos três cenários.

Sempre que aplicável, é ainda identificada a ocorrência de *market splitting*, uma vez que este fenómeno influencia o comportamento dos preços e das quantidades de energia negociadas.

5.2.1 21 de janeiro

O dia 21 de janeiro de 2025 corresponde a um dia representativo do período de inverno, no qual se verificam, em geral, níveis de consumo mais elevados, associados às necessidades de aquecimento. Este contexto tende a refletir-se em preços de mercado mais elevados, sobretudo quando conjugado com uma menor disponibilidade de produção renovável, em particular de origem solar. Assim, a análise deste dia permite avaliar o efeito do aumento da elasticidade da procura num período caracterizado por preços relativamente elevados e por uma procura significativa de eletricidade.

Na Tabela 5.1 apresentam-se os resultados do preço de mercado para o dia 21 de janeiro de 2025, considerando o cenário original e os cenários correspondentes à redução de 10% e 20% do declive da curva de procura. Para cada cenário alternativo é também indicada a respetiva variação percentual face ao preço original, permitindo avaliar o impacto relativo da alteração introduzida na curva da procura. Neste dia verificou-se ainda a ocorrência de *market splitting* nas horas 8, 9, 10, 20 e 21, pelo que estes períodos devem ser analisados tendo em conta a influência da separação entre os mercados português e espanhol.

Tabela 5.1: Resultados do preço de mercado para o dia 21/01/2025 nos cenários original e de maior elasticidade.

Período	Preço Original (€/MWh)	Preço -10% (€/MWh)	Variação -10% (%)	Preço -20% (€/MWh)	Variação -20% (%)
1	136,00	128,96	-5,18	121,12	-10,94
2	130,65	123,77	-5,27	116,12	-11,12
3	124,35	117,75	-5,31	110,42	-11,20
4	117,05	111,05	-5,13	104,35	-10,85
5	115,30	109,28	-5,22	102,58	-11,03
6	123,83	117,51	-5,10	110,46	-10,80
7	138,86	132,23	-4,77	124,79	-10,13
8	146,68	140,26	-4,38	132,98	-9,34
9	147,29	141,41	-3,99	134,69	-8,55
10	150,00	144,48	-3,68	138,14	-7,91
11	147,78	140,70	-4,79	132,76	-10,16
12	146,69	139,17	-5,13	130,79	-10,84
13	144,57	136,88	-5,32	128,34	-11,23
14	140,34	132,79	-5,38	124,43	-11,34
15	135,25	127,96	-5,39	119,89	-11,36
16	135,53	128,48	-5,20	120,64	-10,99
17	145,10	137,76	-5,06	129,56	-10,71
18	147,29	140,41	-4,67	132,67	-9,93
19	150,19	143,50	-4,45	135,94	-9,49
20	154,01	148,34	-3,68	141,81	-7,92
21	156,15	150,32	-3,73	143,61	-8,03
22	147,08	140,06	-4,77	132,18	-10,13
23	137,00	130,18	-4,98	122,56	-10,54
24	125,75	119,14	-5,26	111,79	-11,10
Média	139,28	132,60	-4,83	125,11	-10,24

A análise da Tabela 5.1 permite verificar que o aumento da elasticidade da procura conduz a uma redução do preço de mercado em todos os períodos analisados. Em termos médios, o preço passa de 139,28 €/MWh no cenário original para 132,60 €/MWh no cenário de -10% e para 125,11 €/MWh no cenário de -20%. Considerando a média das variações percentuais horárias, obtém-se uma redução média de -4,83% no cenário de -10% e de -10,24% no cenário de -20%. Estes resultados mostram que, para este dia, uma procura mais elástica teria conduzido a uma redução generalizada do preço de mercado.

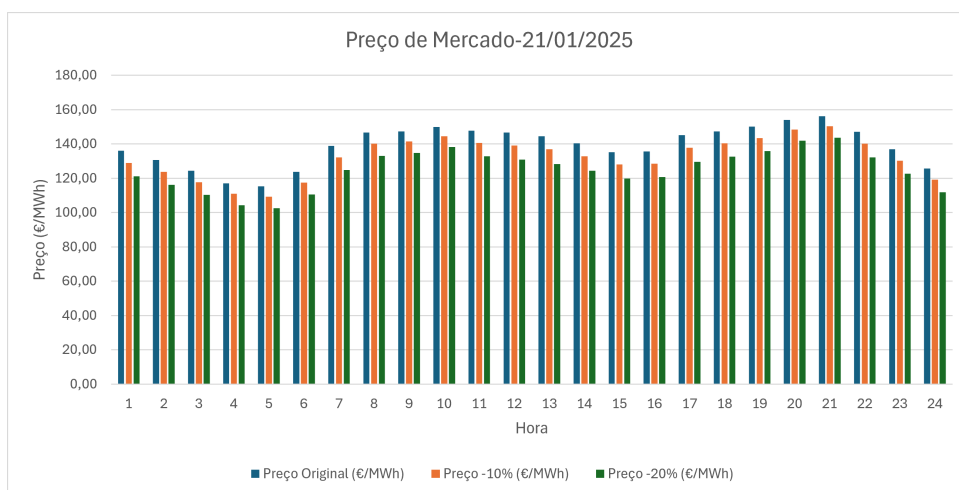


Figura 5.1: Comparação do preço de mercado no dia 21/01/2025 entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

A Figura 5.1 permite verificar uma redução sistemática do preço de mercado à medida que se reduz o declive da curva de procura. Os preços mais baixos ocorrem durante a madrugada, em particular nas horas 4 e 5, períodos em que a procura de energia tende a ser mais reduzida, atingindo o valor mínimo de 115,30 €/MWh.

Pelo contrário, os valores mais elevados registam-se no final do dia, sobretudo nas horas 20 e 21, sendo a hora 21 aquela em que se observa o maior preço de mercado, com 156,15 €/MWh no cenário original. Este comportamento é coerente com o aumento do consumo doméstico no final do dia, período normalmente associado ao regresso das atividades residenciais e a uma maior utilização de energia. Ainda que estas horas coincidam com períodos de *market splitting*, verificou-se que os preços em Espanha foram superiores aos de Portugal, pelo que a separação de mercado não contribui para explicar os valores elevados observados, confirmando que estes resultam sobretudo do perfil horário da procura.

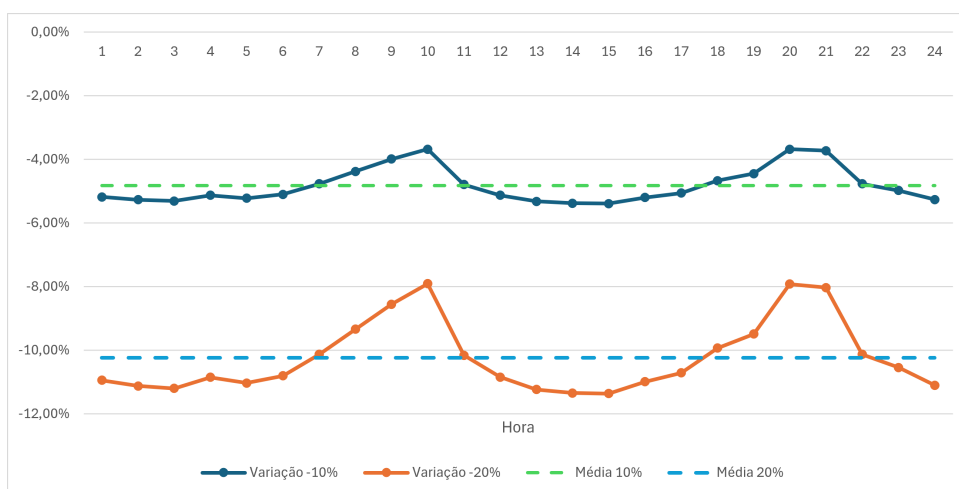


Figura 5.2: Variação percentual do preço de mercado no dia 21/01/2025.

A Figura 5.2 apresenta a variação percentual do preço de mercado nos cenários de -10% e -20%. Os valores apresentados, como mencionado na secção 5.1, surgem em escala negativa, dado que o novo preço de mercado é inferior ao preço original em todos os períodos. Desta forma, os valores mais próximos de zero correspondem às menores reduções percentuais, enquanto os valores mais negativos correspondem às maiores reduções relativas do preço de mercado.

Como se pode observar, a menor redução percentual ocorre nas horas 10 e 20, ambas com um valor de -3,68% no cenário de -10% e de -7,91% e -7,92% no cenário de -20%, coincidindo com duas das horas de preço de mercado mais elevados do dia. Por outro lado, a maior redução percentual ocorre na hora 15, com uma variação de -5,39% no cenário de -10% e de -11,36% no cenário de -20%, sendo o impacto no cenário de -20% aproximadamente o dobro do observado no cenário de -10%, o que é coerente com a maior magnitude aplicada.

Relativamente à energia negociada, os resultados apresentados na Tabela 5.2 e na Figura 5.3 mostram que a redução do declive da curva de procura conduz igualmente a uma diminuição da quantidade de energia negociada. Em termos médios, a energia negociada passa de 23076,05 MWh no cenário original para 22697,69 MWh no cenário de -10%, e para 22274,07 MWh no cenário de -20%.

Tabela 5.2: Resultados da energia negociada para o dia 21/01/2025 nos cenários original e de maior elasticidade.

Período	Qtd. Original (MWh)	Qtd. -10% (MWh)	Qtd. -20% (MWh)
1	23786,90	23415,70	23002,50
2	22120,80	21797,30	21438,00
3	20714,00	20429,50	20113,80
4	20220,80	19951,80	19652,10
5	20051,40	19794,40	19508,70
6	20394,60	20102,90	19777,70
7	23308,60	22905,00	22451,70
8	7284,80	7148,10	6993,20
9	8095,10	7942,00	7767,10
10	9060,30	8887,90	8689,50
11	30861,50	30282,50	29632,30
12	30507,80	29977,20	29385,90
13	30271,40	29780,90	29236,50
14	30133,50	29671,30	29158,90
15	29765,30	29334,00	28856,00
16	29764,40	29314,60	28814,20
17	29771,30	29258,60	28686,30
18	30036,10	29466,00	28824,10
19	31148,20	30519,10	29807,30
20	10312,50	10116,70	9891,40
21	10587,10	10384,30	10151,20
22	31583,20	31010,90	30368,10
23	28402,90	27955,20	27454,70
24	25642,70	25298,70	24916,40
Média	23076,05	22697,69	22274,07

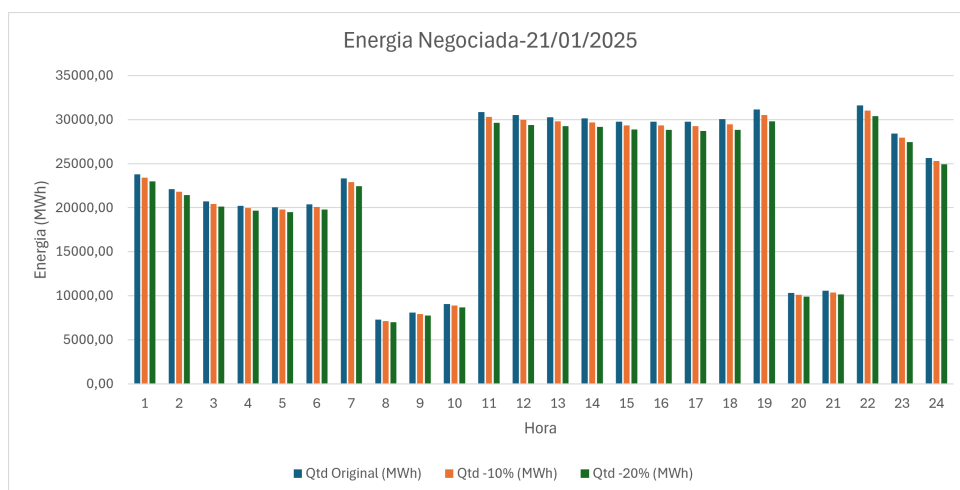


Figura 5.3: Comparação da energia negociada no dia 21/01/2025 entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Analisando a Figura 5.3, verifica-se que a energia negociada apresenta valores mais reduzidos precisamente nas horas em que ocorre *market splitting*, nomeadamente nas horas 8, 9, 10, 20 e 21. Nestes períodos, a quantidade associada ao ponto de equilíbrio situa-se entre aproximadamente 7285 MWh e 10587 MWh no cenário original, valores claramente inferiores aos observados nas restantes horas do dia. Esta diferença resulta do facto de, em períodos de separação de mercado, as curvas agregadas utilizadas para determinar o preço deixarem de representar o mercado ibérico como um todo, passando a corresponder apenas ao mercado português. Assim, nestas horas, a energia negociada considerada é substancialmente inferior à observada nos períodos em que Portugal e Espanha funcionam de forma integrada.

Desta forma, o valor máximo de energia negociada no cenário original verifica-se na hora 22, atingindo 31583,20 MWh, enquanto o valor mínimo ocorre na hora 8, com 7284,80 MWh. Nos cenários de redução do declive da curva de procura, observa-se uma diminuição da energia negociada em ambos os períodos. Na hora 22, a energia negociada reduz-se para 31010,90 MWh no cenário de -10% e para 30368,10 MWh no cenário de -20%. De forma semelhante, na hora 8, o valor passa para 7148,10 MWh no cenário de -10% e para 6993,20 MWh no cenário de -20%. Estes resultados confirmam que a alteração da elasticidade da procura reduz a energia negociada em todos os períodos, mas de uma forma menos acentuada quando comparada com o preço.

5.2.2 15 de abril

O dia 15 de abril de 2025 foi selecionado como dia representativo do período de primavera, caracterizado, em geral, por níveis de consumo inferiores aos observados no inverno e por uma maior disponibilidade de produção renovável, em particular de origem eólica e solar. Este enquadramento tende a contribuir para a ocorrência de preços de mercado mais reduzidos durante as horas centrais do dia, nas quais a produção fotovoltaica apresenta maior expressão. Assim, a análise deste dia permite avaliar o impacto do aumento da elasticidade da procura num contexto

de preços significativamente mais baixos do que os observados no dia de inverno anteriormente analisado.

Na Tabela 5.3 apresentam-se os resultados do preço de mercado para o dia 15 de abril de 2025, considerando o cenário original e os cenários correspondentes à redução de 10% e 20% do declive da curva de procura. Para cada um dos cenários alternativos é também apresentada a respetiva variação percentual face ao preço original, permitindo avaliar o impacto relativo da maior elasticidade da procura ao longo das 24 horas do dia.

Tabela 5.3: Resultados do preço de mercado para o dia 15/04/2025 nos cenários original e de maior elasticidade.

Período	Preço Original (€/MWh)	Preço -10% (€/MWh)	Variação -10% (%)	Preço -20% (€/MWh)	Variação -20% (%)
1	14,00	13,86	-1,00	13,69	-2,21
2	7,50	7,45	-0,67	7,40	-1,33
3	5,64	5,61	-0,53	5,57	-1,24
4	4,50	4,48	-0,44	4,45	-1,11
5	3,60	3,58	-0,56	3,56	-1,11
6	7,08	7,03	-0,71	6,98	-1,41
7	20,08	19,85	-1,15	19,57	-2,54
8	34,45	33,80	-1,89	33,01	-4,18
9	35,00	34,36	-1,83	33,60	-4,00
10	18,74	18,47	-1,44	18,15	-3,15
11	5,50	5,46	-0,73	5,42	-1,45
12	3,52	3,48	-1,14	3,44	-2,27
13	0,08	0,08	0,00	0,08	0,00
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	-0,01	-0,01	0,00	-0,01	0,00
16	-0,01	-0,01	0,00	-0,01	0,00
17	-0,01	-0,01	0,00	-0,01	0,00
18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19	2,55	2,53	-0,78	2,50	-1,96
20	7,50	7,45	-0,67	7,38	-1,60
21	33,47	32,69	-2,33	31,77	-5,08
22	35,00	34,17	-2,37	33,18	-5,20
23	21,96	21,64	-1,46	21,24	-3,28
24	21,46	21,13	-1,54	20,73	-3,40
Média	11,73	11,55	-0,89	11,32	-1,94

A análise da Tabela 5.3 permite verificar que, de forma geral, a redução do declive da curva de procura conduz a uma diminuição do preço de mercado. No entanto, quando comparado com o dia 21 de janeiro, o impacto observado neste dia é bastante menos acentuado. Em termos médios, o preço de mercado passa de 11,73 €/MWh no cenário original para 11,55 €/MWh no cenário de -10% e para 11,32 €/MWh no cenário de -20%. Considerando a média das variações percentuais horárias, obtém-se uma redução média de -0,89% no cenário de -10% e de -1,94% no cenário de -20%. Estes valores evidenciam que, neste dia, o aumento da elasticidade da procura teve um efeito mais limitado sobre o preço de mercado, o que resulta diretamente do facto de os preços já se encontrarem em níveis reduzidos no cenário original.

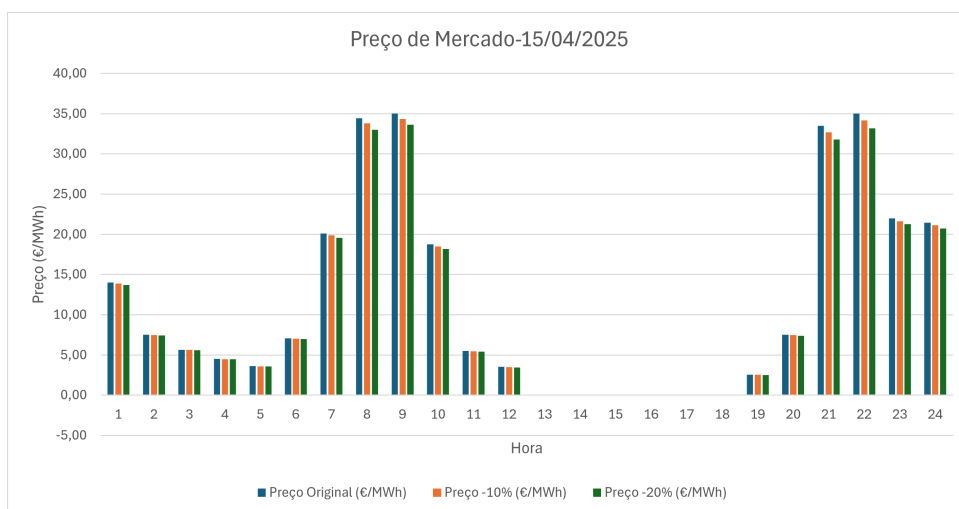


Figura 5.4: Comparação do preço de mercado no dia 15/04/2025 entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Observando a Figura 5.4, verifica-se que o perfil horário do preço apresenta dois períodos principais de valores mais elevados: um durante a manhã, sobretudo nas horas 8 e 9, e outro no final do dia, nas horas 21 e 22. O preço máximo do dia ocorre nas horas 9 e 22, com 35,00 €/MWh no cenário original. Estes períodos coincidem com momentos em que a procura tende a aumentar, nomeadamente no início e no final do dia, quando a produção solar ainda não atingiu, ou já deixou de apresentar, o seu valor mais elevado.

Em sentido contrário, observa-se uma redução muito significativa dos preços durante as horas centrais do dia. Entre as horas 13 e 18, o preço de mercado situa-se próximo de zero, atingindo mesmo valores nulos ou ligeiramente negativos nas horas 15, 16 e 17. Este comportamento é coerente com um dia de primavera em que a maior disponibilidade de produção renovável, especialmente solar, contribui para deslocar a curva de oferta para níveis de preço mais baixos. Nestas condições, a interseção entre a oferta e a procura ocorre numa zona da curva em que o preço marginal é muito reduzido, limitando o efeito da alteração do declive da curva de procura.

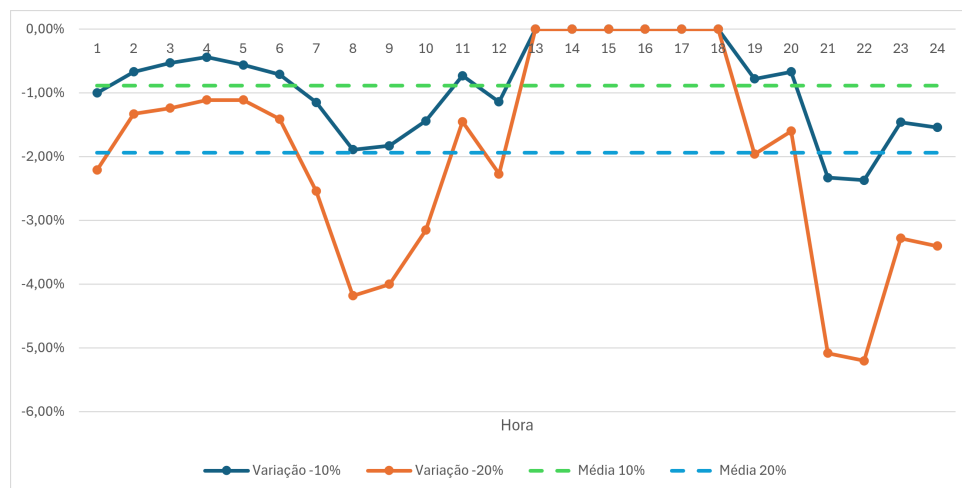


Figura 5.5: Variação percentual do preço de mercado no dia 15/04/2025.

Na Figura 5.5 observamos períodos em que a variação percentual é nula ou praticamente nula. Tal ocorre sobretudo nas horas em que o preço original se encontra já muito próximo de zero ou assume valores nulos, nomeadamente entre as horas 13 e 18. Esta situação resulta, por um lado, das próprias condições de mercado, associadas a uma maior disponibilidade de produção a baixo custo marginal, e, por outro lado, da metodologia adotada. Uma vez que a alteração da elasticidade é realizada através da rotação da reta da procura mantendo fixo o ponto D (referido na Figura 4.3), correspondente ao preço nulo, os períodos em que o equilíbrio original se encontra próximo dessa zona tendem a apresentar alterações muito reduzidas no preço de mercado. Assim, mesmo com uma procura mais elástica, a redução adicional do preço é limitada, podendo tornar-se praticamente inexistente quando os preços já se encontram próximos de zero. As maiores reduções percentuais verificam-se nas horas 21 e 22. Na hora 22, a variação é de -2,37% no cenário de -10% e de -5,20% no cenário de -20%, sendo este o período em que se observa o maior impacto percentual da alteração da elasticidade da procura. Este resultado indica que, nos períodos em que o preço de mercado foi mais elevado e a interseção entre as curvas ocorreu numa zona mais sensível à alteração do declive da procura, pelo que o efeito da maior elasticidade tornou-se mais visível.

Relativamente à energia negociada, os resultados apresentados na Tabela 5.4 e na Figura 5.6 mostram novamente que a redução do declive da curva de procura conduz a uma diminuição da quantidade de energia negociada. Em termos médios, a energia negociada passa de 29710,83 MWh no cenário original para 29662,38 MWh no cenário de -10%, e para 29603,95 MWh no cenário de -20%. A redução média da energia negociada é, portanto, bastante reduzida, sugerindo que, neste dia, o aumento da elasticidade teve um efeito pouco expressivo não apenas sobre o preço, mas também sobre a quantidade de energia negociada.

Tabela 5.4: Resultados da energia negociada para o dia 15/04/2025 nos cenários original e de maior elasticidade.

Período	Qtd. Original (MWh)	Qtd. -10% (MWh)	Qtd. -20% (MWh)
1	28481,80	28425,70	28357,20
2	26741,00	26711,40	26674,90
3	25534,90	25512,40	25484,60
4	24501,50	24482,80	24459,60
5	24281,20	24266,30	24247,80
6	24254,40	24227,20	24193,60
7	26918,00	26840,40	26746,00
8	27059,90	26923,70	26760,60
9	29254,10	29109,50	28935,90
10	32384,30	32299,20	32196,10
11	34341,60	34314,20	34280,50
12	33970,10	33952,90	33932,00
13	33462,80	33462,40	33461,90
14	32797,60	32797,60	32797,60
15	32156,60	32156,60	32156,70
16	31413,90	31413,90	31414,00
17	31174,60	31174,60	31174,70
18	31697,90	31697,90	31697,90
19	33887,30	33874,70	33859,30
20	33845,50	33809,50	33765,30
21	29559,20	29421,90	29259,00
22	29815,70	29668,10	29493,10
23	28403,80	28312,20	28201,40
24	27122,20	27042,00	26945,00
Média	29710,83	29662,38	29603,95

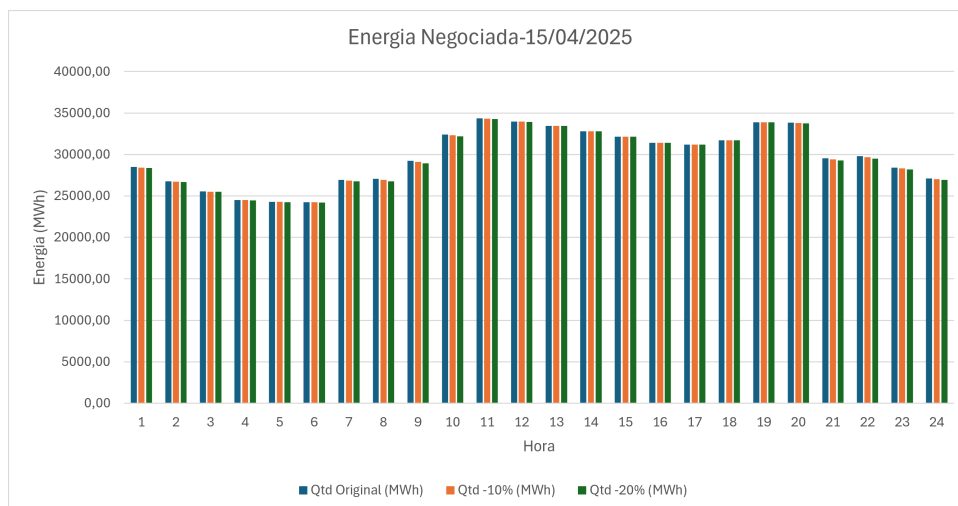


Figura 5.6: Comparação da energia negociada no dia 15/04/2025 entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Analisando a Figura 5.6 os valores mais baixos registam-se durante a madrugada e primeiras horas da manhã, em particular entre as horas 4 e 6. O valor mínimo ocorre na hora 6, com 24254,40 MWh no cenário original, diminuindo para 24227,20 MWh no cenário de -10% e para 24193,60

MWh no cenário de -20%. Por seu lado, os valores mais elevados ocorrem nas horas centrais e no início da tarde. O maior valor de energia negociada no cenário original ocorre na hora 11, reduzindo-se para 34314,20 MWh no cenário de -10% e para 34280,50 MWh no cenário de -20%.

Importa ainda salientar que, ao contrário do verificado no dia 21 de janeiro, não se observa neste dia uma quebra acentuada da energia negociada associada a períodos de *market splitting*. A energia negociada mantém-se em valores elevados e mais semelhantes ao longo do dia, sem reduções abruptas para níveis muito inferiores aos restantes períodos.

5.2.3 15 de julho

O dia 15 de julho de 2025 foi selecionado como dia representativo do período de verão. Este período caracteriza-se, em geral, por uma maior disponibilidade de produção solar fotovoltaica durante as horas centrais do dia, mas também por consumos relevantes associados a necessidades de climatização. Assim, a análise deste dia permite avaliar o impacto do aumento da elasticidade da procura num contexto caracterizado pela coexistência de períodos de elevada produção renovável, associados a preços mais reduzidos, e de períodos de maior consumo, nos quais se observa uma tendência para a subida dos preços.

Na Tabela 5.5 apresentam-se os resultados do preço de mercado para o dia 15 de julho de 2025, considerando o cenário original e os cenários correspondentes à redução de 10% e 20% do declive da curva de procura. Para cada cenário alternativo é também apresentada a respetiva variação percentual face ao preço original, permitindo avaliar de forma direta o impacto relativo da alteração introduzida na curva da procura.

Tabela 5.5: Resultados do preço de mercado para o dia 15/07/2025 nos cenários original e de maior elasticidade.

Período	Preço Original (€/MWh)	Preço -10% (€/MWh)	Variação -10% (%)	Preço -20% (€/MWh)	Variação -20% (%)
1	113,16	107,63	-4,89	101,43	-10,37
2	109,48	103,45	-5,51	96,78	-11,60
3	107,41	101,03	-5,94	94,05	-12,44
4	107,22	100,70	-6,08	93,58	-12,72
5	105,43	98,57	-6,51	91,15	-13,54
6	107,38	100,96	-5,98	93,95	-12,51
7	113,16	107,62	-4,90	101,41	-10,38
8	118,81	112,94	-4,94	106,38	-10,46
9	107,40	100,79	-6,15	93,58	-12,87
10	72,97	67,89	-6,96	62,46	-14,40
11	30,50	28,79	-5,61	26,90	-11,80
12	39,87	37,51	-5,92	34,93	-12,39
13	46,20	43,36	-6,15	40,27	-12,84
14	45,00	42,15	-6,33	39,06	-13,20
15	35,00	33,00	-5,71	30,80	-12,00
16	29,95	28,36	-5,31	26,60	-11,19
17	29,95	28,38	-5,24	26,64	-11,05
18	49,00	45,91	-6,31	42,56	-13,14
19	50,08	47,00	-6,15	43,64	-12,86
20	72,84	68,07	-6,55	62,91	-13,63
21	112,92	107,12	-5,14	100,66	-10,86
22	135,87	129,64	-4,59	122,61	-9,76
23	135,05	129,01	-4,47	122,18	-9,53
24	120,05	114,72	-4,44	108,69	-9,46
Média	83,11	78,53	-5,66	73,47	-11,88

A análise da Tabela 5.5 permite verificar que a redução do declive da curva de procura conduz a uma diminuição do preço de mercado em todos os períodos do dia. Em termos médios, o preço passa de 83,11 €/MWh no cenário original para 78,53 €/MWh no cenário de -10% e para 73,47 €/MWh no cenário de -20%. Considerando a média das variações percentuais horárias, obtém-se uma redução média de -5,66% no cenário de -10% e de -11,88% no cenário de -20%. Estes resultados evidenciam que, neste dia, o aumento da elasticidade da procura tem um efeito mais expressivo do que no dia 15 de abril e também superior ao observado no dia 21 de janeiro.

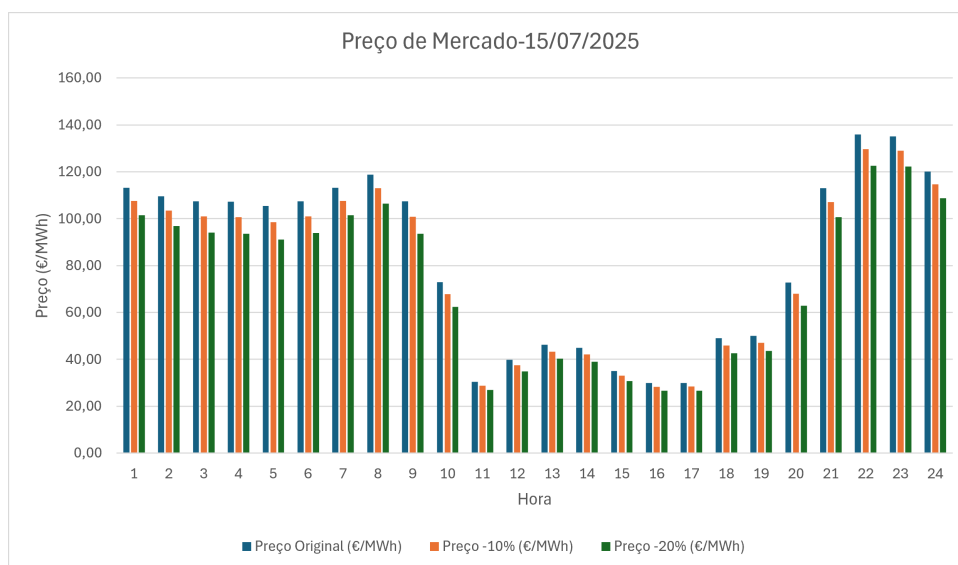


Figura 5.7: Comparação do preço de mercado no dia 15/07/2025 entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Observando a Figura 5.7, verifica-se que os preços mais elevados ocorrem no final do dia, em particular nas horas 22 e 23, nas quais o preço original atinge 135,87 €/MWh e 135,05 €/MWh, respetivamente. Estes valores correspondem aos máximos diários e refletem um período em que a produção solar já não contribui para o equilíbrio do mercado, enquanto a procura permanece elevada. Também nas primeiras horas do dia e no início da manhã se observam preços relativamente elevados, com valores superiores a 100 €/MWh entre as horas 1 e 9.

Por outro lado, os preços mais reduzidos verificam-se durante as horas centrais da tarde, em particular nas horas 16 e 17, ambas com 29,95 €/MWh no cenário original. Este comportamento é coerente com a maior disponibilidade de produção solar durante o período diurno, que contribui para reduzir o preço marginal de mercado. No entanto, ao contrário do observado no dia 15 de abril, os preços não atingem valores nulos ou negativos, mantendo-se sempre positivos ao longo das 24 horas. Esta diferença sugere que, apesar da influência da produção renovável, as condições de procura e oferta deste dia conduziram a preços mais elevados.

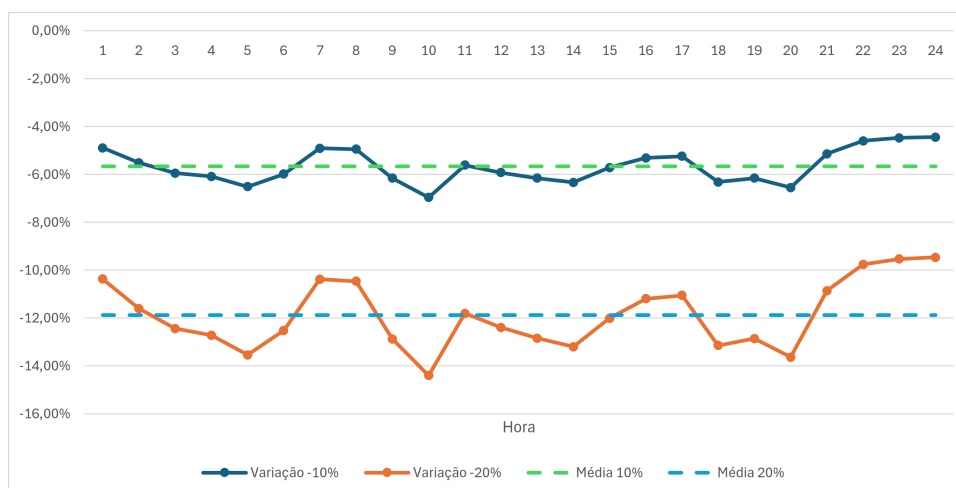


Figura 5.8: Variação percentual do preço de mercado no dia 15/07/2025.

Analisando a Figura 5.8, verifica-se que o impacto da alteração da elasticidade não é uniforme ao longo do dia. No cenário de -10%, a maior redução percentual ocorre na hora 10, com -6,96%, enquanto no cenário de -20% a maior redução também se verifica nessa hora, atingindo -14,40%. Esta hora corresponde a um período de transição entre os preços elevados da manhã e os valores mais reduzidos observados durante as horas de maior produção solar. Por outro lado, as menores reduções percentuais ocorrem no final do dia, sobretudo nas horas 23 e 24, com variações de -4,47% e -4,44% no cenário de -10%, e de -9,53% e -9,46% no cenário de -20%.

Este resultado mostra que o maior impacto percentual da alteração da elasticidade da procura não coincide necessariamente com as horas de maior preço absoluto. Apesar de as horas 22 e 23 apresentarem os preços mais elevados do dia, a redução percentual nestes períodos é inferior à observada na hora 10. Este comportamento sugere que o efeito da alteração do declive da curva de procura não depende apenas do nível do preço original, mas também da configuração das curvas agregadas de oferta e procura em cada período e da zona em que ocorre a nova interseção de mercado.

Relativamente à energia negociada, os resultados apresentados na Tabela 5.6 e na Figura 5.9 mostram que a redução do declive da curva de procura conduz também a uma diminuição da quantidade de energia negociada. Em termos médios, a energia negociada passa de 28680,33 MWh no cenário original para 28464,65 MWh no cenário de -10%, e para 28225,57 MWh no cenário de -20%. Esta redução é mais evidente do que a observada no dia 15 de abril, mas continua a ser moderada quando comparada com a variação registada no preço de mercado.

Tabela 5.6: Resultados da energia negociada para o dia 15/07/2025 nos cenários original e de maior elasticidade.

Período	Qtd. Original (MWh)	Qtd. -10% (MWh)	Qtd. -20% (MWh)
1	24482,20	24161,00	23801,00
2	22399,70	22149,80	21873,70
3	21049,30	20842,20	20615,40
4	20210,10	20019,20	19810,80
5	19860,70	19696,60	19519,20
6	20191,00	19994,00	19778,50
7	22169,20	21873,70	21542,70
8	24255,30	23916,40	23537,10
9	25315,90	25086,50	24836,70
10	28343,30	28216,50	28080,80
11	34246,00	34155,30	34055,30
12	35273,30	35155,70	35026,80
13	35699,60	35567,10	35422,80
14	35976,90	35853,80	35720,30
15	36114,50	36005,30	35885,20
16	36373,50	36270,60	36156,40
17	36396,20	36291,90	36175,90
18	35208,80	35077,30	34934,50
19	32862,60	32736,10	32598,20
20	29978,10	29827,10	29664,10
21	29529,90	29181,90	28794,10
22	28694,60	28218,10	27680,70
23	27897,20	27431,00	26903,80
24	25799,90	25424,50	24999,70
Média	28680,33	28464,65	28225,57

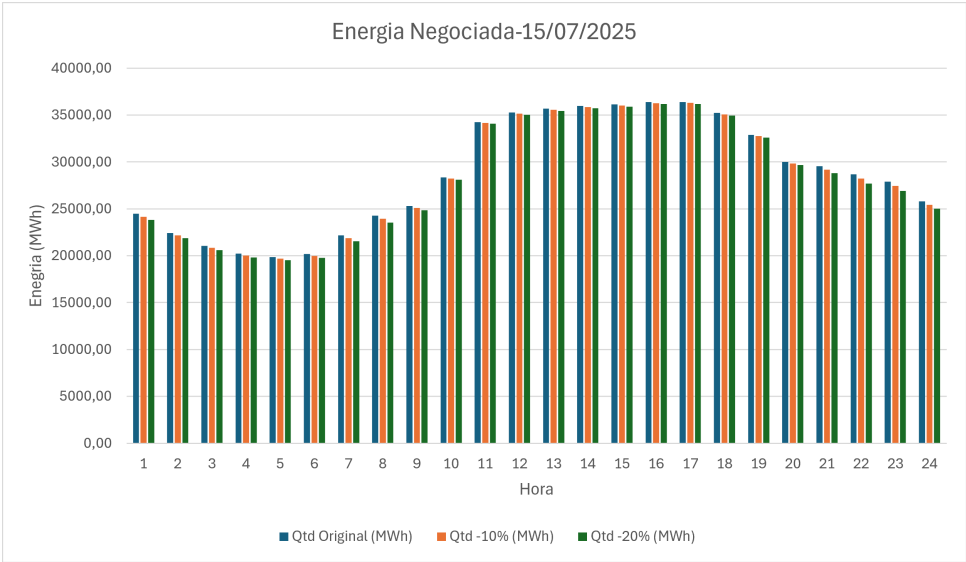


Figura 5.9: Comparação da energia negociada no dia 15/07/2025 entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Analisando a Figura 5.9, observa-se que os valores mais reduzidos ocorrem durante a madrugada, em particular na hora 5, com 19860,70 MWh no cenário original, diminuindo para 19696,60

MWh no cenário de -10% e para 19519,20 MWh no cenário de -20%. A partir das primeiras horas da manhã verifica-se um aumento gradual da energia negociada, atingindo-se os valores mais elevados durante a tarde. O máximo diário ocorre na hora 17, com 36396,20 MWh no cenário original, reduzindo-se para 36291,90 MWh no cenário de -10% e para 36175,90 MWh no cenário de -20%.

Este comportamento relaciona-se com a evolução dos preços de mercado, uma vez que os períodos de maior energia negociada coincidem, em geral, com as horas de menor preço, enquanto os períodos de menor energia negociada ocorrem em horas em que os preços são mais elevados.

5.2.4 21 de outubro

O dia 21 de outubro de 2025 foi selecionado como dia representativo do período de outono. Este período apresenta características intermédias, uma vez que a produção solar tende a ser inferior à observada no verão, mas ainda pode ter influência relevante nas horas centrais do dia. Simultaneamente, os níveis de consumo começam a aproximar-se dos valores típicos dos meses mais frios, sobretudo nos períodos de maior procura ao final do dia. Assim, a análise deste dia permite avaliar o impacto do aumento da elasticidade da procura num contexto de transição sazonal, marcado por preços reduzidos nas horas centrais e por aumentos significativos no início da manhã e no final do dia.

Na Tabela 5.7 apresentam-se os resultados do preço de mercado para o dia 21 de outubro de 2025, considerando o cenário original e os cenários correspondentes à redução de 10% e 20% do declive da curva de procura. Para cada cenário alternativo é também apresentada a respetiva variação percentual face ao preço original, permitindo avaliar o impacto relativo da alteração introduzida na curva da procura.

Tabela 5.7: Resultados do preço de mercado para o dia 21/10/2025 nos cenários original e de maior elasticidade.

Período	Preço Original (€/MWh)	Preço -10% (€/MWh)	Variação -10% (%)	Preço -20% (€/MWh)	Variação -20% (%)
1	35,95	34,38	-4,29	32,60	-9,16
2	24,16	23,48	-2,88	22,69	-6,21
3	13,08	12,71	-2,80	12,27	-6,11
4	11,05	10,76	-2,51	10,42	-5,51
5	13,98	13,58	-2,88	13,11	-6,26
6	18,04	17,46	-3,16	16,77	-6,87
7	35,27	33,88	-3,91	32,29	-8,35
8	62,97	60,56	-3,80	57,81	-8,15
9	93,41	89,32	-4,38	84,68	-9,34
10	78,52	75,21	-4,13	71,45	-8,83
11	41,49	40,03	-3,51	38,33	-7,56
12	19,19	18,90	-1,46	18,55	-3,20
13	5,86	5,82	-0,55	5,77	-1,24
14	3,52	3,50	-0,50	3,49	-1,00
15	3,26	3,24	-0,70	3,21	-1,54
16	1,84	1,82	-1,10	1,81	-1,76
17	3,39	3,37	-0,59	3,35	-1,19
18	13,88	13,68	-1,11	13,43	-2,52
19	48,03	46,12	-3,91	43,94	-8,40
20	78,31	75,31	-3,72	71,87	-7,98
21	101,19	96,85	-4,30	91,92	-9,18
22	82,97	79,60	-4,04	75,76	-8,65
23	78,82	75,50	-4,15	71,73	-8,87
24	52,95	51,15	-3,42	49,05	-7,38
Média	38,38	36,93	-2,82	35,26	-6,05

A análise da Tabela 5.7 permite verificar que a redução do declive da curva de procura conduz a uma diminuição do preço de mercado em todos os períodos analisados. Em termos médios, o preço passa de 38,38 €/MWh no cenário original para 36,93 €/MWh no cenário de -10% e para 35,26 €/MWh no cenário de -20%. Considerando a média das variações percentuais horárias, obtém-se uma redução média de -2,82% no cenário de -10% e de -6,05% no cenário de -20%. Estes resultados mostram que o aumento da elasticidade da procura tem um efeito visível sobre o preço de mercado, embora menos acentuado do que no dia 15 de julho e inferior ao observado no dia 21 de janeiro.

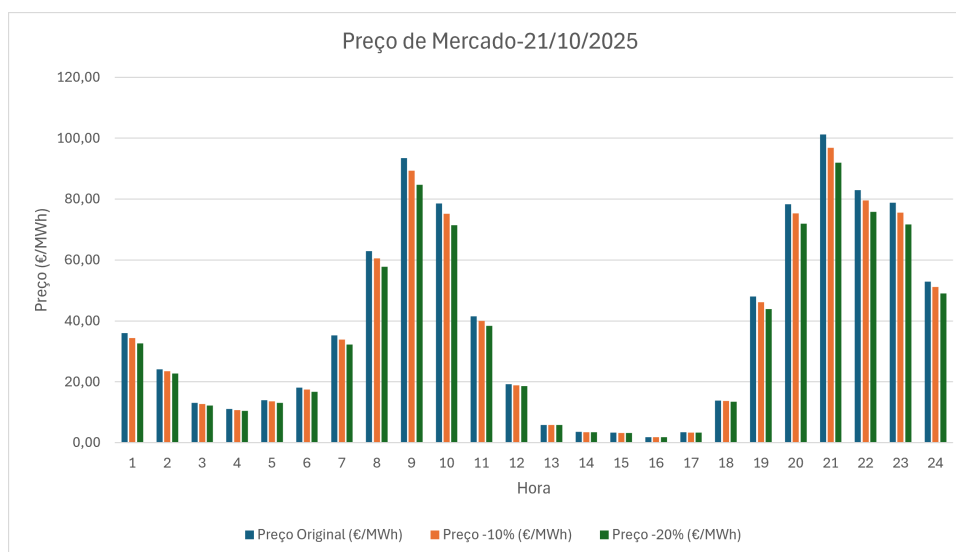


Figura 5.10: Comparação do preço de mercado no dia 21/10/2025 entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Observando a Figura 5.10, verifica-se que o preço de mercado apresenta novamente valores mais elevados no período da manhã, em particular no período 9, com 93,41 €/MWh no cenário original, e no final do dia, sobretudo na hora 21, onde se atinge o valor máximo diário de 101,19 €/MWh. Estes períodos correspondem a momentos em que a procura tende a ser mais elevada e em que a produção solar disponível é reduzida ou inexistente, aumentando a necessidade de recurso a tecnologias de produção com custos marginais superiores.

Os preços mais baixos ocorrem mais uma vez durante as horas centrais do dia, com especial destaque para as horas 13 a 17. O valor mínimo verifica-se na hora 16, com 1,84 €/MWh no cenário original. Este comportamento é coerente com a maior disponibilidade de produção de baixo custo marginal durante o período diurno, que contribui para reduzir o preço de equilíbrio. Apesar de os preços não atingirem valores nulos ou negativos, como observado no dia 15 de abril, verifica-se uma aproximação a valores muito reduzidos, evidenciando um efeito semelhante de compressão dos preços nas horas centrais do dia.

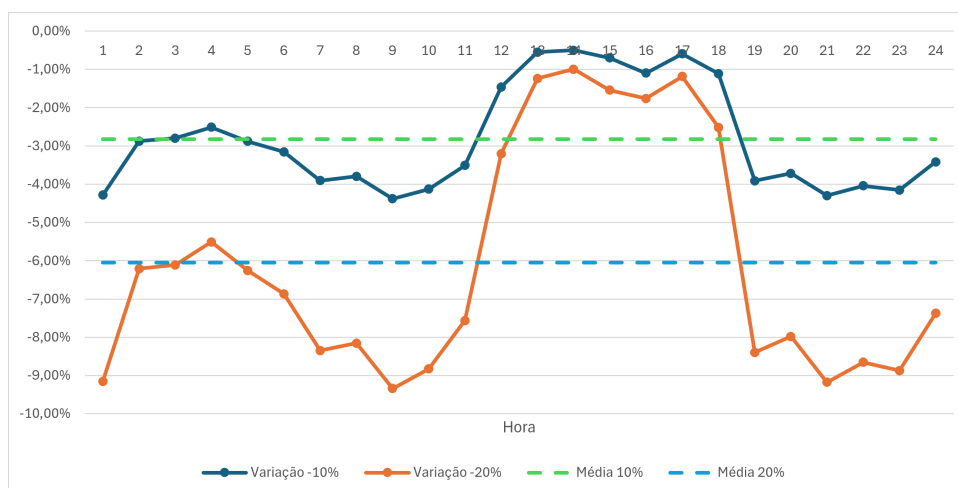


Figura 5.11: Variação percentual do preço de mercado no dia 21/10/2025.

A Figura 5.11 apresenta a variação percentual do preço de mercado nos cenários de -10% e -20%. A maior redução percentual ocorre na hora 9, com uma variação de -4,38% no cenário de -10% e de -9,34% no cenário de -20%. Este período corresponde a um dos momentos de preço mais elevado do dia. Também a hora 21 apresenta uma redução expressiva, com -4,30% no cenário de -10% e -9,18% no cenário de -20%, coincidindo com o preço máximo diário.

As menores reduções percentuais ocorrem nos períodos em que o preço original é mais reduzido, nomeadamente entre as horas 13 e 17. Na hora 14, por exemplo, a variação é apenas de -0,50% no cenário de -10% e de -1,00% no cenário de -20%.

Relativamente à energia negociada, os resultados apresentados na Tabela 5.8 e na Figura 5.12 mostram que a redução do declive da curva de procura conduz também a uma diminuição da quantidade de energia negociada. Em termos médios, a energia negociada passa de 29014,58 MWh no cenário original para 28882,93 MWh no cenário de -10%, e para 28731,46 MWh no cenário de -20%. A redução média da energia negociada é, portanto, moderada, sendo menos expressiva do que a variação observada no preço de mercado.

Tabela 5.8: Resultados da energia negociada para o dia 21/10/2025 nos cenários original e de maior elasticidade.

Período	Qtd. Original (MWh)	Qtd. -10% (MWh)	Qtd. -20% (MWh)
1	24154,73	24057,45	23947,10
2	19569,55	19510,25	19441,55
3	23974,08	23929,20	23876,60
4	23494,03	23455,33	23409,65
5	23297,68	23250,50	23195,18
6	23581,08	23522,00	23453,35
7	24134,58	24026,83	23903,38
8	25638,90	25428,65	25187,33
9	25708,45	25415,45	25083,43
10	29092,50	28828,35	28527,80
11	31130,58	30977,25	30800,20
12	36210,20	36113,05	35995,63
13	36674,95	36642,00	36601,38
14	36495,43	36475,35	36450,48
15	36038,15	36019,98	35997,60
16	35780,88	35770,88	35758,63
17	35908,78	35889,30	35865,25
18	36111,80	36040,45	35954,08
19	29617,98	29457,15	29273,10
20	28247,78	27979,63	27671,83
21	28466,03	28112,85	27711,88
22	28594,30	28293,35	27949,85
23	27861,28	27602,75	27308,60
24	26566,18	26392,35	26191,10
Média	29014,58	28882,93	28731,46

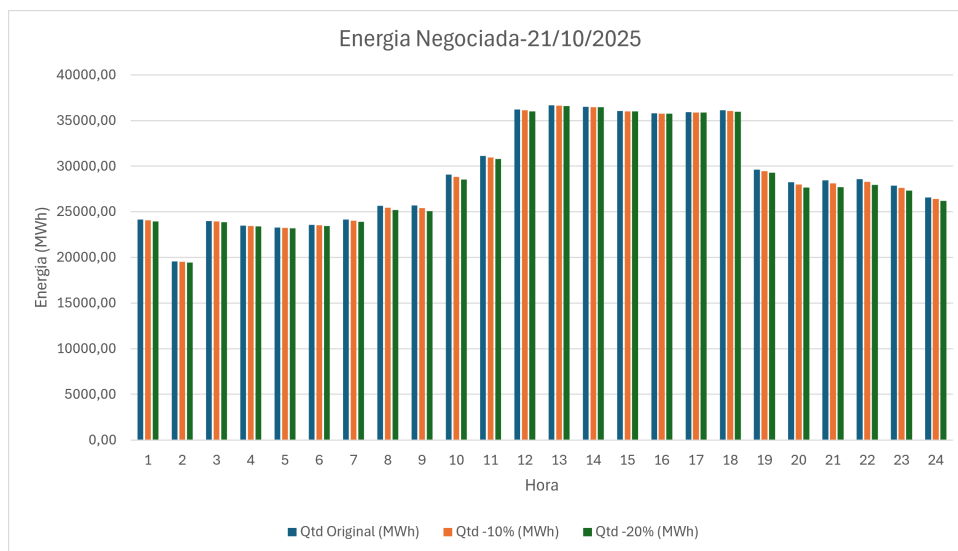


Figura 5.12: Comparação da energia negociada no dia 21/10/2025 entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Analisando a Figura 5.12, observa-se que os valores mais reduzidos ocorrem nas primeiras horas do dia, com o mínimo na hora 2, onde a energia negociada é de 19569,55 MWh no cenário

original. A partir daí, a quantidade de energia negociada tende a aumentar, atingindo os valores mais elevados durante as horas centrais do dia. O máximo diário ocorre na hora 13, com 36674,95 MWh no cenário original, reduzindo-se para 36642,00 MWh no cenário de -10% e para 36601,38 MWh no cenário de -20%.

Um aspeto relevante a considerar é que, tal como observado no dia 21 de janeiro, também no dia 21 de outubro se verificou a ocorrência de *market splitting*. No entanto, neste caso, este fenómeno ocorreu apenas no período H2Q1. Como nesta análise os quatro quartos de hora foram agregados para obter valores horários, o efeito desse episódio não surge de forma tão evidente na Figura 5.12. De facto, no período H2Q1 a energia negociada no cenário original em Portugal foi de 5803 MWh, valor significativamente inferior aos restantes quartos de hora da mesma hora. No entanto, ao calcular a média da hora 2, este valor é combinado com os períodos H2Q2, H2Q3 e H2Q4, nos quais a energia negociada se situou em torno de 24000 MWh, originando uma média horária de 19569,55 MWh. Assim, embora a hora 2 apresente o menor valor médio diário de energia negociada, a agregação horária suaviza a quebra abrupta observada no período quarto-horário afetado pelo *market splitting*.

5.3 Análise Mensal

Nesta secção apresenta-se uma análise mensal do impacto do aumento da elasticidade da procura ao longo do ano de 2025. Esta análise tem como objetivo complementar a análise diária apresentada anteriormente, permitindo observar a evolução dos efeitos simulados numa escala temporal mais alargada e identificar possíveis diferenças entre os vários meses do ano.

À semelhança da análise diária, são considerados o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura, representativos de uma procura progressivamente mais elástica. Para cada mês, são apresentados os valores médios diários do preço de mercado e da energia negociada, permitindo comparar diretamente os resultados obtidos em cada cenário.

Adicionalmente, é analisada a variação percentual do preço de mercado face ao cenário original, de forma a quantificar o impacto relativo da alteração da elasticidade da procura. Para esta representação, opta-se por incluir apenas o cenário de -20%, dado que o cenário de -10% apresenta uma evolução qualitativamente semelhante, distinguindo-se sobretudo pela menor magnitude das variações. O cenário de -20% corresponde ao caso em que o efeito é mais acentuado, permitindo assim uma representação mais clara da tendência observada.

5.3.1 Janeiro

Os resultados médios diários do preço de mercado e da energia negociada para o mês de janeiro encontram-se apresentados na Tabela 5.9. Através destes valores, é possível observar que a redução do declive da curva de procura conduz a uma diminuição do preço de mercado em todos os dias do mês, sendo este efeito mais acentuado no cenário correspondente a uma redução de 20% do declive.

Em termos médios mensais, o preço de mercado passa de 96,73 €/MWh no cenário original para 92,19 €/MWh no cenário de -10%, o que corresponde a uma redução aproximada de 4,69%. No cenário de -20%, o preço médio diminui para 87,11 €/MWh, representando uma redução de cerca de 9,95% face ao cenário original. Estes resultados evidenciam que, no mês de janeiro, uma procura mais elástica teria contribuído para uma redução visível do preço de mercado.

Tabela 5.9: Resultados médios diários para o mês de janeiro de 2025.

Dia	Preço Original (€/MWh)	Qtd. Original (MWh)	Preço -10% (€/MWh)	Qtd. -10% (MWh)	Preço -20% (€/MWh)	Qtd. -20% (MWh)
1	103,62	17864,42	98,71	17636,50	93,22	17380,59
2	134,38	22192,74	128,00	21826,54	120,87	21416,50
3	122,44	23577,71	116,07	23251,41	109,01	22889,02
4	111,73	22741,10	105,98	22484,00	99,59	22197,63
5	51,44	26790,63	49,03	26635,28	46,32	26460,18
6	47,53	24987,03	45,84	24847,36	43,92	24686,45
7	86,06	25803,08	81,83	25568,10	77,14	25306,31
8	98,73	27976,17	94,00	27670,67	88,69	27327,50
9	87,40	29051,32	83,66	28749,03	79,41	28405,38
10	111,87	24029,25	106,60	23711,03	100,71	23354,16
11	95,88	24991,06	91,75	24720,98	87,08	24414,30
12	73,89	21979,03	70,85	21781,85	67,39	21557,05
13	125,81	27173,99	118,98	26814,03	111,43	26414,26
14	136,93	25983,68	130,43	25546,77	123,14	25056,23
15	140,68	27667,37	134,01	27183,29	126,51	26638,87
16	134,08	27119,40	127,26	26711,52	119,65	26256,43
17	134,56	26545,93	128,25	26127,25	121,15	25656,48
18	133,16	24057,03	126,48	23687,71	119,02	23273,74
19	124,77	22592,41	118,54	22288,85	111,58	21949,09
20	144,92	27848,45	138,64	27306,37	131,53	26691,19
21	139,28	23076,05	132,60	22697,69	125,11	22274,07
22	134,96	27288,83	127,95	26864,03	120,16	26390,56
23	140,55	26778,62	133,29	26322,38	125,20	25813,98
24	91,75	27262,84	87,08	27001,37	81,87	26709,66
25	42,52	28266,63	41,29	28117,78	39,85	27943,01
26	26,42	30002,25	25,85	29893,78	25,16	29764,60
27	21,10	31425,49	20,65	31334,65	20,11	31226,55
28	16,37	33211,40	15,99	33137,24	15,54	33049,28
29	47,12	29942,22	45,43	29772,74	43,50	29577,17
30	42,40	33723,50	40,95	33557,32	39,28	33364,68
31	96,33	29465,78	92,07	29141,60	87,25	28774,84
Média	96,73	26497,27	92,19	26206,10	87,11	25878,06

A Figura 5.13 permite observar de forma mais clara a evolução diária do preço de mercado nos três cenários considerados. Observa-se que os valores mais elevados do preço de mercado se concentram, de forma geral, entre os dias 13 e 24, sendo o máximo mensal registado no dia 20,

com 144,92 €/MWh. Neste dia, a maior elasticidade da procura conduz a uma redução do preço para 138,64 €/MWh no cenário de -10% e para 131,53 €/MWh no cenário de -20%. Por outro lado, os valores mais baixos do mês ocorrem no final de janeiro, em particular no dia 28, em que o preço original é de 16,37 €/MWh, reduzindo-se para 15,99 €/MWh e 15,54 €/MWh nos cenários de -10% e -20%, respetivamente.

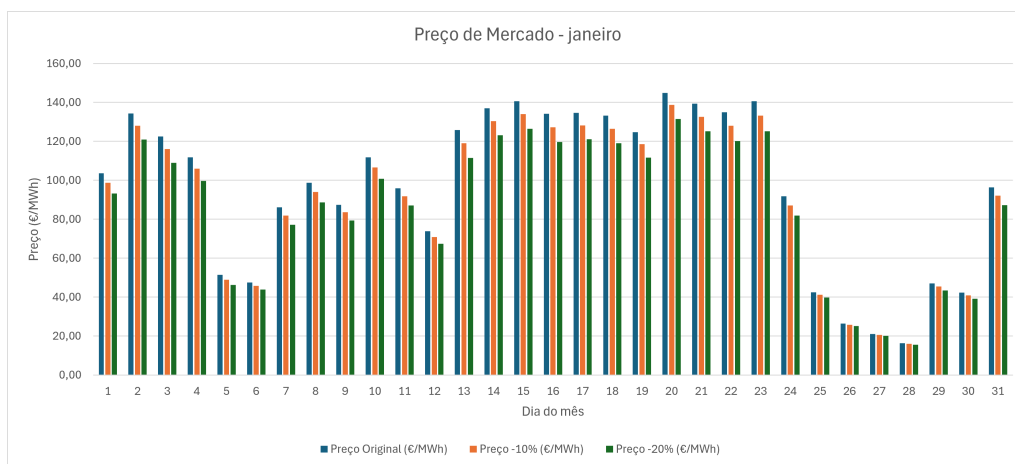


Figura 5.13: Comparação do preço de mercado no mês de janeiro entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Na Figura 5.14 encontra-se representada a variação percentual diária do preço de mercado para o cenário de -20%. As reduções mais expressivas verificam-se nos dias 13, 22 e 23, com variações próximas ou superiores a -10%. Importa salientar que o dia 13, apesar de não corresponder ao maior preço de mercado do mês, apresenta a redução percentual mais elevada. Este resultado evidencia que a magnitude da variação percentual não depende apenas do valor absoluto do preço original.

Por outro lado, o dia 28 regista a menor redução percentual do mês, com um valor próximo de -3%, situando-se claramente acima da linha correspondente à média mensal. Neste dia, o preço original foi de 16,37 €/MWh, o valor mais baixo registado ao longo do mês.

Deste modo, os resultados mostram que o impacto da redução do declive da curva de procura não é uniforme ao longo do mês e que não depende somente do valor do preço de mercado.

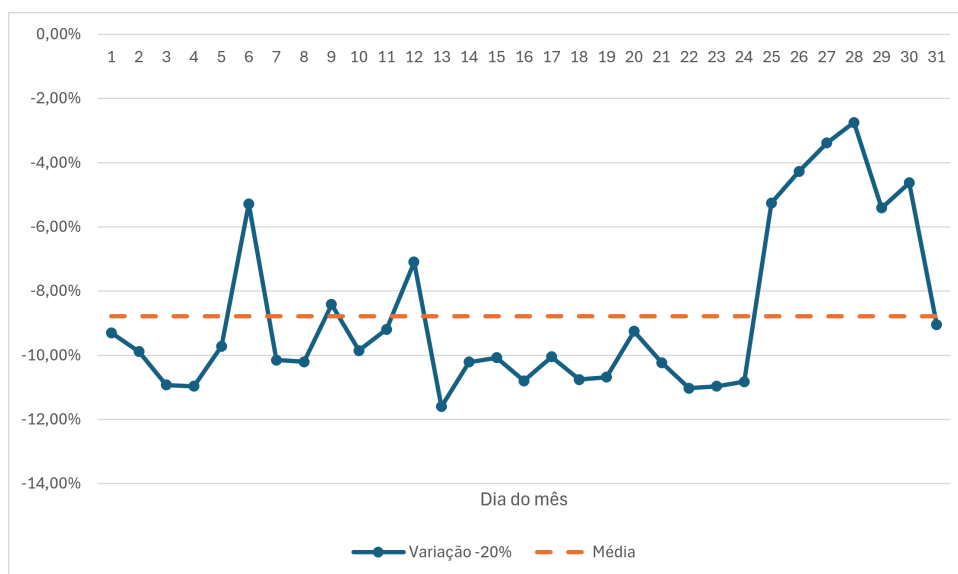


Figura 5.14: Variação percentual do preço de mercado no mês de janeiro (cenário -20%).

Relativamente à energia negociada, os resultados apresentados na Tabela 5.9 e na Figura 5.15 mostram que a redução do declive da curva de procura conduz igualmente a uma diminuição da quantidade negociada, apesar do efeito sobre a energia negociada ser menos expressivo do que o observado no preço de mercado. Em termos médios mensais, a energia negociada passa de 26497,27 MWh no cenário original para 26206,10 MWh no cenário de -10%, e para 25878,06 MWh no cenário de -20%. Assim, a redução média mensal da energia negociada é de cerca de 1,10% no cenário de -10% e de 2,34% no cenário de -20%.

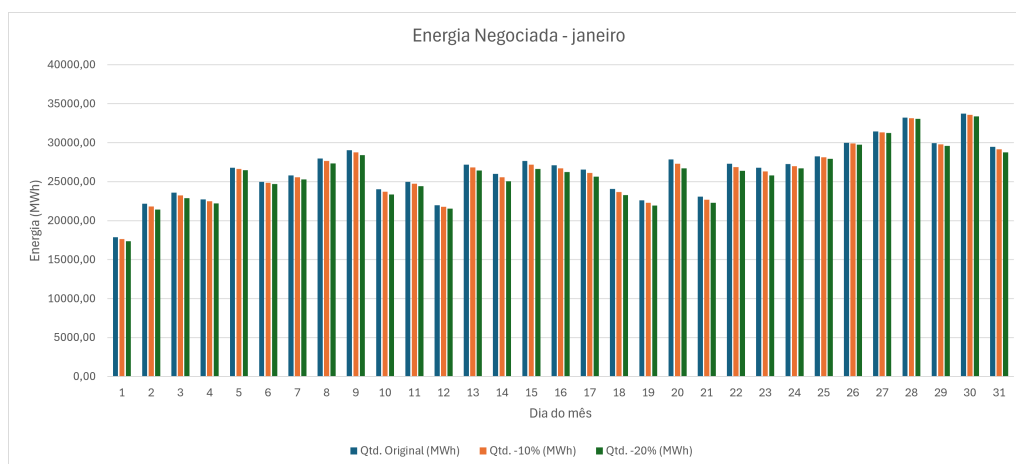


Figura 5.15: Comparação da energia negociada no mês de janeiro entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

5.3.2 Fevereiro

Os resultados médios diários referentes ao mês de fevereiro encontram-se apresentados na Tabela 5.10. À semelhança do observado no mês de janeiro, verifica-se que a redução do declive

da curva de procura conduz a uma diminuição sistemática do preço de mercado em todos os dias analisados. Este efeito é novamente mais acentuado no cenário de -20%, uma vez que este corresponde a uma alteração mais significativa da elasticidade da procura.

Em termos médios mensais, o preço de mercado passa de 108,22 €/MWh no cenário original para 102,96 €/MWh no cenário de -10%, o que representa uma redução de aproximadamente 4,86%. No cenário de -20%, o preço médio diminui para 97,08 €/MWh, correspondendo a uma redução de cerca de 10,30% face ao cenário original. Desta forma, observa-se que fevereiro apresenta um impacto ligeiramente mais expressivo do aumento da elasticidade da procura do que o mês de janeiro.

Tabela 5.10: Resultados médios diários para o mês de fevereiro de 2025.

Dia	Preço Original (€/MWh)	Qtd. Original (MWh)	Preço -10% (€/MWh)	Qtd. -10% (MWh)	Preço -20% (€/MWh)	Qtd. -20% (MWh)
1	95,26	26721,42	91,21	26438,61	86,63	26117,05
2	124,74	24052,24	118,27	23742,12	111,08	23396,66
3	132,50	25018,84	125,70	24627,35	118,13	24191,77
4	143,39	26883,14	136,20	26393,02	128,18	25845,57
5	117,51	27382,53	111,71	27010,82	105,22	26595,05
6	138,60	27350,32	131,55	26896,69	123,70	26390,87
7	116,79	25794,50	111,27	25457,49	105,06	25078,90
8	105,10	25906,21	100,22	25597,58	94,74	25249,94
9	109,60	24352,43	104,00	24071,08	97,77	23757,50
10	139,52	25365,22	132,50	24945,32	124,66	24476,87
11	132,44	26519,76	125,43	26136,26	117,67	25710,75
12	119,86	28019,73	114,07	27647,40	107,58	27229,88
13	130,98	26945,52	124,26	26565,31	116,78	26142,00
14	121,07	26820,35	114,91	26468,39	108,04	26076,09
15	90,43	25334,35	86,41	25104,17	81,86	24843,60
16	88,22	22929,39	84,34	22724,48	79,95	22492,41
17	138,17	23540,02	130,92	23170,19	122,89	22758,90
18	79,73	26422,29	76,18	26182,50	72,15	25911,14
19	123,56	23498,50	116,85	23182,69	109,44	22832,38
20	87,57	25427,03	83,13	25194,65	78,19	24934,80
21	47,99	28648,00	46,27	28485,13	44,28	28296,97
22	70,84	24217,21	68,03	24021,44	64,82	23797,39
23	65,81	23889,05	62,95	23724,31	59,71	23537,18
24	78,57	26761,38	75,16	26518,87	71,31	26243,63
25	94,84	27215,56	90,85	26922,53	86,32	26589,27
26	105,34	25726,54	100,06	25431,86	94,17	25102,47
27	120,43	24042,24	114,55	23701,60	107,97	23320,01
28	111,21	24471,08	105,92	24172,03	99,98	23835,77
Média	108,22	25687,67	102,96	25376,21	97,08	25026,96

A Figura 5.16 permite observar a evolução diária do preço de mercado ao longo do mês. Os valores mais elevados do preço original ocorrem sobretudo na primeira metade de fevereiro,

destacando-se o dia 4, com 143,39 €/MWh, o dia 10, com 139,52 €/MWh, e o dia 17, com 138,17 €/MWh. Nestes dias, a redução do preço no cenário de -20% é particularmente evidente, passando o preço para 128,18 €/MWh, 124,66 €/MWh e 122,89 €/MWh, respetivamente. Por outro lado, o valor mais baixo do mês ocorre no dia 21, em que o preço original é de 47,99 €/MWh, diminuindo para 44,28 €/MWh no cenário de -20%.

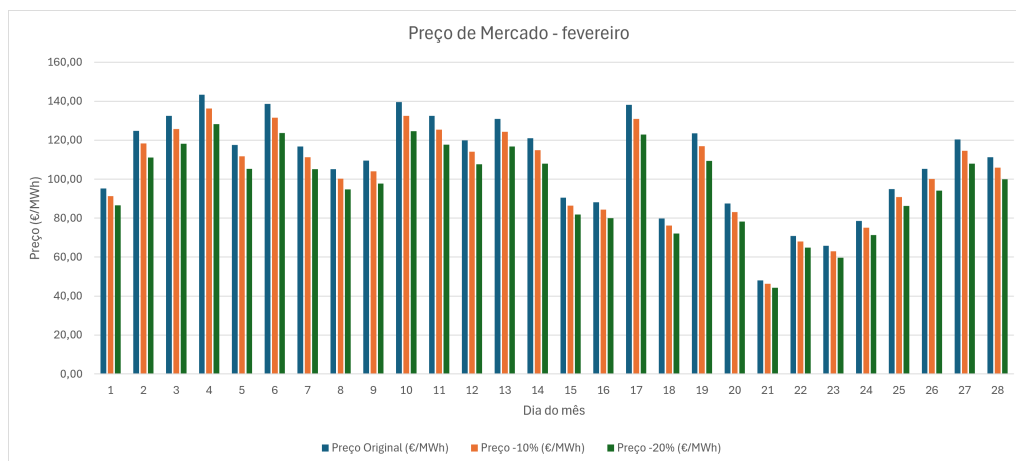


Figura 5.16: Comparação do preço de mercado no mês de fevereiro entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Na Figura 5.17 encontra-se representada a variação percentual do preço de mercado. Como os cenários simulados conduzem a uma redução do preço de mercado, a variação percentual assume valores negativos ao longo de todo o mês. As reduções mais expressivas verificam-se nos dias 11, 17 e 19, com variações próximas de -11%, enquanto o dia 21 apresenta uma redução menos acentuada, inferior a -7%. As diferenças percentuais tendem a ser mais expressivas em dias com preços intermédios a elevados.

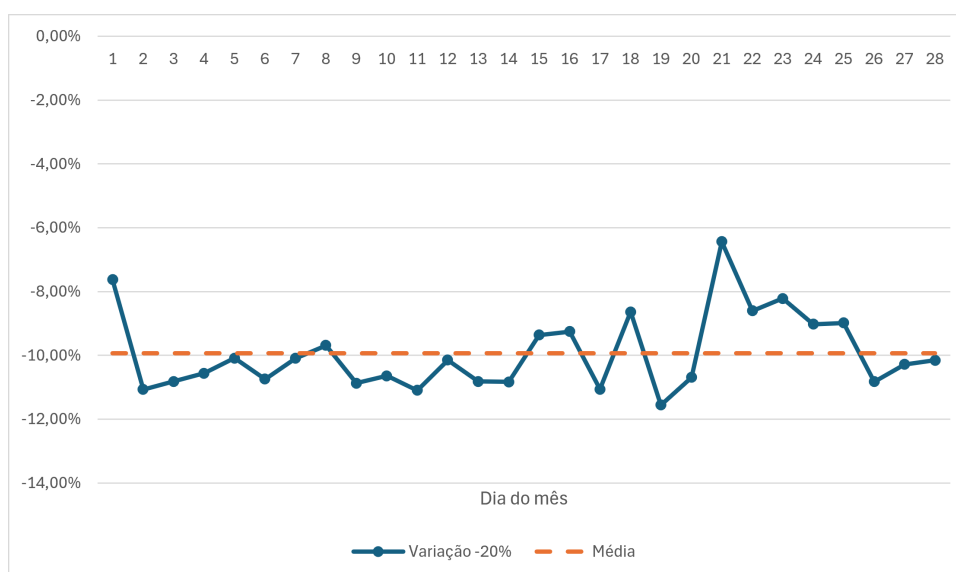


Figura 5.17: Variação percentual do preço de mercado no mês de fevereiro (cenário -20%).

Relativamente à energia negociada, os resultados apresentados na Tabela 5.10 e na Figura 5.18 mostram que a redução do declive da curva de procura conduz também a uma diminuição da quantidade de energia negociada. Em termos médios mensais, a energia negociada passa de 25687,67 MWh no cenário original para 25376,21 MWh no cenário de -10%, e para 25026,96 MWh no cenário de -20%. Estas alterações correspondem a reduções médias de aproximadamente 1,21% e 2,57%, respetivamente.

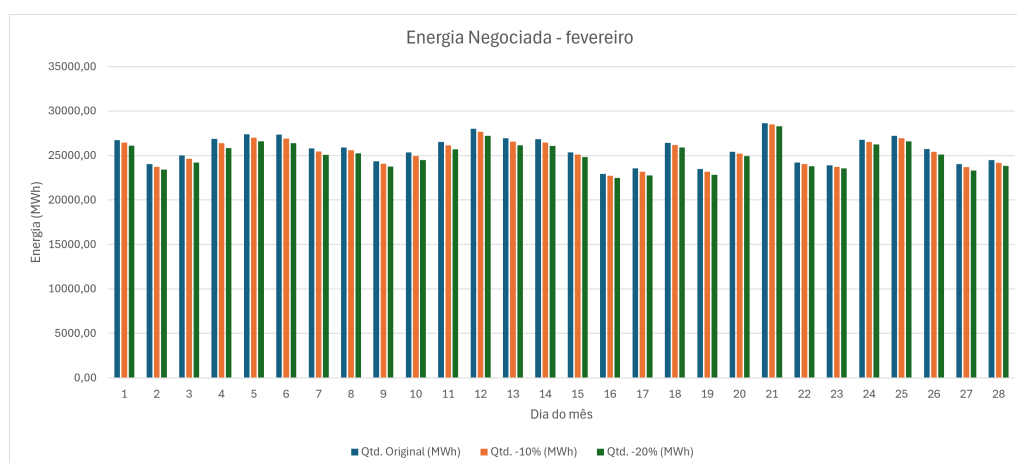


Figura 5.18: Comparação da energia negociada no mês de fevereiro entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

5.3.3 Março

Os resultados médios diários referentes ao mês de março encontram-se apresentados na Tabela 5.11. De forma semelhante aos meses anteriores, verifica-se que a redução do declive da curva de procura conduz a uma diminuição do preço de mercado em todos os dias do mês, sendo esta redução mais evidente no cenário de -20%. No entanto, comparativamente com janeiro e fevereiro, o impacto médio sobre o preço é menos acentuado, o que se encontra associado ao facto de março apresentar, em vários dias, preços originais significativamente mais baixos.

Em termos médios mensais, o preço de mercado passa de 52,53 €/MWh no cenário original para 50,57 €/MWh no cenário de -10%, o que corresponde a uma redução de aproximadamente 3,73%. No cenário de -20%, o preço médio diminui para 48,32 €/MWh, representando uma redução de cerca de 7,99% face ao cenário original. Assim, apesar de a diminuição do preço se manter consistente, observa-se que o efeito do aumento da elasticidade da procura é menos expressivo do que o registado nos dois primeiros meses do ano.

Tabela 5.11: Resultados médios diários para o mês de março de 2025.

Dia	Preço Original (€/MWh)	Qtd. Original (MWh)	Preço -10% (€/MWh)	Qtd. -10% (MWh)	Preço -20% (€/MWh)	Qtd. -20% (MWh)
1	65,83	26400,94	63,07	26225,75	59,94	26026,23
2	65,56	25402,75	62,78	25225,78	59,63	25024,35
3	96,99	26061,74	92,62	25783,31	87,68	25468,29
4	96,44	26233,01	92,04	25960,54	87,09	25652,68
5	78,88	24940,89	75,66	24714,26	72,00	24455,71
6	78,06	25724,74	74,80	25489,51	71,10	25221,63
7	49,09	26907,61	47,18	26754,58	45,00	26578,88
8	15,22	28587,95	14,91	28522,93	14,55	28445,20
9	46,51	25231,92	45,18	25073,00	43,62	24886,60
10	88,13	22527,70	84,77	22283,82	80,92	22004,84
11	96,94	26739,29	93,06	26443,08	88,63	26104,86
12	93,06	25967,04	89,56	25678,13	85,53	25346,48
13	111,73	25623,15	107,18	25287,18	102,00	24904,06
14	57,68	28807,83	55,67	28618,93	53,35	28400,37
15	48,89	22124,39	47,26	21980,29	45,37	21813,22
16	60,58	24485,31	58,46	24314,83	56,01	24117,64
17	84,06	23110,18	81,06	22873,23	77,61	22600,41
18	57,68	27869,36	55,84	27670,99	53,70	27440,04
19	23,02	33230,77	22,63	33146,55	22,16	33045,53
20	22,69	33720,93	22,17	33624,75	21,56	33510,40
21	10,69	31730,36	10,55	31683,20	10,39	31625,98
22	11,23	28698,30	10,99	28652,24	10,72	28597,26
23	28,37	25869,60	27,71	25784,21	26,93	25683,21
24	44,46	29384,67	42,83	29228,29	40,98	29048,01
25	42,42	27733,74	40,90	27587,19	39,15	27418,05
26	36,30	20621,85	35,14	20498,58	33,80	20355,07
27	54,60	21359,41	52,35	21193,96	49,78	21005,37
28	26,02	21486,66	25,32	21395,18	24,50	21287,48
29	5,17	20778,98	5,12	20757,36	5,07	20730,85
30	3,44	21064,22	3,38	21048,69	3,30	21030,02
31	28,73	19526,65	27,39	19448,91	25,90	19361,89
Média	52,53	25740,38	50,57	25579,01	48,32	25393,25

A Figura 5.19 permite observar a evolução diária do preço de mercado ao longo do mês de março. Os valores mais elevados do preço original ocorrem sobretudo na primeira metade do mês, destacando-se o dia 13, com 111,73 €/MWh, seguindo-se os dias 3, 4 e 11, com valores próximos de 97 €/MWh. Nestes dias, a redução do preço no cenário de -20% é particularmente visível, com o preço a diminuir para 102,00 €/MWh no dia 13, 87,68 €/MWh no dia 3, 87,09 €/MWh no dia 4 e 88,63 €/MWh no dia 11. Por outro lado, os valores mais baixos ocorrem no final do mês, em particular nos dias 29 e 30, nos quais o preço original é de apenas 5,17 €/MWh e 3,44 €/MWh, respetivamente.

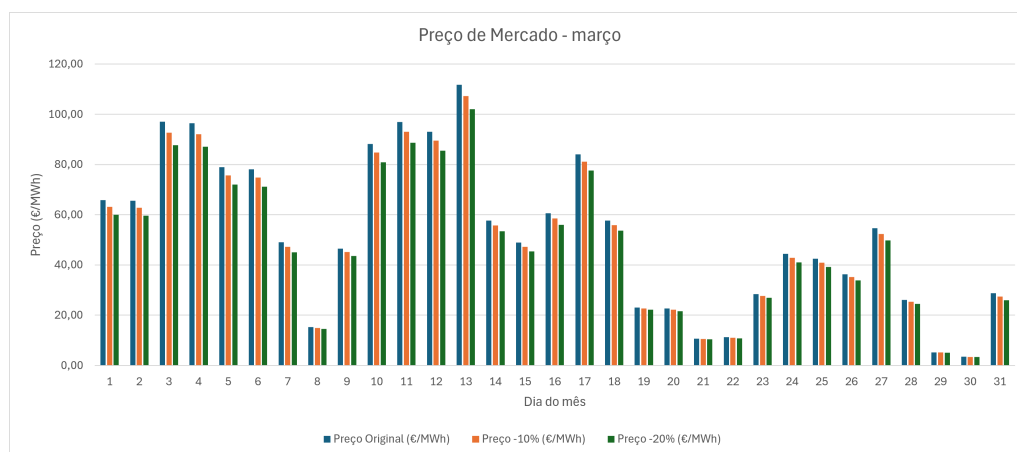


Figura 5.19: Comparação do preço de mercado no mês de março entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Na Figura 5.20 encontra-se representada a variação percentual diária do preço de mercado para o cenário de -20%. Observa-se que, até aproximadamente ao dia 18, as variações percentuais são, na maioria dos casos, mais acentuadas, situando-se frequentemente abaixo da linha correspondente à média mensal. Esta tendência indica que, na primeira metade do mês, a redução do declive da curva de procura teve, em geral, um impacto mais expressivo sobre o preço de equilíbrio. A principal exceção a esta tendência inicial ocorre no dia 8, em que a variação percentual é menos acentuada do que nos restantes dias desta primeira metade do mês.

A partir desse período, verifica-se uma alteração no comportamento da série, com variações percentuais claramente menos negativas e mais próximas de zero. A maioria dos valores encontra-se acima da linha da média mensal, o que traduz uma redução menos intensa do preço de mercado no cenário de maior elasticidade.

Deste modo, a Figura 5.20 evidencia uma diferença clara entre a primeira e a segunda metade do mês, sendo em geral o impacto da alteração da elasticidade da procura mais expressivo antes do dia 18 e mais limitado nos dias posteriores. Esta leitura acompanha também a evolução do preço de mercado (Figura 5.19), uma vez que, até sensivelmente ao dia 18, se verifica uma tendência para valores de preço mais elevados face aos registados na parte final do mês.

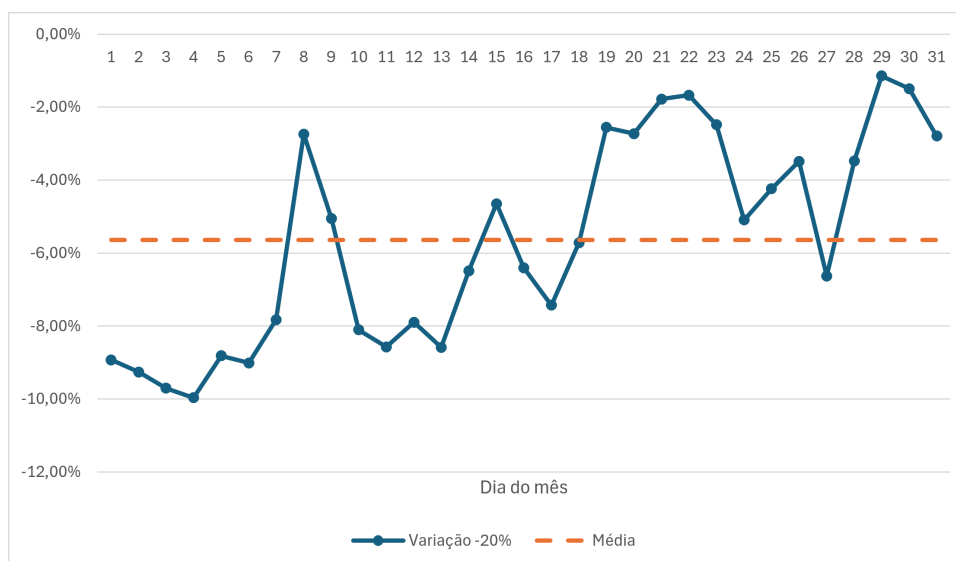


Figura 5.20: Variação percentual do preço de mercado no mês de março (cenário -20%).

Relativamente à energia negociada, os resultados apresentados na Tabela 5.11 e na Figura 5.21 mostram uma diminuição da quantidade de energia negociada com o aumento da elasticidade da procura. Em termos médios mensais, a energia negociada passa de 25740,38 MWh no cenário original para 25579,01 MWh no cenário de -10%, e para 25393,25 MWh no cenário de -20%. Estas alterações correspondem a reduções médias de aproximadamente 0,63% e 1,35%, respetivamente. Comparativamente aos meses de janeiro e fevereiro, a redução da energia negociada em março é menos expressiva.

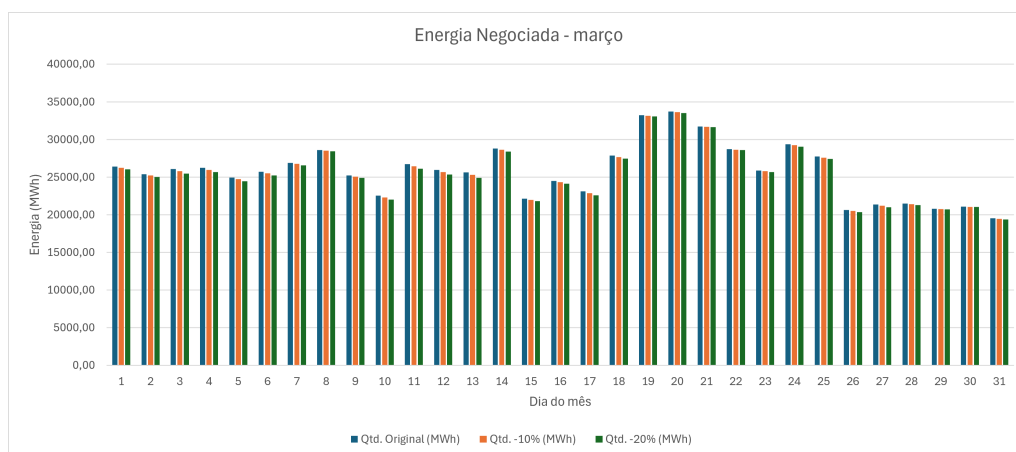


Figura 5.21: Comparação da energia negociada no mês de março entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

5.3.4 Abril

Os resultados médios diários referentes ao mês de abril encontram-se apresentados na Tabela 5.12. Através destes valores, observa-se que a redução do declive da curva de procura conduz,

de forma geral, a uma diminuição do preço de mercado nos cenários de maior elasticidade. No entanto, quando comparado com os meses anteriores, o impacto médio sobre o preço é menos expressivo, o que está associado ao facto de abril apresentar níveis de preço mais reduzidos ao longo de grande parte do mês.

Em termos médios mensais, o preço de mercado passa de 25,91 €/MWh no cenário original para 25,22 €/MWh no cenário de -10%, o que corresponde a uma redução de aproximadamente 2,66%. No cenário de -20%, o preço médio diminui para 24,42 €/MWh, representando uma redução de cerca de 5,75% face ao cenário original. Estes valores mostram que abril apresenta, até ao momento, o menor impacto médio da alteração da elasticidade da procura sobre o preço de mercado.

Tabela 5.12: Resultados médios diários para o mês de abril de 2025.

Dia	Preço Original (€/MWh)	Qtd. Original (MWh)	Preço -10% (€/MWh)	Qtd. -10% (MWh)	Preço -20% (€/MWh)	Qtd. -20% (MWh)
1	60,57	18334,37	58,21	18160,24	55,51	17961,27
2	28,01	25182,48	27,17	25090,68	26,19	24983,25
3	22,10	28383,23	21,60	28298,03	21,02	28196,63
4	9,65	27993,45	9,51	27956,66	9,35	27912,23
5	24,42	25724,85	23,80	25637,73	23,07	25534,83
6	26,56	23228,28	25,94	23143,18	25,20	23042,34
7	55,04	25221,06	52,96	25070,45	50,59	24898,15
8	47,67	26171,93	45,90	26036,37	43,86	25880,56
9	31,98	27174,31	31,03	27071,90	29,92	26952,05
10	19,20	27749,61	18,83	27674,26	18,40	27584,00
11	18,35	27695,75	18,02	27621,12	17,62	27531,57
12	27,01	22583,35	26,40	22500,69	25,68	22402,33
13	18,35	22348,60	17,95	22294,25	17,48	22229,51
14	24,54	26799,85	23,96	26719,39	23,26	26624,00
15	11,73	29710,83	11,55	29662,38	11,32	29603,95
16	12,14	30219,09	11,96	30172,90	11,76	30116,94
17	21,94	27339,43	21,49	27267,71	20,96	27181,95
18	12,35	25932,40	12,19	25891,29	11,99	25841,40
19	1,72	27458,30	1,72	27451,63	1,71	27443,38
20	5,84	20738,40	5,82	20734,59	5,79	20729,82
21	46,72	22732,33	45,50	22616,44	44,09	22480,57
22	64,20	25960,54	62,18	25782,89	59,84	25576,26
23	44,24	23269,35	42,88	23143,21	41,30	22996,00
24	43,68	18248,43	42,35	18126,39	40,79	17984,06
25	37,46	21416,65	36,76	21351,27	35,93	21273,88
26	5,54	26015,25	5,48	25995,27	5,41	25970,86
27	11,59	18146,33	11,37	18106,52	11,11	18059,01
28	18,26	23965,76	17,91	23908,63	17,50	23840,43
29	5,79	27381,52	5,72	27358,43	5,64	27330,38
30	20,54	5778,55	20,41	5767,61	20,25	5754,13
Média	25,91	24296,81	25,22	24220,40	24,42	24130,52

A Figura 5.22 permite observar a evolução diária do preço de mercado ao longo do mês. Os valores mais elevados do preço original ocorrem nos dias 1, 7 e 22, com 60,57 €/MWh, 55,04 €/MWh e 64,20 €/MWh, respetivamente. Nestes dias, a redução do preço no cenário de -20% é mais evidente, passando para 55,51 €/MWh no dia 1, 50,59 €/MWh no dia 7 e 59,84 €/MWh no dia 22. Por outro lado, os valores mais reduzidos verificam-se nos dias 19, 20, 26 e 29, todos com preços originais inferiores a 6 €/MWh. Entre estes, destaca-se o dia 19, que apresenta o menor preço médio do mês, com 1,72 €/MWh, evidenciando um período em que o mercado já se encontrava numa zona de preço muito reduzido.

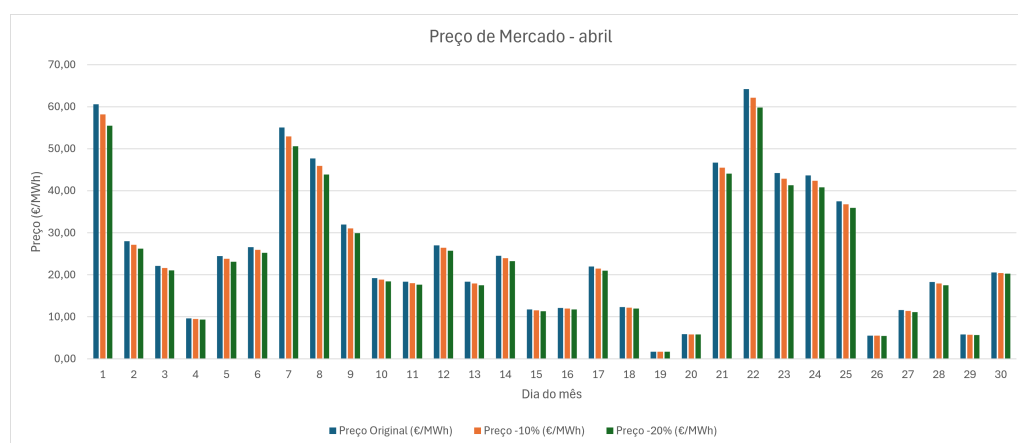


Figura 5.22: Comparação do preço de mercado no mês de abril entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Na Figura 5.23 encontra-se representada a variação percentual diária do preço de mercado para o cenário de -20%. Tal como nos meses anteriores, os valores surgem negativos, uma vez que o novo preço de equilíbrio é inferior ao preço original na generalidade dos dias. A linha correspondente à média mensal permite identificar os períodos em que a redução percentual se encontra acima ou abaixo do comportamento médio do mês. As reduções mais expressivas ocorrem sobretudo nos dias 1, 7, 8 e 22, nos quais a variação percentual se afasta mais da média e assume valores mais negativos. Em sentido oposto, os dias 19, 20 e 30 apresentam variações menos acentuadas, situando-se mais próximas de zero. Este comportamento mostra que, quando o preço original se encontra já num nível reduzido, a alteração do declive da curva de procura tende a produzir um efeito percentual mais limitado sobre o novo preço de equilíbrio.

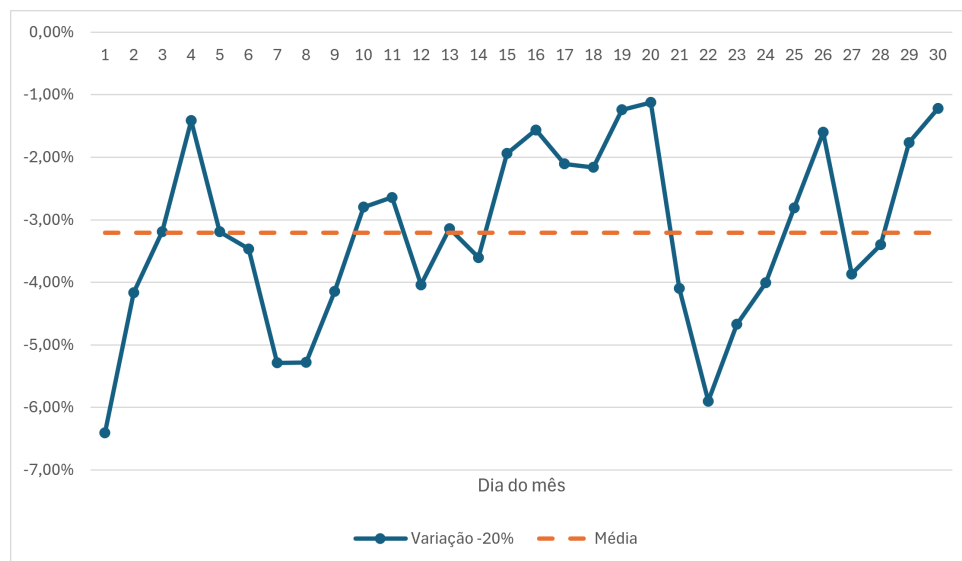


Figura 5.23: Variação percentual do preço de mercado no mês de abril (cenário -20%).

Relativamente à energia negociada, os resultados apresentados na Tabela 5.12 e na Figura 5.24 mostram igualmente uma diminuição da quantidade de energia negociada com o aumento da elasticidade da procura. Em termos médios mensais, a energia negociada passa de 24296,81 MWh no cenário original para 24220,40 MWh no cenário de -10%, e para 24130,52 MWh no cenário de -20%. Estas alterações correspondem a reduções médias reduzidas, mostrando que, neste mês, o impacto da maior elasticidade da procura é mais visível no preço de mercado do que na quantidade de energia negociada.

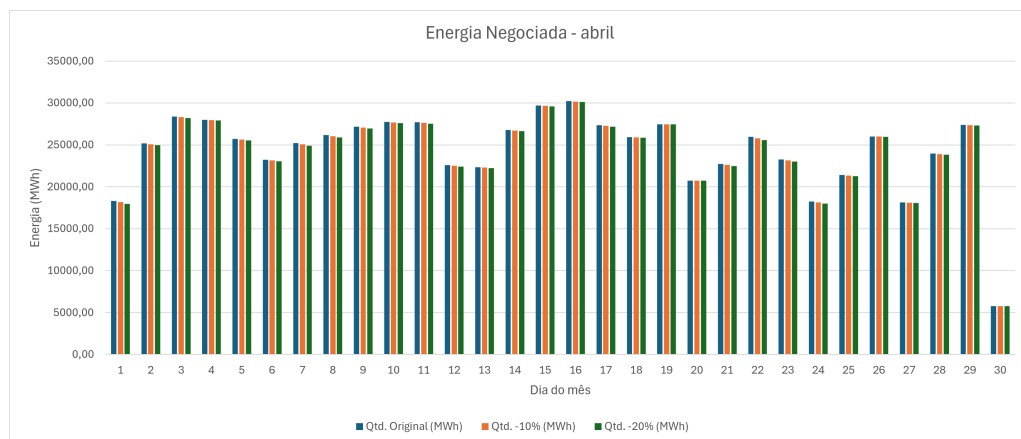


Figura 5.24: Comparação da energia negociada no mês de abril entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Ao comparar a Figura 5.22 com a Figura 5.24 verifica-se que a relação entre preço e energia negociada não é totalmente direta. Em alguns dias observa-se a relação expectável, como no dia 1, em que um dos preços mais elevados do mês, 60,57 €/MWh, coincide com uma quantidade de energia negociada inferior à média mensal. Também os dias 15 e 16, com preços reduzidos, de

11,73 €/MWh e 12,14 €/MWh, apresentam quantidades negociadas superiores à média. Contudo, esta relação não se verifica em todos os casos. O dia 22 apresenta o preço mais elevado do mês, com 64,20 €/MWh, mas a energia negociada mantém-se acima da média.

Por sua vez, o dia 30 destaca-se de forma evidente, ao apresentar uma quantidade de energia contratada excepcionalmente reduzida, registando apenas 5778,55 MWh. Este comportamento, já identificado anteriormente na análise diária, resulta diretamente da ocorrência de *market splitting*. Com a separação entre as zonas de mercado, a energia considerada passa a corresponder apenas ao mercado português, deixando de refletir a energia total negociada no conjunto do mercado ibérico. Assim, o valor observado nesse dia não deve ser interpretado como uma diminuição normal da procura ou da atividade de mercado, mas sim como consequência direta da separação de preços entre Portugal e Espanha. Por outro lado, esta situação verifica-se imediatamente após a ocorrência do apagão de 28 de abril de 2025, sendo conhecido que após este evento a REN limitou o volume de importações de energia elétrica por parte de Portugal por razões de segurança de operação. Esta redução do limite das importações criou condições adicionais para o aumento do número de horas de *market splitting*. Este efeito ocorreu igualmente em diversos dias, por exemplo, nos meses de maio e junho, como será visível nas secções seguintes.

5.3.5 Maio

Os resultados médios diários referentes ao mês de maio encontram-se apresentados na Tabela 5.13. Tal como verificado em abril, maio caracteriza-se por preços médios de mercado relativamente reduzidos, apresentando valores médios bastante próximos dos registados no mês anterior. A redução do declive da curva de procura conduz novamente a uma diminuição do preço de mercado em todos os dias analisados, sendo este efeito mais evidente no cenário de -20%.

Em termos médios mensais, o preço de mercado passa de 25,79 €/MWh no cenário original para 25,28 €/MWh no cenário de -10%, o que corresponde a uma redução de aproximadamente 1,98%. No cenário de -20%, o preço médio diminui para 24,67 €/MWh, representando uma redução de cerca de 4,34% face ao cenário original. Estes valores mostram que, embora o aumento da elasticidade da procura continue a provocar uma redução do preço de mercado, o impacto médio em maio permanece relativamente limitado.

Tabela 5.13: Resultados médios diários para o mês de maio de 2025.

Dia	Preço Original (€/MWh)	Qtd. Original (MWh)	Preço -10% (€/MWh)	Qtd. -10% (MWh)	Preço -20% (€/MWh)	Qtd. -20% (MWh)
1	18,85	14278,45	18,63	14227,83	18,37	14166,39
2	13,99	14090,43	13,82	14059,49	13,62	14022,11
3	17,39	13227,52	17,18	13195,49	16,94	13156,70
4	20,71	9970,00	20,49	9937,11	20,23	9897,40
5	43,94	6130,18	43,51	6104,90	42,99	6074,08
6	47,92	7372,09	47,33	7332,02	46,62	7284,00
7	49,19	8908,47	48,42	8860,07	47,50	8802,79
8	41,86	9667,97	40,99	9611,59	39,96	9544,78
9	34,46	12186,57	33,85	12124,15	33,12	12050,23
10	14,04	12429,81	13,83	12395,68	13,57	12354,73
11	6,96	14396,16	6,85	14373,31	6,73	14345,72
12	27,84	16620,23	27,11	16540,88	26,27	16448,02
13	49,86	17108,70	48,37	16971,76	46,65	16812,88
14	40,21	15527,77	39,14	15438,03	37,90	15333,19
15	19,74	15775,95	19,44	15726,64	19,07	15667,55
16	13,58	16294,97	13,43	16264,71	13,25	16228,13
17	15,85	14128,14	15,64	14084,18	15,38	14031,00
18	11,94	15249,29	11,78	15213,58	11,59	15170,33
19	14,73	14843,08	14,54	14802,11	14,30	14752,68
20	17,22	17196,32	16,96	17142,99	16,64	17078,85
21	22,90	15503,47	22,58	15448,76	22,19	15383,02
22	6,92	16864,88	6,86	16845,75	6,79	16822,34
23	7,75	17008,62	7,69	16985,24	7,61	16956,66
24	11,90	14725,00	11,75	14691,35	11,57	14650,55
25	11,02	14586,04	10,87	14553,43	10,68	14514,01
26	19,23	16505,78	18,84	16443,94	18,37	16370,29
27	30,92	17026,85	30,15	16936,96	29,24	16831,34
28	33,70	16017,31	32,93	15926,13	32,03	15818,66
29	40,19	18387,15	39,01	18269,00	37,65	18131,55
30	49,98	18557,96	48,37	18413,25	46,51	18245,48
31	44,83	17014,99	43,19	16899,18	41,30	16766,13
Média	25,79	14438,71	25,28	14381,27	24,67	14313,28

A Figura 5.25 permite observar a evolução diária do preço de mercado ao longo do mês. Os valores mais elevados ocorrem nos dias 7, 13 e 30, com preços originais de 49,19 €/MWh, 49,86 €/MWh e 49,98 €/MWh, respetivamente. Nestes períodos, a redução do preço no cenário de -20% torna-se mais visível, passando para 47,50 €/MWh no dia 7, 46,65 €/MWh no dia 13 e 46,51 €/MWh no dia 30. Por outro lado, os valores mais baixos verificam-se nos dias 11, 22 e 23, com preços originais inferiores a 8 €/MWh, evidenciando períodos em que o mercado se encontra numa zona de preço muito reduzido.

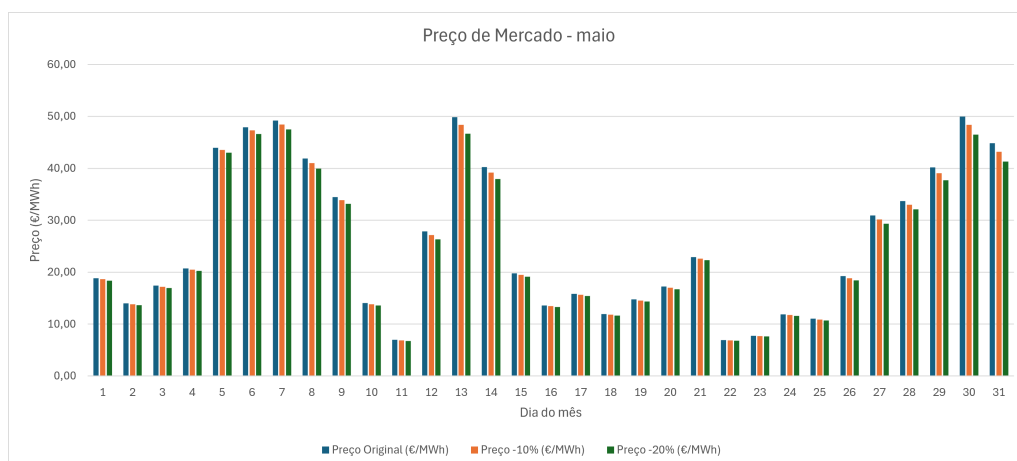


Figura 5.25: Comparação do preço de mercado no mês de maio entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Na Figura 5.26 encontra-se representada a variação percentual do preço de mercado no mês de maio. As reduções percentuais mais expressivas ocorrem sobretudo nos dias 30 e 31, em que o cenário de -20% apresenta diminuições mais acentuadas face ao preço original. Em contraste, nos dias em que o preço original é mais baixo, como os dias 22 e 23, a variação percentual é bastante reduzida.

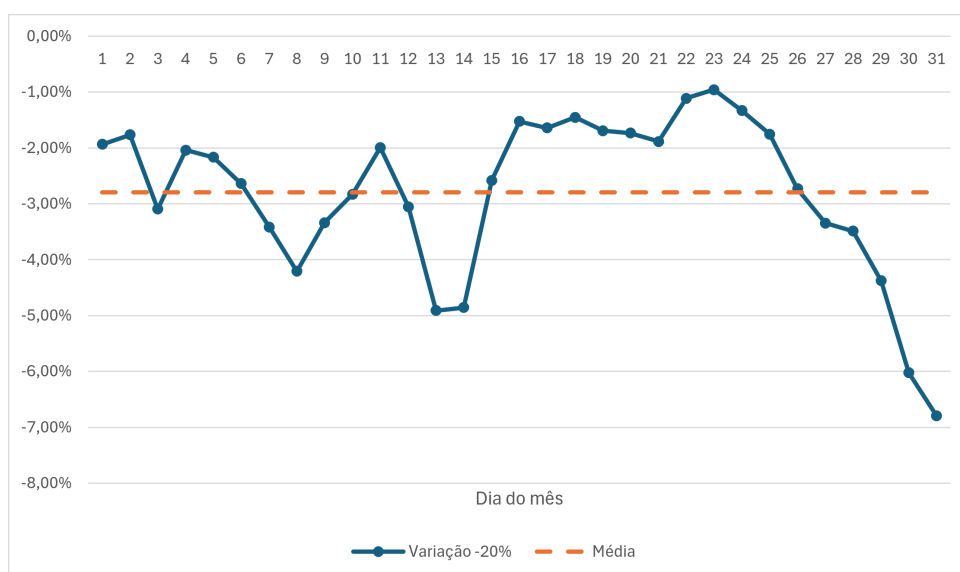


Figura 5.26: Variação percentual do preço de mercado no mês de maio (cenário -20%).

Relativamente à energia negociada, os resultados apresentados na Tabela 5.13 e na Figura 5.27 mostram que a redução do declive da curva de procura conduz também a uma ligeira diminuição da quantidade negociada. Em termos médios mensais, a energia negociada passa de 14438,71 MWh no cenário original para 14381,27 MWh no cenário de -10%, e para 14313,28 MWh no cenário de -20%. Estas alterações correspondem a reduções médias de aproximadamente 0,40% e 0,87%, respetivamente.

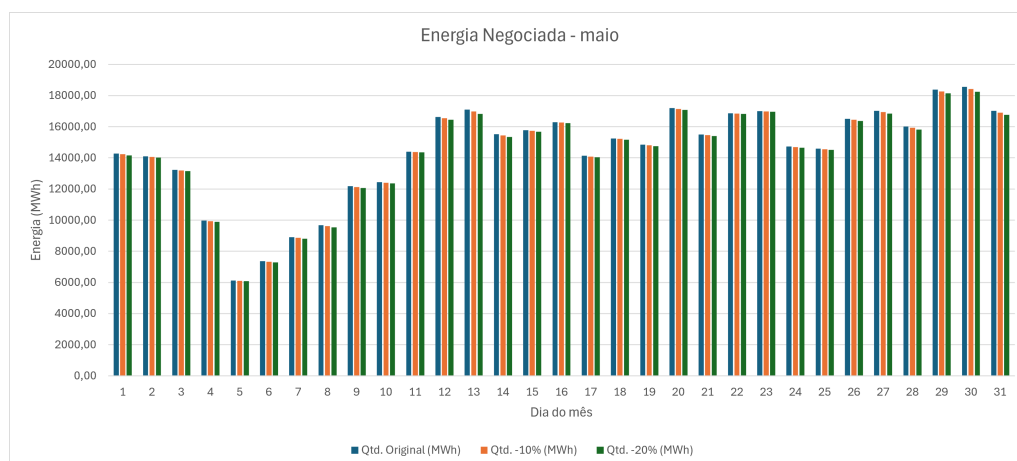


Figura 5.27: Comparação da energia negociada no mês de maio entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Ao observar estes resultados, verifica-se que maio apresenta, até ao momento, a menor média de energia negociada do ano, com 14438,71 MWh no cenário original, apesar de ser um mês caracterizado por preços médios relativamente baixos. Esta aparente contradição é explicada pela ocorrência de *market splitting*. Em maio, verificaram-se períodos de separação de mercado em todos os dias do mês, sendo este efeito especialmente expressivo entre os dias 4 e 10, período em que todos os dias registaram 15 ou mais períodos com *market splitting*. Nestes períodos, os resultados dizem respeito apenas à zona portuguesa do mercado, o que reduz significativamente a quantidade de energia considerada.

5.3.6 Junho

Os resultados médios diários referentes ao mês de junho encontram-se apresentados na Tabela 5.14. Comparativamente com os meses de abril e maio, junho apresenta um aumento significativo do preço médio de mercado, sendo visível uma maior ocorrência de dias com preços superiores a 70 €/MWh, sobretudo a partir da segunda metade do mês. A redução do declive da curva de procura conduz, novamente, a uma diminuição do preço de mercado em todos os dias analisados, sendo este efeito mais acentuado no cenário de -20%.

Em termos médios mensais, o preço de mercado passa de 74,17 €/MWh no cenário original para 70,80 €/MWh no cenário de -10%, o que corresponde a uma redução de aproximadamente 4,54%. No cenário de -20%, o preço médio diminui para 67,02 €/MWh, representando uma redução de cerca de 9,64% face ao cenário original. Estes valores mostram que, em junho, o impacto do aumento da elasticidade da procura volta a ser mais expressivo do que nos meses de abril e maio, aproximando-se dos efeitos observados nos meses com preços médios mais elevados.

Tabela 5.14: Resultados médios diários para o mês de junho de 2025.

Dia	Preço Original (€/MWh)	Qtd. Original (MWh)	Preço -10% (€/MWh)	Qtd. -10% (MWh)	Preço -20% (€/MWh)	Qtd. -20% (MWh)
1	24,23	15866,40	23,51	15803,88	22,68	15730,81
2	34,96	17576,78	33,96	17475,88	32,79	17358,57
3	53,95	20400,43	52,00	20235,76	49,77	20046,16
4	66,16	17101,02	63,97	16937,00	61,45	16748,05
5	67,84	15224,06	65,33	15063,68	62,46	14880,34
6	73,65	18429,56	70,50	18233,30	66,94	18010,50
7	50,62	14494,49	48,33	14388,16	45,75	14268,12
8	39,73	14007,76	37,84	13925,08	35,73	13831,92
9	63,19	19330,53	60,80	19159,88	58,07	18963,86
10	100,19	24326,30	95,95	24032,64	91,15	23698,33
11	73,63	25593,70	70,26	25403,08	66,47	25187,30
12	65,59	16398,90	63,02	16228,95	60,09	16034,52
13	71,92	17722,80	69,05	17535,12	65,78	17320,68
14	57,60	17062,23	55,07	16938,91	52,20	16799,09
15	24,69	12803,03	23,71	12754,13	22,60	12698,50
16	55,71	20539,84	53,38	20377,48	50,75	20193,23
17	95,32	19864,53	91,10	19628,01	86,37	19360,98
18	106,32	26771,59	101,17	26464,71	95,40	26120,13
19	116,46	26709,33	110,72	26368,61	104,32	25986,48
20	113,25	27246,27	107,16	26952,45	100,45	26624,87
21	77,04	23478,89	73,66	23291,09	69,85	23077,49
22	67,36	21411,77	64,30	21265,49	60,85	21099,93
23	110,56	24573,25	104,99	24297,58	98,78	23989,35
24	97,18	24582,03	92,25	24352,58	86,76	24095,60
25	81,06	27995,93	77,48	27768,26	73,43	27509,83
26	93,03	29101,90	87,62	28853,53	81,68	28580,28
27	93,10	27442,68	88,31	27197,58	82,99	26923,80
28	68,86	20705,33	65,57	20536,39	61,89	20346,13
29	71,07	25765,21	67,61	25594,13	63,73	25401,63
30	110,94	27725,11	105,46	27406,56	99,36	27049,50
Média	74,17	21341,72	70,80	21149,00	67,02	20931,20

A Figura 5.28 permite observar a evolução diária do preço de mercado ao longo do mês de junho. Os valores mais elevados do preço original ocorrem no dia 19, com 116,46 €/MWh, e no dia 20, com 113,25 €/MWh. Nestes dias, a redução do preço no cenário de -20% é particularmente evidente, passando para 104,32 €/MWh no dia 19 e para 100,45 €/MWh no dia 20. Por outro lado, os valores mais baixos verificam-se nos dias 1 e 15, com preços originais de 24,23 €/MWh e 24,69 €/MWh, respetivamente.

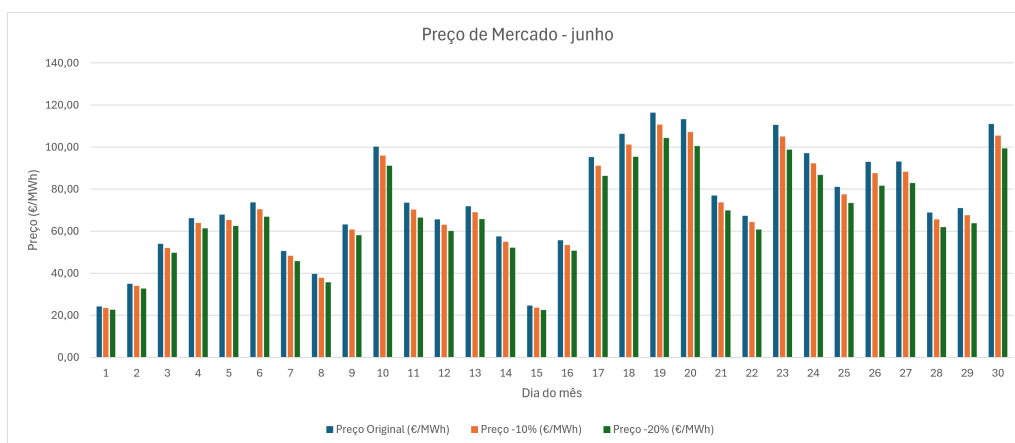


Figura 5.28: Comparação do preço de mercado no mês de junho entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Na Figura 5.29 encontra-se representada a variação percentual do preço de mercado no mês de junho. As reduções percentuais mais expressivas ocorrem sobretudo na segunda metade do mês, a partir de dia 17, destacando-se os dias 20, 26 e 27. O dia 26 apresenta a maior redução percentual no cenário de -20%, com uma diminuição de aproximadamente 12,5% face ao preço original, enquanto que o dia 15 apresenta a menor redução percentual de aproximadamente 4,7%.

Ao contrário do observado em abril e maio, em que a presença de vários dias com preços muito baixos limitava diminuições acentuadas, junho apresenta uma configuração de mercado mais favorável à ocorrência de reduções mais expressivas do preço de mercado. Assim, a maior elasticidade da procura traduz-se numa descida mais clara do preço médio de mercado.

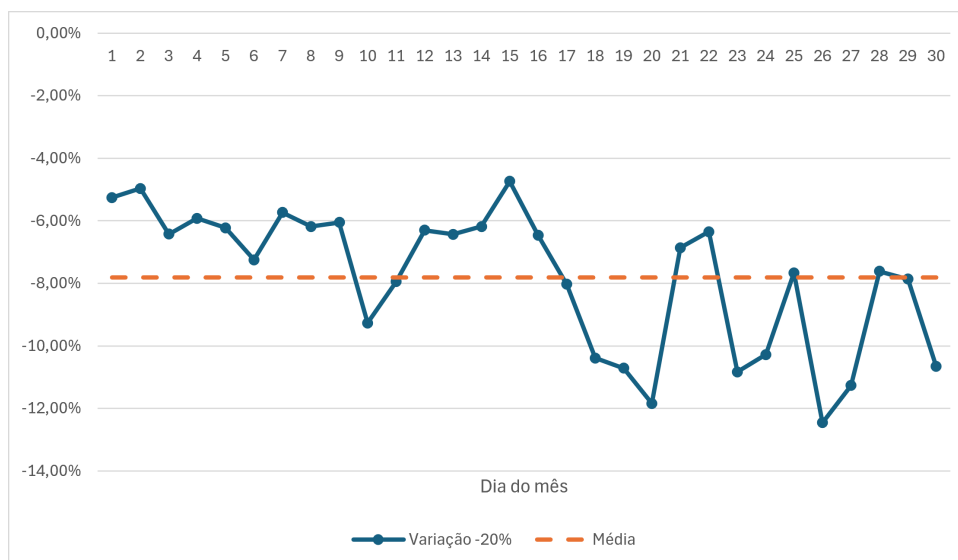


Figura 5.29: Variação percentual do preço de mercado no mês de junho (cenário -20%).

Relativamente à energia negociada, os resultados apresentados na Tabela 5.14 e na Figura 5.30 mostram que a redução do declive da curva de procura conduz também a uma diminuição

da quantidade de energia negociada. Em termos médios mensais, a energia negociada passa de 21341,72 MWh no cenário original para 21149,00 MWh no cenário de -10%, e para 20931,20 MWh no cenário de -20%. Estas alterações correspondem a reduções médias de aproximadamente 0,90% e 1,92%, respetivamente.

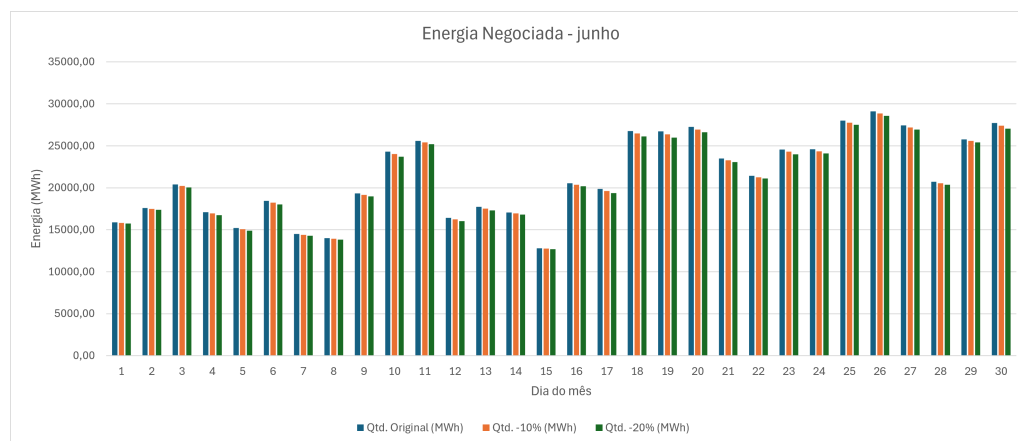


Figura 5.30: Comparação da energia negociada no mês de junho entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Comparativamente ao mês de maio, observa-se em junho uma subida clara da energia média negociada, que volta a situar-se acima dos 20000 MWh no cenário original. Ainda assim, a evolução diária da energia negociada deve ser interpretada tendo em conta a ocorrência de *market splitting*, fenómeno que tem vindo a ser observado com maior frequência nos meses de abril, maio e junho, períodos em que a maior disponibilidade de produção fotovoltaica do lado espanhol contribui para a separação de mercado.

Nestes períodos, a energia considerada corresponde apenas à zona portuguesa do mercado, o que explica algumas das diminuições mais visíveis na Figura 5.30. Desta forma, as quebras observadas em determinados dias de junho (por exemplo no dia 7, 8 ou 15) não devem ser interpretadas apenas como resultado da relação entre preço e quantidade de energia, mas como reflexo da ocorrência de separação de mercado.

5.3.7 Julho

Os resultados médios diários referentes ao mês de julho encontram-se apresentados na Tabela 5.15. Comparativamente com junho, julho apresenta um preço médio de mercado ligeiramente inferior, embora continue a registar vários dias com preços elevados, sobretudo na primeira metade do mês. A redução do declive da curva de procura conduz novamente a uma diminuição do preço de mercado em todos os dias analisados, sendo este efeito mais acentuado no cenário de -20%.

Em termos médios mensais, o preço de mercado passa de 70,10 €/MWh no cenário original para 66,53 €/MWh no cenário de -10%, o que corresponde a uma redução de aproximadamente 5,09%. No cenário de -20%, o preço médio diminui para 62,57 €/MWh, representando uma redução de cerca de 10,74% face ao cenário original. Estes valores mostram que, em julho, o

aumento da elasticidade da procura mantém um impacto significativo na redução do preço médio de mercado.

Tabela 5.15: Resultados médios diários para o mês de julho de 2025.

Dia	Preço Original (€/MWh)	Qtd. Original (MWh)	Preço -10% (€/MWh)	Qtd. -10% (MWh)	Preço -20% (€/MWh)	Qtd. -20% (MWh)
1	111,20	29189,01	105,38	28864,37	98,94	28501,70
2	100,36	28635,30	95,17	28356,24	89,41	28044,54
3	91,33	28860,97	86,35	28617,36	80,85	28346,95
4	99,63	28475,18	93,82	28218,62	87,47	27935,72
5	72,35	27810,59	68,87	27614,39	64,98	27392,82
6	56,11	25908,46	53,55	25776,10	50,66	25626,10
7	62,09	25835,70	59,24	25683,63	56,04	25511,69
8	45,95	26312,26	44,06	26184,65	41,92	26039,50
9	89,70	28477,60	85,05	28223,14	79,89	27938,98
10	106,97	28273,42	101,16	27978,63	94,78	27650,13
11	98,25	27665,21	93,13	27391,87	87,47	27086,24
12	75,91	26183,26	71,84	26002,65	67,35	25800,73
13	64,59	24432,30	61,22	24288,84	57,48	24128,33
14	84,20	28132,62	79,70	27915,84	74,72	27674,60
15	83,11	28680,33	78,53	28464,65	73,47	28225,57
16	101,98	28429,37	96,05	28165,65	89,57	27875,28
17	102,85	28316,25	96,94	28051,50	90,48	27759,22
18	95,08	28244,21	89,24	28027,75	82,90	27790,99
19	50,16	27396,66	47,35	27290,91	44,25	27173,50
20	27,22	26403,41	25,80	26342,13	24,23	26273,76
21	57,61	28258,49	54,71	28094,52	51,49	27910,50
22	81,88	28456,51	77,87	28218,40	73,37	27951,33
23	84,43	28375,23	80,24	28131,75	75,56	27859,11
24	46,20	29777,25	44,11	29652,72	41,75	29511,63
25	42,08	27722,58	40,45	27595,55	38,58	27449,75
26	38,53	27064,97	36,98	26954,70	35,20	26828,72
27	32,39	24522,47	31,22	24434,57	29,88	24333,15
28	34,22	30616,05	33,03	30500,26	31,66	30366,10
29	32,15	30782,18	31,00	30673,27	29,67	30547,38
30	40,46	30180,67	38,97	30045,08	37,26	29888,63
31	64,22	28999,43	61,50	28792,24	58,41	28556,36
Média	70,10	27948,97	66,53	27759,74	62,57	27547,71

A Figura 5.31 permite observar a evolução diária do preço de mercado ao longo do mês de julho. Os valores mais elevados do preço original ocorrem nos primeiros dias do mês, destacando-se o dia 1, com 111,20 €/MWh e o dia 10, com 106,97 €/MWh. Nestes dias, a redução do preço no cenário de -20% é particularmente visível, passando para 98,94 €/MWh no dia 1 e 94,78 €/MWh no dia 10. Por outro lado, os valores mais baixos verificam-se principalmente no final do mês, com destaque para o dia 20, no qual se observa o valor mínimo do preço original, correspondente a 27,22 €/MWh, reduzindo-se para 24,23 €/MWh no cenário de -20%.

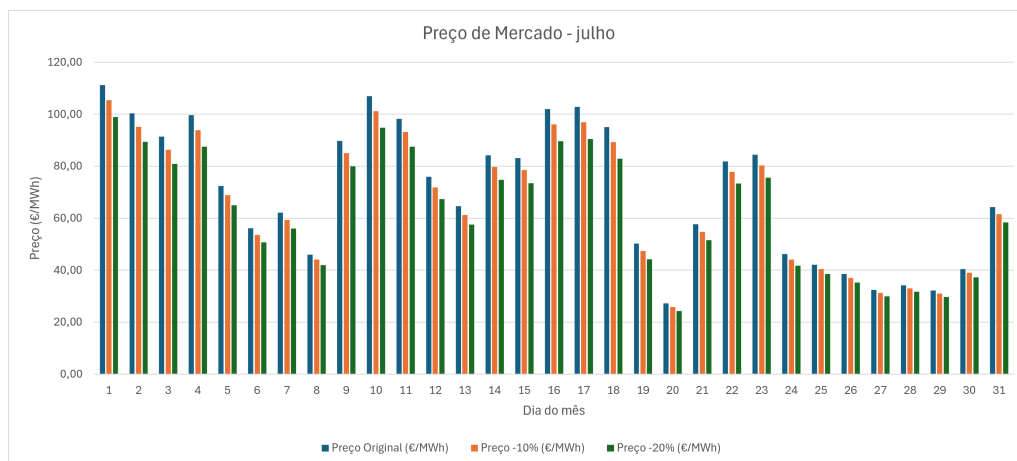


Figura 5.31: Comparação do preço de mercado no mês de julho entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Na Figura 5.32 encontra-se representada a variação percentual do preço de mercado no mês de julho. A redução percentual mais expressiva verifica-se no dia 18, em que a redução no cenário de -20% é superior a 12% face ao preço original. Em contraste, o dia 27 apresenta a variação percentual menos acentuada. Observa-se ainda que, a partir do dia 23, todos os valores se situam acima da linha correspondente à média mensal, o que, numa escala negativa, indica menores reduções percentuais e, portanto, um impacto menos expressivo da alteração da elasticidade da procura.

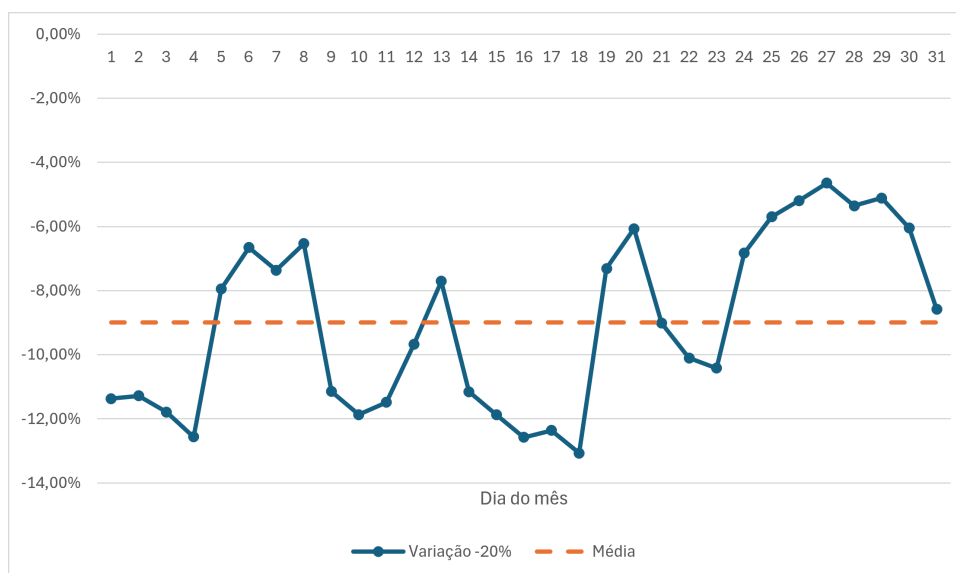


Figura 5.32: Variação percentual do preço de mercado no mês de julho (cenário -20%).

Relativamente à energia negociada, os resultados apresentados na Tabela 5.15 e na Figura 5.33 mostram que a redução do declive da curva de procura conduz também a uma diminuição da quantidade de energia negociada. Em termos médios mensais, a energia negociada passa de

27948,97 MWh no cenário original para 27759,74 MWh no cenário de -10%, e para 27547,71 MWh no cenário de -20%. Estas alterações correspondem a reduções médias de aproximadamente 0,68% e 1,44%, respetivamente.

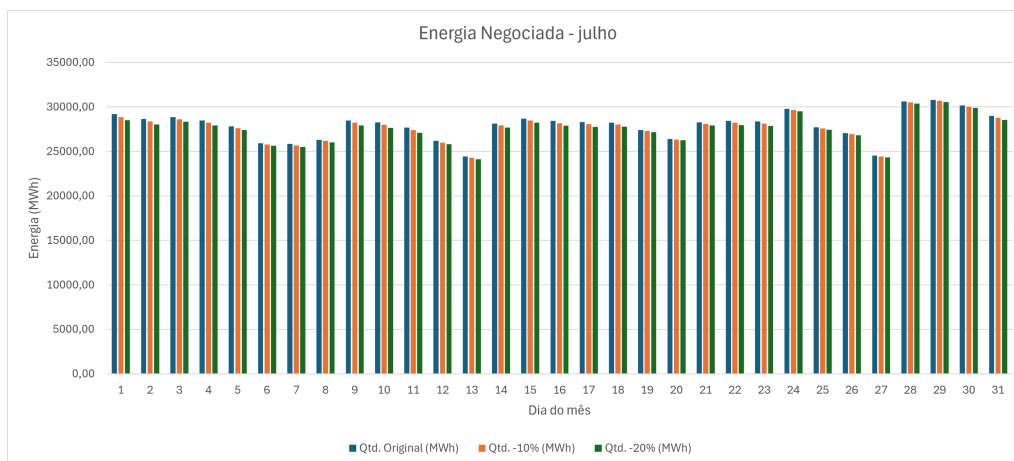


Figura 5.33: Comparação da energia negociada no mês de julho entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Como se observa na Figura 5.33, os valores de energia negociada apresentam uma evolução bastante semelhante ao longo do mês, não se verificando oscilações muito significativas entre os diferentes dias. Esta estabilidade pode estar associada a uma procura de energia mais constante em julho, possivelmente influenciada pelas temperaturas mais elevadas e pela maior utilização de sistemas de climatização durante este período, bem como à menor ocorrência de situações de *market splitting*. Com efeito, em julho registaram-se apenas 9 períodos de separação entre os mercados português e espanhol, o que contribui para explicar a maior regularidade dos valores de energia contratada ao longo do mês.

5.3.8 Agosto

Os resultados médios diários referentes ao mês de agosto encontram-se apresentados na Tabela 5.16. Comparativamente com julho, agosto apresenta um preço médio de mercado ligeiramente inferior, embora continue a registar vários dias com preços elevados, sobretudo entre os dias 11 e 18 e novamente entre os dias 25 e 27. A redução do declive da curva de procura conduz, uma vez mais, a uma diminuição do preço de mercado em todos os dias analisados, sendo este efeito mais acentuado no cenário de -20%.

Em termos médios mensais, o preço de mercado passa de 68,68 €/MWh no cenário original para 65,21 €/MWh no cenário de -10%, o que corresponde a uma redução de aproximadamente 5,05%. No cenário de -20%, o preço médio diminui para 61,36 €/MWh, representando uma redução de cerca de 10,66% face ao cenário original. Estes valores mostram que, apesar de agosto apresentar um preço médio ligeiramente inferior ao de julho, o impacto do aumento da elasticidade da procura permanece significativo e praticamente igual ao de julho.

Tabela 5.16: Resultados médios diários para o mês de agosto de 2025.

Dia	Preço Original (€/MWh)	Qtd. Original (MWh)	Preço -10% (€/MWh)	Qtd. -10% (MWh)	Preço -20% (€/MWh)	Qtd. -20% (MWh)
1	64,79	27846,46	61,89	27653,05	58,61	27434,00
2	37,28	25639,14	35,65	25540,24	33,81	25428,01
3	30,51	18353,83	29,22	18269,45	27,75	18173,52
4	65,63	24402,52	62,21	24230,67	58,41	24039,15
5	58,80	24837,28	56,29	24693,55	53,46	24531,24
6	78,50	26669,61	74,76	26453,26	70,58	26210,81
7	84,06	27577,13	79,75	27340,46	74,95	27076,37
8	77,63	19523,99	73,83	19333,85	69,61	19121,68
9	62,04	19437,95	58,61	19305,00	54,81	19157,85
10	55,51	21911,80	52,45	21789,26	49,08	21653,33
11	80,11	27044,94	76,07	26823,90	71,57	26576,47
12	89,70	27330,17	84,87	27087,73	79,52	26818,69
13	101,20	27119,85	95,20	26871,91	88,65	26599,67
14	96,70	27839,79	90,96	27599,72	84,70	27335,80
15	69,27	25933,98	65,47	25765,03	61,28	25576,97
16	74,22	24032,05	70,34	23843,05	66,05	23632,10
17	68,76	23939,83	65,22	23775,97	61,29	23592,65
18	96,68	26850,67	91,13	26608,80	85,04	26341,95
19	77,72	28208,43	73,68	28000,03	69,19	27766,91
20	68,31	28265,30	65,17	28066,07	61,65	27840,38
21	53,92	26509,21	51,68	26360,40	49,14	26190,36
22	53,61	27118,00	51,34	26969,05	48,76	26799,04
23	63,50	23519,61	60,87	23349,21	57,89	23154,78
24	62,35	19228,69	59,66	19076,09	56,61	18902,59
25	92,30	25546,65	87,73	25298,94	82,63	25020,68
26	87,75	26852,11	83,50	26599,27	78,74	26315,13
27	88,03	27467,78	83,08	27247,58	77,63	27003,80
28	54,38	25330,10	51,74	25189,98	48,79	25032,41
29	45,75	28516,16	43,59	28390,10	41,17	28248,02
30	52,66	22175,30	50,15	22048,84	47,33	21906,54
31	37,30	24149,00	35,46	24070,40	33,41	23982,40
Média	68,68	25134,75	65,21	24956,48	61,36	24756,88

A Figura 5.34 permite observar a evolução diária do preço de mercado ao longo do mês de agosto. Os valores mais elevados do preço original ocorrem nos dias 13, 14 e 18, com 101,20 €/MWh, 96,70 €/MWh e 96,68 €/MWh, respetivamente. Nestes dias, a redução do preço no cenário de -20% é particularmente evidente, passando para 88,65 €/MWh no dia 13, 84,70 €/MWh no dia 14 e 85,04 €/MWh no dia 18. Também nos dias 25, 26 e 27 se verificam valores elevados do preço original, superiores a 87 €/MWh, acompanhados por reduções claras nos cenários de maior elasticidade. Por outro lado, os valores mais baixos ocorrem nos dias 2, 3 e 31, com preços originais de 37,28 €/MWh, 30,51 €/MWh e 37,30 €/MWh, respetivamente.

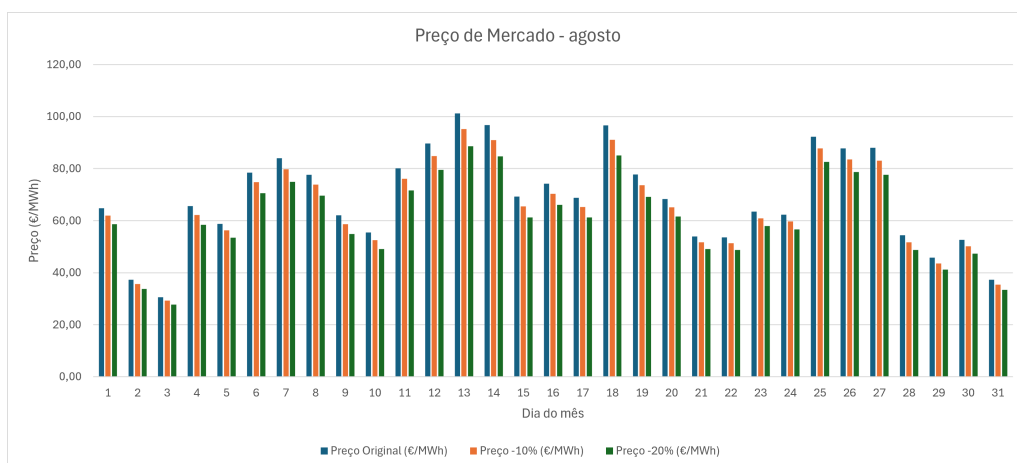


Figura 5.34: Comparação do preço de mercado no mês de agosto entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Na Figura 5.35 encontra-se representada a variação percentual do preço de mercado no mês de agosto. As reduções percentuais mais expressivas verificam-se sobretudo nos dias 13, 14 e 18, em que a diminuição no cenário de -20% se aproxima ou ultrapassa os 12%. Estes dias correspondem precisamente aos três valores mais elevados do preço original no mês, tendo assim, neste caso, o aumento da elasticidade da procura maior impacto em períodos de preço mais elevado. Em contraste, nos dias em que o preço original é mais baixo, como os dias 2 e 3, a redução percentual é a mais reduzida, situando-se em torno de -5%.

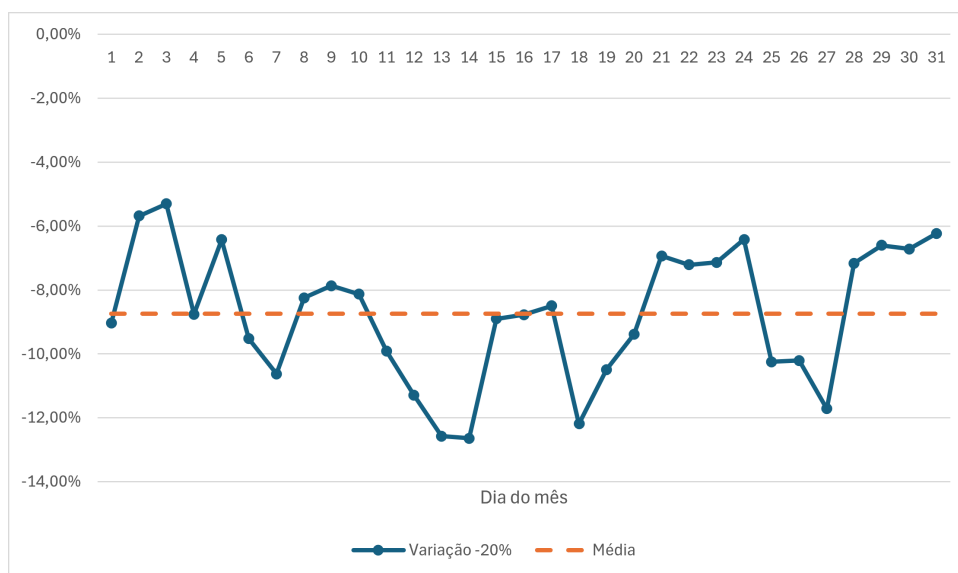


Figura 5.35: Variação percentual do preço de mercado no mês de agosto (cenário -20%).

Relativamente à energia negociada, os resultados apresentados na Tabela 5.16 e na Figura 5.36 mostram que a redução do declive da curva de procura conduz também a uma diminuição da quantidade de energia negociada. Em termos médios mensais, a energia negociada passa de 25134,75 MWh no cenário original para 24956,48 MWh no cenário de -10%, e para 24756,88

MWh no cenário de -20%. Estas alterações correspondem a reduções médias de aproximadamente 0,71% e 1,50%, respetivamente.

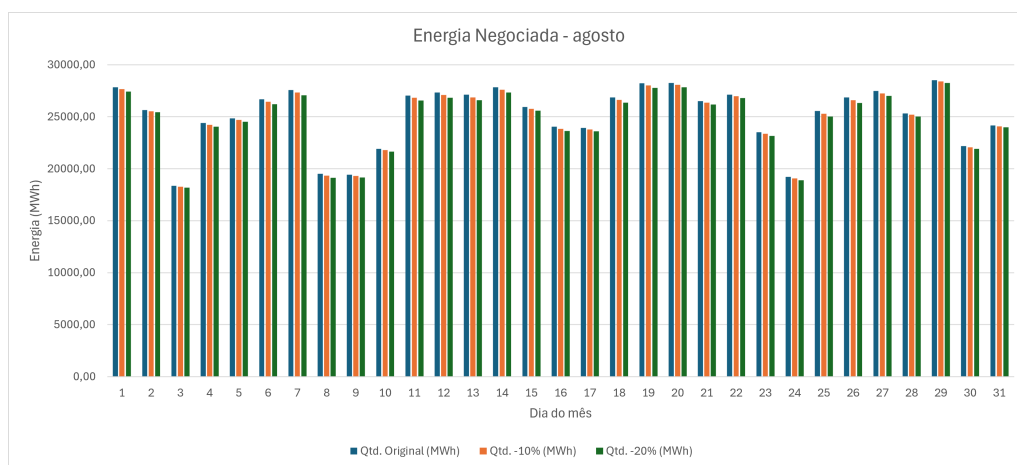


Figura 5.36: Comparação da energia negociada no mês de agosto entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Como se observa na Figura 5.36, a energia negociada mantém um comportamento relativamente estável ao longo do mês de agosto, à semelhança do verificado em julho. No entanto, observam-se algumas quebras mais evidentes, principalmente nos dias 3, 8, 9 e 24, associadas à ocorrência de *market splitting*. Este efeito já tinha sido identificado em meses anteriores, nos quais a separação de mercado conduziu a reduções substanciais da energia contratada. Ainda assim, a diferença entre o cenário original e os cenários de -10% e -20% continua a ser reduzida.

5.3.9 Setembro

Os resultados médios diários referentes ao mês de setembro encontram-se apresentados na Tabela 5.17. Na sequência do comportamento observado em agosto, em que o preço médio de mercado já tinha diminuído ligeiramente face a julho, setembro apresenta uma nova descida, embora também de magnitude reduzida. Ainda assim, apesar desta diminuição gradual ao longo dos meses de verão, continuam a verificar-se alguns dias com valores de preço relativamente elevados. A redução do declive da curva de procura conduz, novamente, a uma diminuição do preço de mercado em todos os dias analisados, sendo este efeito mais acentuado no cenário de -20%.

Em termos médios mensais, o preço de mercado passa de 61,19 €/MWh no cenário original para 58,15 €/MWh no cenário de -10%, o que corresponde a uma redução de aproximadamente 4,97%. No cenário de -20%, o preço médio diminui para 54,77 €/MWh, representando uma redução de cerca de 10,49% face ao cenário original. Estes valores mostram que, apesar da descida do preço médio relativamente aos meses anteriores, o aumento da elasticidade da procura continua a ter um impacto relevante na redução do preço de mercado.

Tabela 5.17: Resultados médios diários para o mês de setembro de 2025.

Dia	Preço Original (€/MWh)	Qtd. Original (MWh)	Preço -10% (€/MWh)	Qtd. -10% (MWh)	Preço -20% (€/MWh)	Qtd. -20% (MWh)
1	30,65	25141,82	29,40	25049,80	27,98	24944,63
2	61,77	21060,02	58,94	20883,94	55,75	20685,26
3	55,32	18487,76	52,59	18345,44	49,54	18185,77
4	55,68	24701,90	53,07	24556,78	50,14	24392,79
5	55,73	22187,95	53,27	22038,11	50,49	21867,94
6	26,54	25289,34	25,46	25214,71	24,23	25129,45
7	31,84	24287,51	30,76	24186,33	29,51	24069,08
8	76,37	25298,68	72,72	25096,47	68,62	24869,19
9	63,56	26893,75	60,43	26721,15	56,94	26527,06
10	51,57	21981,55	49,01	21848,42	46,16	21699,26
11	54,68	20606,90	52,00	20462,16	49,01	20299,84
12	73,65	21300,88	70,11	21097,05	66,15	20868,15
13	60,85	22170,24	57,81	22026,12	54,42	21864,72
14	48,87	23272,48	46,55	23154,39	43,94	23021,35
15	66,88	26823,17	63,43	26653,18	59,60	26462,95
16	72,64	26629,73	68,83	26426,50	64,60	26199,98
17	86,01	27819,03	81,16	27588,06	75,83	27332,61
18	97,01	28052,31	91,71	27772,31	85,84	27462,38
19	89,55	27531,66	84,61	27295,72	79,16	27034,36
20	66,33	21024,20	63,01	20865,05	59,32	20686,66
21	42,29	24692,13	40,07	24606,78	37,62	24511,60
22	34,53	28292,36	32,99	28187,01	31,26	28067,77
23	52,27	24232,73	49,87	24084,99	47,16	23918,40
24	47,60	24892,00	45,41	24755,05	42,94	24600,69
25	79,40	26908,87	75,13	26689,38	70,40	26445,60
26	91,65	27312,40	86,59	27057,15	81,01	26775,02
27	71,79	24305,94	68,06	24130,36	63,91	23934,42
28	48,79	23071,11	46,46	22956,04	43,84	22826,22
29	59,06	24675,96	56,45	24507,45	53,49	24316,55
30	82,80	25237,80	78,73	25006,18	74,18	24746,84
Média	61,19	24472,74	58,15	24308,74	54,77	24124,88

A Figura 5.37 permite observar a evolução diária do preço de mercado ao longo do mês de setembro. Os valores mais elevados do preço original ocorrem sobretudo na segunda metade do mês, destacando-se os dias 18, 19 e 26. O valor máximo verifica-se no dia 18, com 97,01 €/MWh. Nestes dias, a redução do preço no cenário de -20% é particularmente evidente, passando para 85,84 €/MWh no dia 18, 81,01 €/MWh no dia 26 e 79,16 €/MWh no dia 19. Por outro lado, os valores mais baixos ocorrem nos dias 1, 6 e 7, com preços originais de 30,65 €/MWh, 26,54 €/MWh e 31,84 €/MWh, respetivamente.

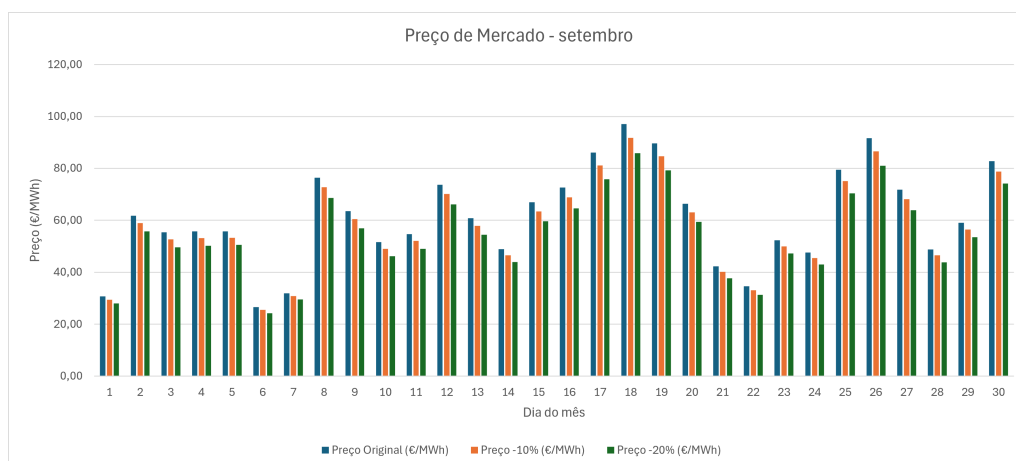


Figura 5.37: Comparação do preço de mercado no mês de setembro entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Na Figura 5.38 encontra-se representada a variação percentual do preço de mercado no mês de setembro. As reduções percentuais mais expressivas verificam-se sobretudo nos dias 18, 19 e 26, nos quais o cenário de -20% apresenta diminuições superiores a 11% face ao preço original. Tal como se observou em agosto, estes dias correspondem precisamente aos dias com os preços originais mais elevados do mês. Em contraste, os dias 1, 6 e 7 apresentam as reduções percentuais menos acentuadas, coincidindo igualmente com os preços originais mais reduzidos. Desta forma, em setembro verifica-se novamente uma correspondência bastante direta entre preços originais mais elevados e variações percentuais de maior magnitude, e entre preços mais reduzidos e diminuições percentuais menos expressivas.

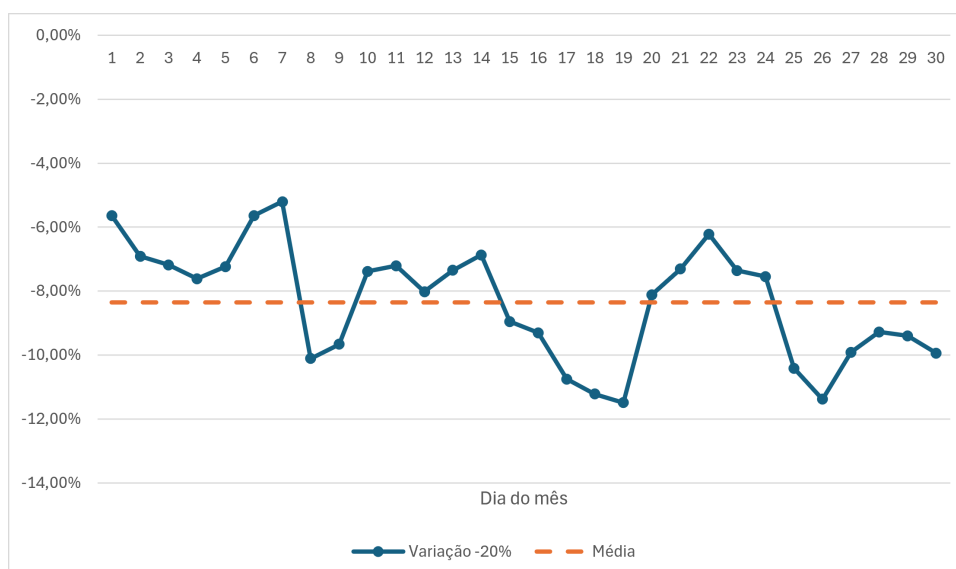


Figura 5.38: Variação percentual do preço de mercado no mês de setembro (cenário -20%).

Relativamente à energia negociada, os resultados apresentados na Tabela 5.17 e na Figura 5.39 mostram que a redução do declive da curva de procura conduz também a uma diminuição

da quantidade de energia negociada. Em termos médios mensais, a energia negociada passa de 24472,74 MWh no cenário original para 24308,74 MWh no cenário de -10%, e para 24124,88 MWh no cenário de -20%. Estas alterações correspondem a reduções médias de aproximadamente 0,67% e 1,42%, respetivamente.

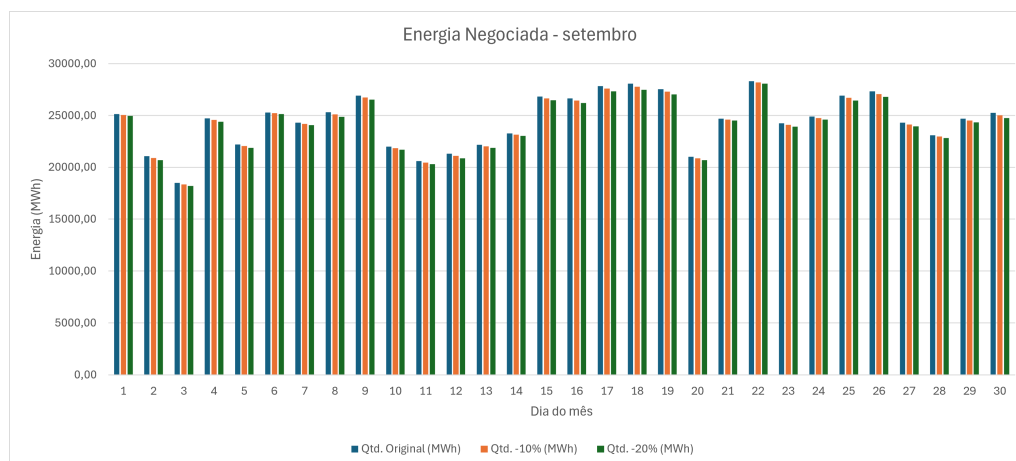


Figura 5.39: Comparação da energia negociada no mês de setembro entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Como se observa na Figura 5.39, a energia negociada mantém uma evolução relativamente regular ao longo do mês, seguindo o comportamento similar ao já verificado agosto.

5.3.10 Outubro

Os resultados médios diários referentes ao mês de outubro encontram-se apresentados na Tabela 5.18. Importa recordar que, a partir deste mês, os dados do mercado diário passaram a estar disponíveis em 96 períodos quarto-horários. No entanto, de forma a garantir a comparabilidade com os meses anteriores, os valores foram agregados numa base horária, através da média dos quatro períodos de 15 minutos correspondentes a cada hora.

Em outubro, verifica-se um aumento do preço médio de mercado face ao mês de setembro, com vários dias a apresentarem preços originais superiores a 90 €/MWh. A redução do declive da curva de procura conduz novamente a uma diminuição do preço de mercado em todos os dias analisados, sendo este efeito mais expressivo no cenário de -20%.

Em termos médios mensais, o preço de mercado passa de 76,45 €/MWh no cenário original para 72,62 €/MWh no cenário de -10%, o que corresponde a uma redução de aproximadamente 5,01%. No cenário de -20%, o preço médio diminui para 68,36 €/MWh, representando uma redução de cerca de 10,58% face ao cenário original.

Tabela 5.18: Resultados médios diários para o mês de outubro de 2025.

Dia	Preço Original (€/MWh)	Qtd. Original (MWh)	Preço -10% (€/MWh)	Qtd. -10% (MWh)	Preço -20% (€/MWh)	Qtd. -20% (MWh)
1	87,09	25234,71	82,21	25017,54	76,85	24777,67
2	86,32	25411,06	81,39	25192,96	75,98	24952,45
3	93,25	25780,27	88,04	25545,68	82,31	25285,77
4	53,13	20164,39	50,58	20045,04	47,72	19910,80
5	24,31	24160,05	23,44	24089,73	22,44	24008,54
6	78,53	25357,20	74,79	25153,16	70,63	24924,65
7	98,65	25152,01	93,18	24904,95	87,14	24631,94
8	98,29	24006,51	93,02	23784,20	87,20	23538,00
9	70,29	17433,12	67,33	17278,54	64,01	17103,94
10	79,22	26305,66	75,44	26089,13	71,21	25844,87
11	73,70	23545,31	70,23	23381,12	66,33	23195,51
12	64,66	21841,97	61,32	21711,54	57,61	21565,50
13	102,66	23208,74	97,26	22967,43	91,29	22699,11
14	110,67	20257,45	105,34	20009,14	99,41	19732,91
15	112,06	19903,99	106,40	19671,71	100,17	19414,99
16	111,46	20674,08	105,77	20431,52	99,51	20163,13
17	108,73	22402,11	102,56	22165,91	95,82	21906,68
18	81,03	20226,16	76,51	20070,38	71,54	19897,58
19	32,78	24109,33	31,33	24028,16	29,70	23936,01
20	41,64	23142,54	39,93	23023,20	37,99	22887,11
21	38,38	29014,58	36,93	28882,93	35,26	28731,46
22	27,98	28193,01	27,18	28093,11	26,24	27976,10
23	25,06	19834,00	24,25	19747,52	23,31	19647,10
24	95,93	21217,64	91,81	20959,79	87,16	20668,87
25	81,70	20444,63	78,25	20236,75	74,34	20000,48
26	49,68	23709,18	47,97	23562,44	46,00	23392,27
27	89,72	26122,28	85,40	25856,21	80,55	25556,63
28	101,52	25439,00	95,59	25194,46	89,10	24924,96
29	104,74	24752,19	98,98	24485,69	92,63	24191,87
30	90,92	24274,61	85,88	24059,65	80,35	23820,85
31	55,79	27218,33	52,79	27074,85	49,48	26914,54
Média	76,45	23501,16	72,62	23313,37	68,36	23103,30

A Figura 5.40 permite observar a evolução diária do preço de mercado ao longo do mês de outubro. Os valores mais elevados do preço original ocorrem sobretudo a meio do mês, destacando-se os dias 14 a 17, com preços superiores a 108 €/MWh. O valor máximo verifica-se no dia 15, com 112,06 €/MWh, diminuindo para 106,40 €/MWh no cenário de -10% e para 100,17 €/MWh no cenário de -20%.

Por outro lado, os valores mais baixos do mês ocorrem nos dias 5, 22 e 23, com preços originais de 24,31 €/MWh, 27,98 €/MWh e 25,06 €/MWh, respetivamente. Nestes dias, embora a redução do preço se mantenha, a diferença absoluta entre os cenários é menos acentuada, uma vez que o preço original já se encontra num nível relativamente baixo.

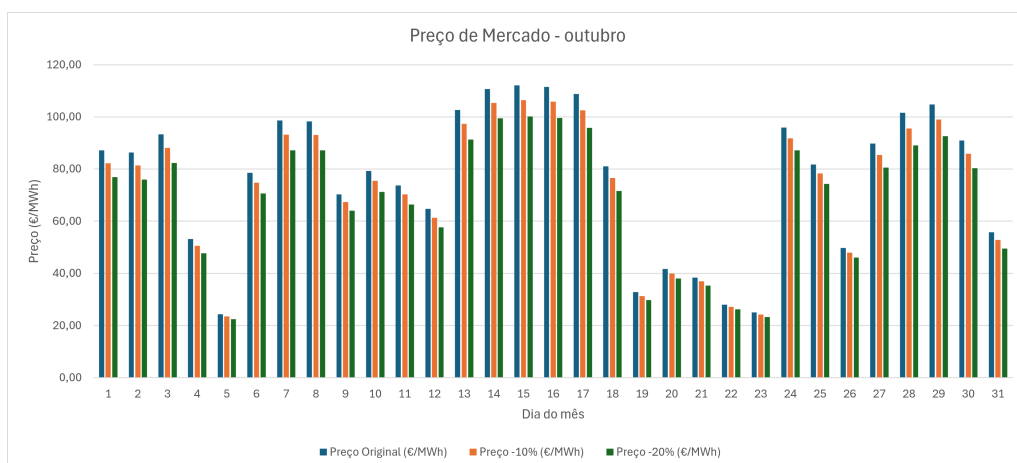


Figura 5.40: Comparação do preço de mercado no mês de outubro entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Na Figura 5.41 encontra-se representada a variação percentual do preço de mercado no mês de outubro. Neste mês a maior redução percentual não coincide com o dia de preço original mais elevado, verificando-se no dia 28, com uma diminuição de aproximadamente 12,27%. Ainda assim, os dias 14 a 17 apresentam reduções percentuais também relevantes, situadas aproximadamente entre 9% e 11%, o que indica que a alteração da elasticidade da procura continuou a produzir um impacto significativo nesses períodos. Por outro lado, a menor redução percentual não ocorre exatamente no dia de preço mínimo, mas ocorre num dos dias em que o preço original se encontra entre os valores mais reduzidos do mês. Observa-se ainda que, a partir de meados de outubro, as variações percentuais apresentam um maior afastamento face à linha correspondente à média mensal, evidenciando uma maior dispersão dos impactos simulados ao longo da segunda metade do mês.

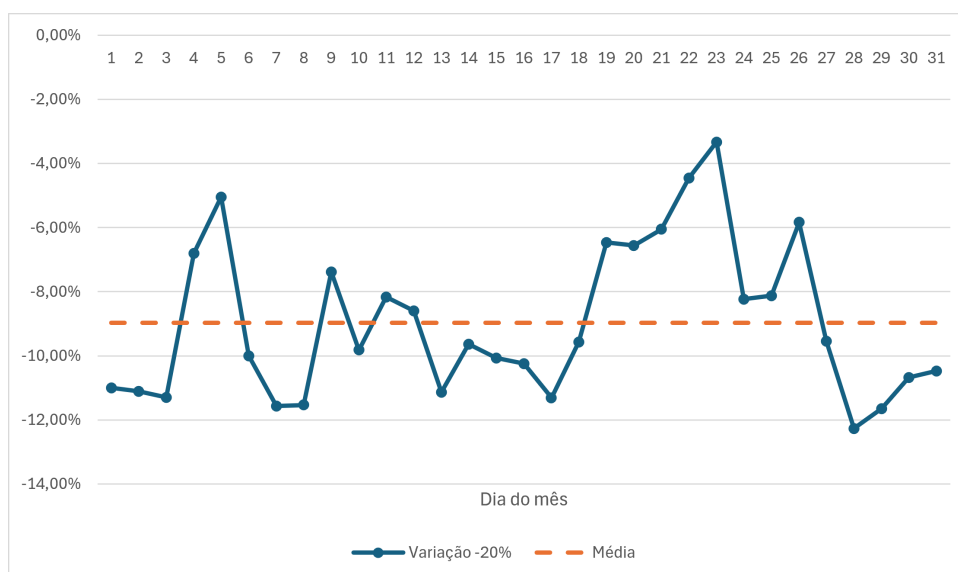


Figura 5.41: Variação percentual do preço de mercado no mês de outubro (cenário -20%).

Relativamente à energia negociada, os resultados apresentados na Tabela 5.18 e na Figura 5.42 mostram que a redução do declive da curva de procura conduz também a uma diminuição da quantidade de energia negociada. Em termos médios mensais, a energia negociada passa de 23501,16 MWh no cenário original para 23313,37 MWh no cenário de -10%, e para 23103,30 MWh no cenário de -20%. Estas alterações correspondem a reduções médias de aproximadamente 0,80% e 1,69%, respetivamente.

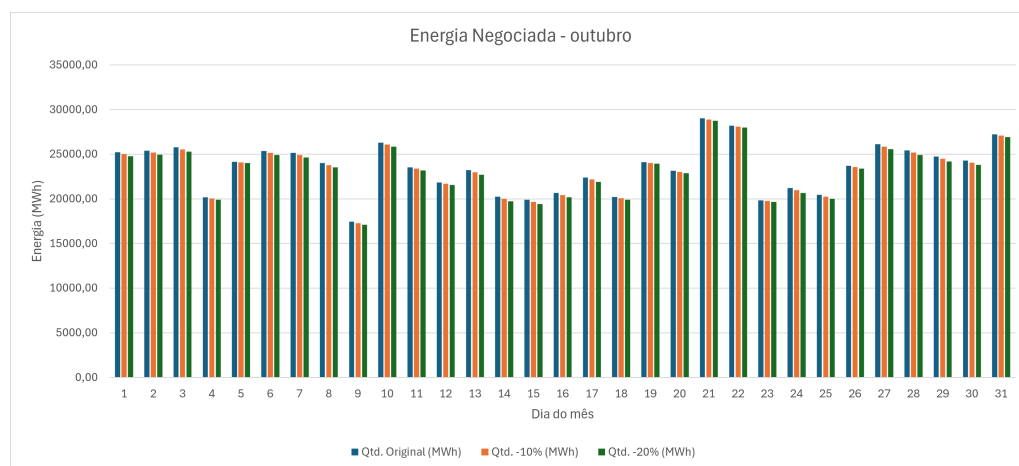


Figura 5.42: Comparação da energia negociada no mês de outubro entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Como se observa na Figura 5.42, a energia negociada apresenta oscilações visíveis ao longo do mês de outubro. Destacam-se, em particular, os dias 9, 15 e 23, nos quais a energia contratada se situa abaixo dos 20 000 MWh, evidenciando uma diminuição mais acentuada face à generalidade dos restantes dias do mês. Para além destes casos, observam-se ainda outros dias com valores relativamente reduzidos de energia negociada, como sucede, por exemplo, no dia 4 ou no dia 14. Estas diminuições estão associadas à ocorrência de situações de *market splitting* nesses dias, que fazem com que o volume de energia negociada passe a refletir apenas o mercado português. Este comportamento mostra que, embora a diferença entre o cenário original e os cenários de -10% e -20% permaneça reduzida, a energia negociada no cenário original não se mantém totalmente uniforme ao longo do mês.

5.3.11 Novembro

Os resultados médios diários referentes ao mês de novembro encontram-se apresentados na Tabela 5.19. Comparativamente com outubro, novembro apresenta uma diminuição do preço médio de mercado, embora ainda se verifiquem alguns dias com valores relativamente elevados, sobretudo na segunda metade do mês. A redução do declive da curva de procura conduz novamente a uma diminuição do preço de mercado em todos os dias analisados, sendo este efeito mais acentuado no cenário de -20%.

Em termos médios mensais, o preço de mercado passa de 59,09 €/MWh no cenário original para 56,56 €/MWh no cenário de -10%, o que corresponde a uma redução de aproximadamente 4,28%. No cenário de -20%, o preço médio diminui para 53,70 €/MWh, representando uma redução de cerca de 9,12% face ao cenário original.

Tabela 5.19: Resultados médios diários para o mês de novembro de 2025.

Dia	Preço Original (€/MWh)	Qtd. Original (MWh)	Preço -10% (€/MWh)	Qtd. -10% (MWh)	Preço -20% (€/MWh)	Qtd. -20% (MWh)
1	45,58	24854,65	43,66	24724,33	41,50	24575,37
2	40,02	21677,28	38,35	21571,46	36,46	21450,69
3	82,89	24583,28	79,25	24342,58	75,13	24069,96
4	49,44	27984,14	47,05	27847,45	44,37	27693,38
5	27,75	30637,23	26,85	30525,02	25,81	30394,18
6	41,24	23770,12	39,80	23625,29	38,16	23457,80
7	68,22	26124,86	65,17	25923,25	61,73	25694,95
8	44,73	18896,27	43,06	18777,14	41,15	18640,46
9	58,19	21585,97	55,77	21446,06	53,02	21286,41
10	81,69	25214,59	77,60	24992,03	73,04	24742,58
11	66,88	27902,47	63,72	27711,56	60,18	27496,38
12	27,78	31041,72	26,72	30941,69	25,51	30826,58
13	31,90	30852,15	30,92	30720,63	29,79	30566,83
14	29,39	30988,62	28,45	30868,11	27,36	30727,50
15	31,46	27470,39	30,74	27347,02	29,87	27200,52
16	34,14	25255,89	32,91	25151,69	31,50	25031,41
17	79,21	26383,53	75,99	26143,04	72,31	25868,42
18	79,38	28543,84	75,87	28293,67	71,91	28010,09
19	100,16	26021,90	95,02	25756,39	89,29	25460,17
20	84,53	28120,13	80,67	27872,08	76,32	27592,31
21	63,54	23042,39	60,92	22862,48	57,96	22658,36
22	59,07	25994,53	56,76	25829,00	54,11	25639,34
23	39,88	27219,44	38,30	27105,29	36,49	26974,54
24	41,77	32018,74	40,31	31861,41	38,63	31678,96
25	48,17	30742,79	46,36	30576,44	44,29	30384,90
26	73,67	23338,41	70,79	23119,66	67,51	22870,20
27	86,02	28154,03	81,97	27891,78	77,42	27596,57
28	98,73	26595,03	93,78	26311,51	88,26	25994,28
29	82,23	25056,84	78,42	24836,08	74,13	24586,86
30	74,92	26308,03	71,52	26095,38	67,69	25854,56
Média	59,09	26545,98	56,56	26368,98	53,70	26167,48

A Figura 5.43 permite observar a evolução diária do preço de mercado ao longo do mês de novembro. Os valores mais elevados do preço original ocorrem nos dias 19 e 28, com 100,16 €/MWh e 98,73 €/MWh, respetivamente. Nestes dias, a redução do preço no cenário de -20% é particularmente evidente, passando para 89,29 €/MWh no dia 19 e para 88,26 €/MWh no dia 28.

Por outro lado, os valores mais baixos do mês ocorrem nos dias 5, 12 e 14, com preços originais

próximos ou inferiores a 30 €/MWh. Nestes períodos, a redução do preço nos cenários simulados mantém-se, mas a diferença absoluta entre o cenário original e os cenários de maior elasticidade é menos acentuada, uma vez que o preço de partida já se encontra num nível reduzido.

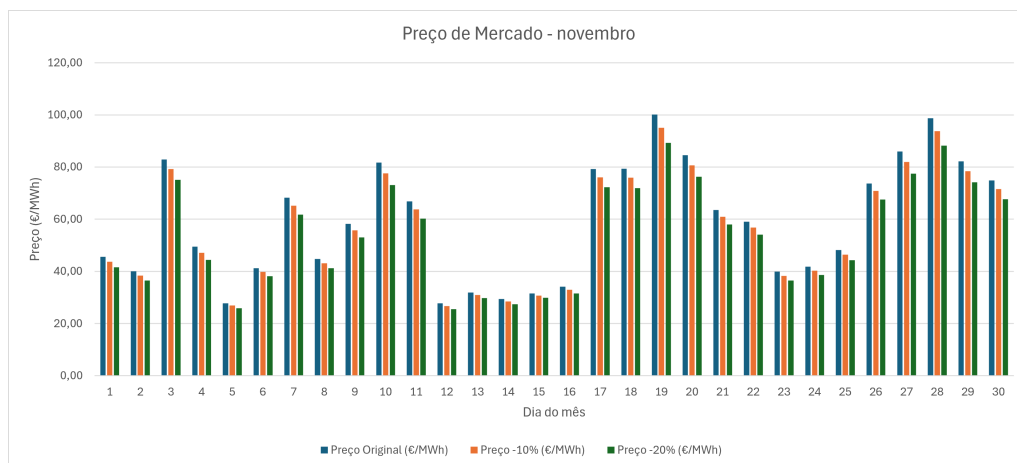


Figura 5.43: Comparação do preço de mercado no mês de novembro entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Na Figura 5.44 encontra-se representada a variação percentual do preço de mercado no mês de novembro. As reduções percentuais mais expressivas verificam-se nos dias 10, 19 e 28, nos quais o cenário de -20% apresenta diminuições próximas de 10% face ao preço original. O dia 19 apresenta a maior redução percentual, com uma diminuição de aproximadamente 10,94%, sendo igualmente o dia em que ocorre o preço médio máximo do mês. Em sentido oposto, as reduções percentuais menos expressivas verificam-se nos dias 6 e 15. Embora estes dias não correspondam aos valores mínimos do preço médio original no mês, apresentam preços baixos face aos restantes dias analisados, o que ajuda a justificar a menor magnitude da variação percentual observada. A evolução da variação percentual ao longo de novembro apresenta um perfil bastante oscilatório, sem uma tendência contínua de aumento ou diminuição ao longo do mês.

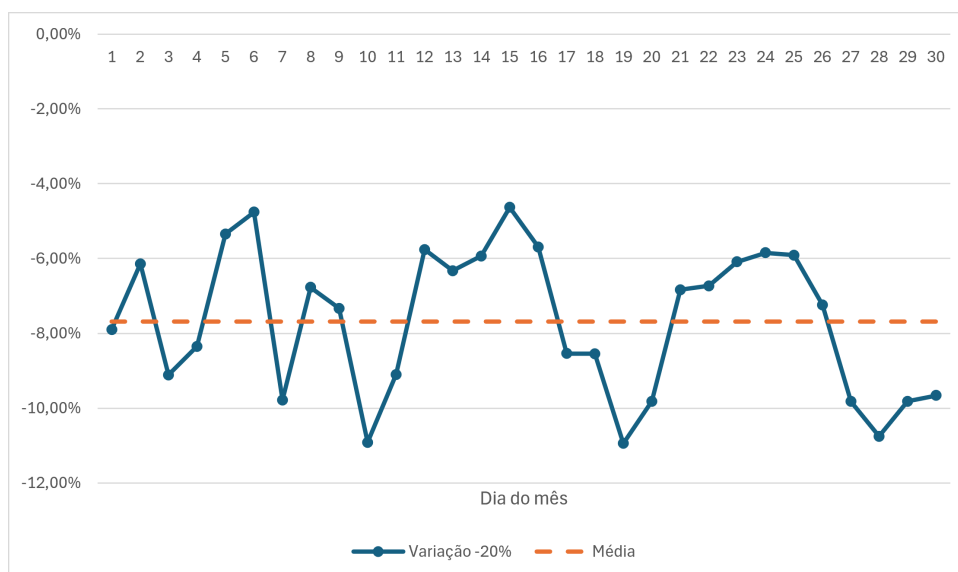


Figura 5.44: Variação percentual do preço de mercado no mês de novembro (cenário -20%).

Relativamente à energia negociada, os resultados apresentados na Tabela 5.19 e na Figura 5.45 mostram que a redução do declive da curva de procura conduz também a uma diminuição da quantidade de energia negociada. Em termos médios mensais, a energia negociada passa de 26545,98 MWh no cenário original para 26368,98 MWh no cenário de -10%, e para 26167,48 MWh no cenário de -20%. Estas alterações correspondem a reduções médias de aproximadamente 0,67% e 1,43%, respetivamente.

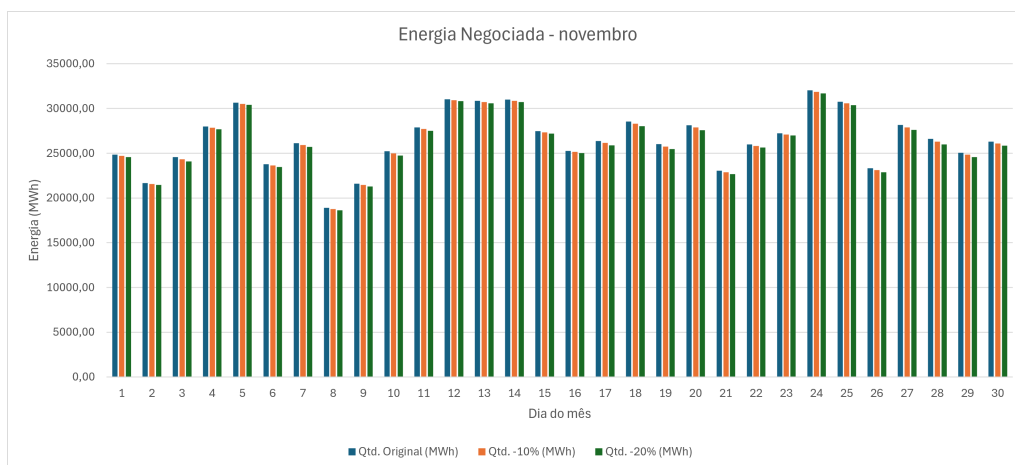


Figura 5.45: Comparação da energia negociada no mês de novembro entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

5.3.12 Dezembro

Os resultados médios diários referentes ao mês de dezembro encontram-se apresentados na Tabela 5.20. Comparativamente com novembro, dezembro apresenta um aumento do preço médio de mercado, aproximando-se dos valores observados em outubro. A redução do declive da curva

de procura conduz novamente a uma diminuição do preço de mercado em todos os dias analisados, sendo este efeito mais acentuado no cenário de -20%.

Em termos médios mensais, o preço de mercado passa de 77,91 €/MWh no cenário original para 74,00 €/MWh no cenário de -10%, o que corresponde a uma redução de aproximadamente 5,02%. No cenário de -20%, o preço médio diminui para 69,65 €/MWh, representando uma redução de cerca de 10,60% face ao cenário original.

Tabela 5.20: Resultados médios diários para o mês de dezembro de 2025.

Dia	Preço Original (€/MWh)	Qtd. Original (MWh)	Preço -10% (€/MWh)	Qtd. -10% (MWh)	Preço -20% (€/MWh)	Qtd. -20% (MWh)
1	91,78	25987,12	86,98	25740,73	81,65	25466,19
2	88,65	27237,94	84,04	26995,91	78,91	26726,08
3	70,42	29774,20	67,21	29557,83	63,60	29313,01
4	64,77	32859,33	62,28	32615,37	59,44	32335,02
5	70,62	31042,97	67,77	30801,73	64,53	30525,94
6	33,07	29194,01	32,08	29058,79	30,92	28900,45
7	32,30	26203,49	31,08	26101,00	29,68	25983,20
8	55,32	25335,63	52,81	25176,76	49,97	24996,96
9	63,17	29147,85	60,21	28941,16	56,87	28708,24
10	103,01	27366,33	97,82	27051,48	92,02	26699,32
11	96,19	26693,43	91,18	26421,79	85,62	26118,90
12	97,19	26629,67	91,96	26366,28	86,17	26073,69
13	79,20	24665,89	75,05	24471,32	70,45	24254,53
14	78,57	23392,65	74,34	23210,96	69,67	23009,07
15	92,47	26281,08	87,57	26029,81	82,15	25749,93
16	94,53	27070,23	89,43	26812,06	83,78	26525,62
17	101,41	26760,97	95,84	26491,11	89,69	26192,34
18	85,05	27747,78	80,50	27520,83	75,45	27268,79
19	102,76	26334,17	96,93	26075,92	90,51	25790,99
20	70,77	25386,41	66,76	25227,02	62,34	25051,44
21	61,48	26122,42	58,47	25952,10	55,11	25760,95
22	70,60	29867,08	67,08	29644,49	63,15	29395,20
23	77,91	28609,70	73,92	28374,36	69,47	28111,79
24	40,64	27918,69	38,95	27781,06	37,02	27623,96
25	48,70	24926,17	46,82	24768,13	44,67	24586,73
26	89,20	25327,50	84,91	25067,79	80,11	24775,71
27	80,12	27126,24	75,88	26913,66	71,19	26677,04
28	78,94	25868,81	74,95	25661,38	70,50	25429,15
29	107,20	24175,39	101,81	23879,63	95,80	23548,25
30	91,23	24892,90	86,61	24658,16	81,47	24395,67
31	97,82	23293,23	92,80	23055,35	87,21	22789,59
Média	77,91	26878,69	74,00	26658,84	69,65	26412,38

A Figura 5.46 permite observar a evolução diária do preço de mercado ao longo do mês de dezembro. Os valores mais elevados do preço original ocorrem nos dias 10, 17, 19 e 29, com

valores acima de 100 €/MWh, destacando-se o dia 29, com o preço médio máximo de 107,20 €/MWh. Nestes dias, a redução do preço no cenário de -20% é particularmente evidente, passando para 95,80 €/MWh no dia 29.

Por outro lado, os valores mais baixos do mês ocorrem nos dias 6 e 7, com preços originais de 33,07 €/MWh e 32,30 €/MWh, respetivamente. Nestes períodos, embora a redução do preço se mantenha, a diferença absoluta entre o cenário original e os cenários de maior elasticidade é a mais reduzida, uma vez que o preço original já se encontra num nível relativamente baixo.

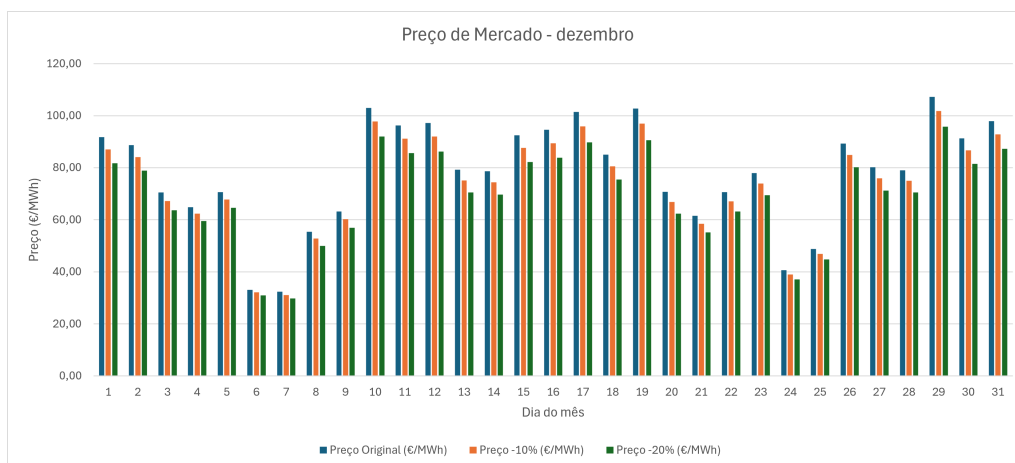


Figura 5.46: Comparação do preço de mercado no mês de dezembro entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

Na Figura 5.47 encontra-se representada a variação percentual do preço de mercado no mês de dezembro. As maiores reduções percentuais verificam-se sobretudo entre os dias 12 e 20, período em que o cenário de -20% apresenta diminuições próximas ou ligeiramente superiores a 11% face ao preço original. No entanto, estes valores encontram-se relativamente próximos da média mensal, correspondente a aproximadamente 10,30%, o que mostra que, neste mês, vários dias apresentam impactos percentuais semelhantes. O dia 19 regista a maior redução percentual, próxima de 12,02%, coincidindo com o segundo preço de mercado mais elevado do mês.

Em sentido oposto, a menor redução percentual ocorre no dia 6, que corresponde ao segundo preço de mercado mais reduzido. Uma vez que grande parte das variações percentuais se encontra relativamente próxima da média mensal, estes valores menos negativos destacam-se de forma mais evidente no gráfico, afastando-se da linha média e evidenciando o seu impacto menos expressivo da alteração da elasticidade da procura.

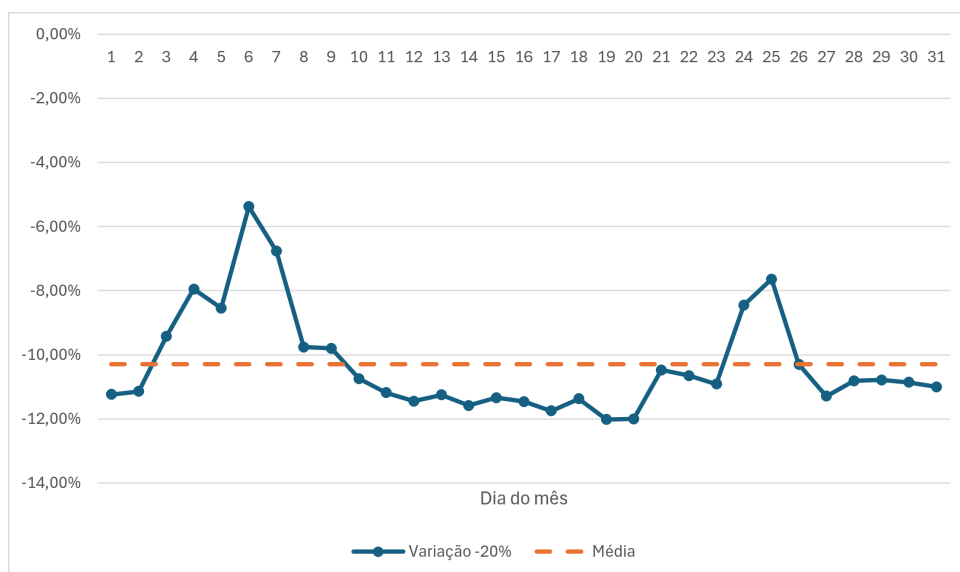


Figura 5.47: Variação percentual do preço de mercado no mês de dezembro (cenário -20%).

Relativamente à energia negociada, os resultados apresentados na Tabela 5.20 e na Figura 5.48 mostram que a redução do declive da curva de procura conduz também a uma diminuição da quantidade de energia negociada. Em termos médios mensais, a energia negociada passa de 26878,69 MWh no cenário original para 26658,84 MWh no cenário de -10%, e para 26412,38 MWh no cenário de -20%. Estas alterações correspondem a reduções médias de aproximadamente 0,82% e 1,73%, respetivamente. Tal como observado em novembro, dezembro apresenta uma média elevada de energia negociada, o que acaba por estar associado ao aumento das necessidades de consumo em meses mais frios, nomeadamente devido à maior utilização de sistemas de aquecimento.

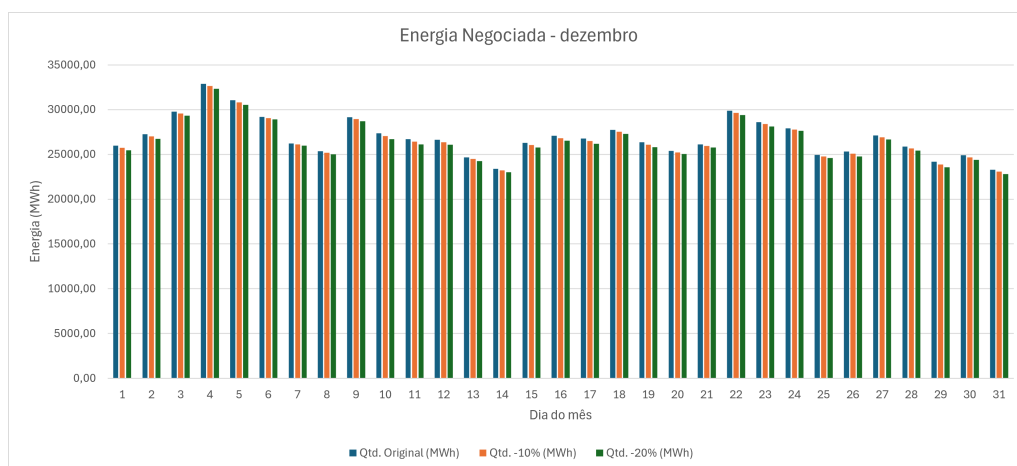


Figura 5.48: Comparação da energia negociada no mês de dezembro entre o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

5.4 Análise Anual

Depois de realizada a análise diária e mensal, nesta secção é apresentada uma análise global dos resultados obtidos para o ano de 2025. O objetivo desta análise é avaliar, de forma agregada, o impacto do aumento da elasticidade da procura sobre o preço de mercado e sobre a energia negociada ao longo do ano. Para esse efeito, são considerados os valores médios mensais obtidos para o cenário original e para os cenários correspondentes à redução do declive da curva de procura em 10% e 20%.

Na Tabela 5.21 encontram-se representados os preços médios mensais para os três cenários analisados, bem como a respetiva variação percentual face ao cenário original. De forma geral, verifica-se que a redução do declive da curva de procura conduz a uma diminuição do preço de mercado em todos os meses do ano. Este resultado confirma a tendência observada nas análises diária e mensal, segundo a qual uma procura mais elástica conduz a um novo ponto de equilíbrio caracterizado por um preço inferior ao original.

Tabela 5.21: Preço médio mensal para o cenário original e para os cenários de redução do declive da procura em 10% e 20%, com respetiva variação percentual.

Mês	Preço Original (€/MWh)	Preço -10% (€/MWh)	Variação -10% (%)	Preço -20% (€/MWh)	Variação -20% (%)
Jan.	96,73	92,19	-4,14	87,11	-8,78
Fev.	108,22	102,96	-4,68	97,08	-9,93
Mar.	52,60	50,63	-2,60	48,38	-5,64
Abr.	25,91	25,22	-1,47	24,42	-3,21
Mai.	25,79	25,28	-1,40	24,67	-3,08
Jun.	74,17	70,80	-3,67	67,02	-7,81
Jul.	70,10	66,53	-4,28	62,57	-8,99
Ago.	68,68	65,21	-4,13	61,36	-8,74
Set.	61,19	58,15	-3,94	54,77	-8,35
Out.	76,45	72,62	-4,24	68,36	-8,97
Nov.	59,09	56,56	-3,61	53,70	-7,68
Dez.	77,91	74,00	-4,87	69,65	-10,30
Média	66,40	63,35	-3,59	59,92	-7,62

Em termos médios anuais, o preço de mercado passa de 66,40 €/MWh no cenário original para 63,35 €/MWh no cenário de -10%, e para 59,92 €/MWh no cenário de -20%. Considerando a média das variações mensais apresentadas na Tabela 5.21, obtém-se uma redução média de 3,59% no cenário de -10% e de 7,62% no cenário de -20%. Como seria expectável, o impacto é mais expressivo no cenário de -20%, uma vez que este corresponde a uma alteração mais significativa da inclinação da curva de procura.

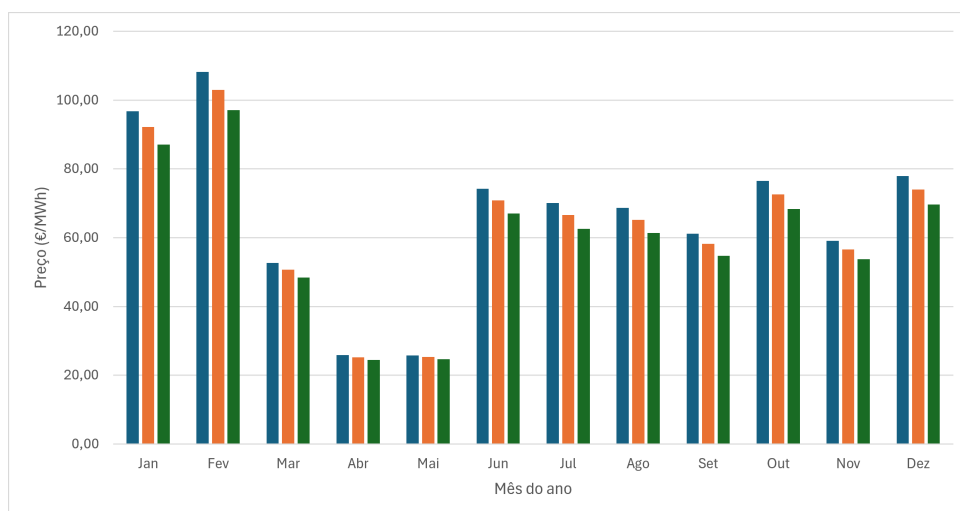


Figura 5.49: Preço médio mensal de mercado para o ano de 2025, para o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

A Figura 5.49 permite observar a evolução do preço médio mensal ao longo do ano para os três cenários. O mês de fevereiro apresenta o preço médio original mais elevado, com 108,22 €/MWh, seguido de janeiro, com 96,73 €/MWh. Nestes meses, a redução do preço nos cenários de maior elasticidade é bastante visível, sobretudo no cenário de -20%, em que o preço médio diminui para 97,08 €/MWh em fevereiro e para 87,11 €/MWh em janeiro. Por outro lado, os meses de abril e maio apresentam os preços médios mais baixos do ano, com 25,91 €/MWh e 25,79 €/MWh, respetivamente, o que limita a margem para reduções adicionais do preço.

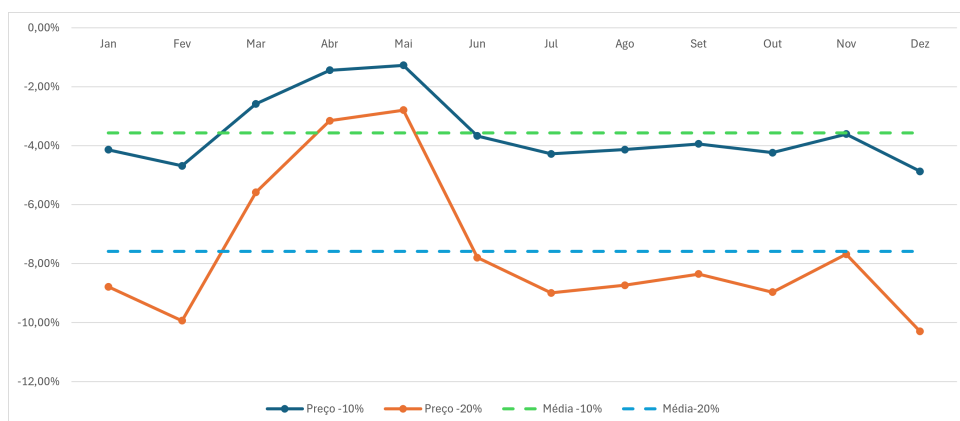


Figura 5.50: Variação percentual do preço de mercado no ano 2025.

A Figura 5.50 apresenta a variação percentual do preço de mercado ao longo do ano. As reduções percentuais mais expressivas ocorrem nos meses de fevereiro, julho, outubro e dezembro, sendo dezembro o mês com maior redução no cenário de -20%, com uma variação de -10,30%. Em contraste, os meses de abril e maio apresentam as reduções percentuais menos acentuadas, com variações de -3,21% e -3,08% no cenário de -20%, respetivamente.

Este comportamento mostra que o impacto do aumento da elasticidade da procura não é uniforme ao longo do ano. Nos meses em que o preço original é mais elevado, a alteração da inclinação da curva de procura tende a provocar reduções mais expressivas no preço de equilíbrio. Pelo contrário, nos meses em que os preços originais são mais reduzidos, como abril e maio, o efeito da maior elasticidade é mais limitado. Ainda assim, a redução do preço verifica-se de forma sistemática em todos os meses, o que confirma uma tendência de redução.

Relativamente à energia negociada, os resultados apresentados na Tabela 5.22 e na Figura 5.51 mostram que a redução do declive da curva de procura conduz também a uma diminuição da quantidade de energia negociada ao longo de todo o ano. Em termos médios anuais, a energia negociada passa de 24374,26 MWh no cenário original para 24190,35 MWh no cenário de -10%, e para 23982,65 MWh no cenário de -20%. Estas alterações correspondem a reduções médias de aproximadamente 0,75% e 1,61%, respetivamente.

Tabela 5.22: Quantidade de energia média mensal negociada para o cenário original e para os cenários de redução do declive da procura em 10% e 20%.

Mês	Quantidade Original (MWh)	Quantidade -10% (MWh)	Quantidade -20% (MWh)
Jan.	26497,27	26206,10	25878,06
Fev.	25687,67	25376,21	25026,96
Mar.	25746,68	25585,11	25399,12
Abr.	24296,81	24220,40	24130,52
Mai.	14438,71	14381,27	14313,28
Jun.	21341,72	21149,00	20931,20
Jul.	27948,97	27759,74	27547,71
Ago.	25134,75	24956,48	24756,88
Set.	24472,74	24308,74	24124,88
Out.	23501,16	23313,37	23103,30
Nov.	26545,98	26368,98	26167,48
Dez.	26878,69	26658,84	26412,38
Média	24374,26	24190,35	23982,65

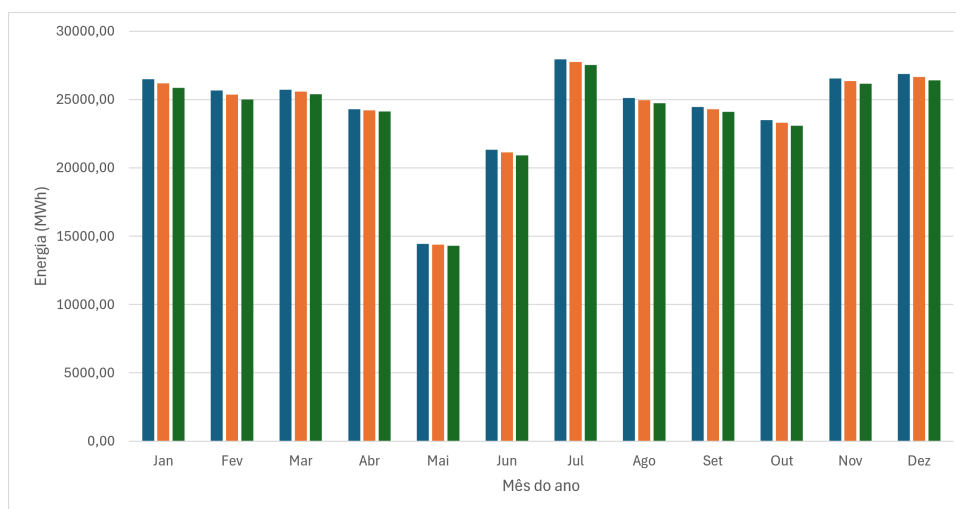


Figura 5.51: Energia média mensal negociada para o ano de 2025, para o cenário original e os cenários correspondentes a uma redução de 10% e 20% no declive da curva de procura.

A Figura 5.51 permite ainda observar que a energia negociada apresenta variações mensais significativas. O valor médio mais elevado ocorre em julho, com 27948,97 MWh no cenário original, enquanto o valor mais reduzido ocorre em maio, com 14438,71 MWh. Destaca-se ainda o contraste entre abril e maio, uma vez que ambos apresentam preços médios relativamente próximos, mas maio regista uma quantidade média de energia negociada substancialmente inferior. Esta diferença é explicada pela ocorrência mais frequente de *market splitting*, que faz com que, nos períodos de separação de mercado, a energia considerada corresponda apenas à zona portuguesa.

Este efeito é particularmente visível em maio e em junho, meses que apresentam os valores médios mensais mais baixos de energia negociada, em resultado da maior frequência de períodos de *market splitting*. Esta leitura é suportada pelo relatório da ERSE sobre a monitorização das rendas de congestionamento [27], segundo o qual, em 2025, se registaram 938 horas de congestionamento, correspondentes a cerca de 10,7% das horas do ano, face a 464 horas em 2023 e 547 horas em 2024. O relatório identifica ainda uma maior concentração deste fenómeno em maio e junho, associada à elevada disponibilidade de produção fotovoltaica de baixo custo em Espanha, ao aumento das importações para Portugal e à redução da capacidade de importação após o apagão ibérico de 28 de abril de 2025, por razões de segurança operacional do sistema.

Apesar destas diferenças entre meses, a relação entre os cenários mantém-se consistente: a energia negociada é sempre superior no cenário original, intermédia no cenário de -10% e inferior no cenário de -20%.

Comparando os resultados do preço de mercado com os da energia negociada, verifica-se que o impacto do aumento da elasticidade da procura é substancialmente mais expressivo sobre o preço do que sobre a quantidade de energia negociada. Enquanto o preço médio anual apresenta reduções relevantes nos cenários simulados, a energia negociada sofre apenas uma diminuição moderada. Este resultado indica que a rotação da curva de procura afeta simultaneamente as duas coordenadas do ponto de equilíbrio, mas com maior incidência sobre o preço de mercado.

Deste modo, a análise anual confirma as conclusões retiradas nas secções anteriores. O aumento da elasticidade da procura conduz, de forma sistemática, à redução do preço de equilíbrio no mercado diário, sendo este efeito mais acentuado no cenário de maior alteração do declive da curva de procura. A energia negociada também diminui, embora de forma menos expressiva. Assim, os resultados obtidos sugerem que uma procura mais flexível e sensível aos sinais de preço pode contribuir para uma redução dos preços de mercado, mantendo alterações relativamente limitadas na quantidade de energia negociada.

Capítulo 6

Conclusões

6.1 Principais resultados

A presente dissertação teve como objetivo principal avaliar o impacto de uma maior elasticidade da procura na formação dos preços no mercado diário de eletricidade, com base nos dados de mercado de 2025. Para tal, foram definidos cenários de alteração do declive da curva agregada da procura, possibilitando analisar como uma procura mais elástica se reflete nos resultados de mercado.

Os resultados obtidos permitem concluir que o aumento da elasticidade da procura tem um impacto direto e sistemático na redução dos preços de mercado. Em todos os cenários analisados, a alteração da curva da procura conduziu a um novo ponto de equilíbrio com preço inferior ao verificado no cenário original. Assim, pode concluir-se que uma procura mais elástica contribui para reduzir o preço de equilíbrio do mercado.

No entanto, a magnitude desta redução não é uniforme ao longo do período analisado. De forma geral, verificou-se que o impacto do aumento da elasticidade da procura depende do valor do preço original. Quando o preço original é mais reduzido, a diminuição provocada pela maior elasticidade tende a ser menos expressiva. Pelo contrário, em períodos em que o preço original é mais elevado, a redução obtida tende a ser mais significativa. Desta forma, os resultados evidenciam que o aumento da elasticidade da procura tem maior relevância em períodos de preços elevados, nos quais a maior sensibilidade da procura ao preço se traduz em reduções mais acentuadas.

Esta relação resulta do modo como a alteração da elasticidade modifica o ponto de interseção entre as curvas agregadas de oferta e procura. Quando o preço original se encontra em níveis baixos, a margem para uma redução adicional do preço é mais limitada, pelo que o efeito da alteração do declive da procura tende a ser menor. Em contrapartida, quando o equilíbrio original ocorre em níveis de preço mais elevados, a alteração da elasticidade pode deslocar o ponto de equilíbrio de forma mais significativa, conduzindo a reduções superiores do preço de mercado.

Ainda assim, importa referir que o valor do preço original não é o único fator que condiciona a redução obtida. A configuração local das curvas agregadas de oferta e procura em cada período

também influencia a magnitude do impacto. Por esse motivo, podem existir períodos com preços originais semelhantes, mas com reduções diferentes após o aumento da elasticidade. Apesar disso, a tendência global observada ao longo da análise permite afirmar que o efeito é mais acentuado nos períodos de maior preço.

Embora o foco principal deste trabalho tenha estado relacionado com o comportamento do preço de mercado, verificou-se também que o aumento da elasticidade da procura conduz a uma diminuição da energia negociada. O novo equilíbrio ocorre não apenas a um preço inferior, mas também com uma quantidade de energia negociada mais reduzida. No entanto, a redução da energia negociada é sempre inferior à redução verificada no preço de mercado, evidenciando que o principal efeito do aumento da elasticidade da procura se reflete na diminuição do preço de equilíbrio.

Do ponto de vista do funcionamento dos mercados de eletricidade, estes resultados reforçam a importância de aumentar a influência do lado da procura na formação dos preços. Tradicionalmente, os mercados grossistas são fortemente condicionados pelo comportamento da oferta, enquanto a procura tende a apresentar uma participação menos ativa e menos sensível ao preço. O aumento da elasticidade da procura contribui, assim, para tornar o mercado mais simétrico, na medida em que permite que o consumo tenha maior capacidade de resposta às condições de preço.

Esta questão assume particular relevância num contexto de crescente integração de produção renovável variável, nomeadamente eólica e fotovoltaica. A maior presença destas tecnologias aumenta a variabilidade da oferta disponível, podendo originar diferentes desafios para a operação dos sistemas elétricos. Em períodos de elevada produção renovável, os preços podem atingir valores muito reduzidos, mas a concentração de produção de baixo custo pode também intensificar os fluxos transfronteiriços e aumentar a utilização da capacidade de interligação, podendo conduzir a situações de congestionamento e separação de mercados. Por outro lado, em períodos de menor disponibilidade renovável, o sistema pode ficar sujeito a maior pressão sobre a oferta disponível, conduzindo a preços mais elevados. Neste enquadramento, a flexibilidade do consumo é um dos mecanismos que pode contribuir para adaptar a procura às condições do sistema elétrico e para contribuir para uma formação de preços mais eficiente.

Assim, o aumento da elasticidade da procura deve ser considerada como uma das dimensões relevantes da flexibilidade da procura. Uma procura mais elástica representa uma forma de reforçar a participação ativa dos consumidores no mercado. Desta forma, a elasticidade da procura constitui um aspeto a considerar no desenvolvimento de mercados de eletricidade mais flexíveis, equilibrados e preparados para uma maior presença de produção renovável variável.

Em síntese, os resultados deste trabalho demonstram que o aumento da elasticidade da procura conduz, em todos os cenários analisados, a uma redução do preço de equilíbrio do mercado. Esta redução é menos expressiva quando o preço original é baixo e torna-se mais significativa em períodos de preços originais elevados. Embora também se verifique uma diminuição da energia negociada, o principal contributo do estudo consiste em evidenciar o papel da elasticidade da procura na formação dos preços e na possibilidade de atribuir maior influência ao lado da procura nos mercados de eletricidade.

6.2 Limitações e Recomendações para trabalhos futuros

A metodologia desenvolvida permitiu avaliar o impacto do aumento da elasticidade da procura nos preços de mercado. Ainda assim, existem alguns aspetos que poderão ser melhorados em trabalhos futuros.

Uma primeira limitação prende-se com a simplificação adotada na representação da elasticidade da procura. As simulações realizadas basearam-se na alteração do declive da curva agregada da procura, permitindo avaliar o efeito de uma procura mais sensível ao preço. No entanto, esta abordagem não resulta da observação direta do comportamento real dos consumidores nem da integração de recursos efetivos de flexibilidade. Assim, em trabalhos futuros, seria pertinente calibrar os cenários com base em dados reais ou estimados de resposta da procura, incluindo recursos como autoconsumo, dispositivos de armazenamento, comunidades de energia ou programas de resposta da procura. A inclusão destes elementos permitiria aproximar as simulações de situações reais de mercado, representar de forma mais rigorosa a capacidade de adaptação do consumo aos sinais de preço e reforçar a aplicabilidade prática dos resultados obtidos.

Outra limitação está associada aos períodos em que ocorre separação de mercados (*market splitting*). Nestes casos, a análise foi centrada nos valores relativos a Portugal, o que pode introduzir diferenças face aos restantes períodos, nos quais o mercado ibérico apresenta maior convergência de preços e quantidades. Em estudos futuros, seria pertinente incluir também os dados relativos a Espanha, permitindo comparar os resultados nas duas zonas do MIBEL e analisar com maior detalhe os efeitos da separação de preços sobre a elasticidade da procura em cada mercado nacional.

Referências

- [1] J. P. Tomé Saraiva, J. L. P. Pereira da Silva e M. T. Ponce de Leão, *Mercados de Eletricidade: Regulação e Tarificação de Uso das Redes*. Porto, Portugal: FEUP Edições, 2002.
- [2] Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia, (2024, jun. 26). *Diretiva (UE) 2024/1711 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de junho de 2024 que altera as Diretivas (UE) 2018/2001 e (UE) 2019/944 no que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União*, [Online], Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2024/1711/oj/por>.
- [3] Goldenergy, *O que é o Pool* | Glossário | Goldenergy, <https://goldenergy.pt/glossario/pool/>, Acedido em 7/01/2026.
- [4] I. Schlecht, C. Maurer e L. Hirth, «Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them,» *Energy Policy*, vol. 186, p. 113 981, mar. de 2024, ISSN: 0301-4215. DOI: 10.1016/J.ENPOL.2024.113981.
- [5] Iberdrola, *Acordos PPA de Energia*, <https://www.iberdrola.com/quem-somos/acordos-ppa-energia>, Acedido em 25/05/2026.
- [6] *Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha relativo à Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Eléctrica*, Aprovado pelo Decreto do Presidente da República n.º 29/2006, de 23 de março. *Diário da República*, 1.ª série-A, N.º 59, 23 de março de 2006. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-presidente-republica/29-2006-667529>. 2006.
- [7] MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade, <https://www.mibel.com/>, Acedido em 06/01/2026.
- [8] ERSE, *Mecanismo Ibérico de Limitação do Preço do Gás para Produção de Eletricidade: 10 Perguntas e 10 Respostas*, 2022. URL: <https://www.erse.pt/media/cqulhguh/10-perguntas-e-10-respostas.pdf>.
- [9] OMIE, *O OMIE Começa a Operar os Novos Leilões Intradiários Europeus (IDAs)*, 2024. URL: https://www.omie.es/sites/default/files/2024-06/240618_NP_lanzamiento_IDAs_PT.pdf.
- [10] OMIE, *OMIE implementa com êxito a negociação em intervalos de 15 minutos no mercado diário*, 2025. URL: https://www.omie.es/sites/default/files/2025-10/251001_go_live_mtul5_md_pt_vf.pdf.
- [11] OMIE, *Curvas agregadas de oferta e demanda*, <https://www.omie.es/pt/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves?scope=daily&date=2026-01-05&hour=1>, Acedido em 6/01/2026.
- [12] OMIE – Operador del Mercado Ibérico de Energía, *Detalhes do Funcionamento do Mercado Intradiário*, <https://www.omie.es>, Acedido em 6/01/2026.

- [13] N. C. Figueiredo, P. P. d. Silva e P. A. Cerqueira, «Evaluating the market splitting determinants: evidence from the Iberian spot electricity prices,» *Energy Policy*, vol. 85, pp. 218–234, out. de 2015, ISSN: 0301-4215. DOI: [10.1016/J.ENPOL.2015.06.013](https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2015.06.013).
- [14] OMIE, *Preço do mercado diário*, <https://www.omie.es/pt/market-results/daily/daily-market/day-ahead-price?scope=daily&date=2026-01-05>, Acedido em 6/01/2026.
- [15] ERSE, «Annual Report on the Electricity and Natural Gas Markets in 2024: Portugal,» ERSE, Lisboa, Portugal, rel. téc., jul. de 2025. URL: https://www.erse.pt/media/w13jyupd/relat%C3%B3rio-ce-2024_en.pdf.
- [16] F. Moreira, «Avaliação do impacto da elasticidade da carga no preço de mercado, considerando a presença de pre,» Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2014.
- [17] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, *Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro*, Diário da República, 1.ª série, n.º 202, [Online]. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/153-2014-58406974>, 2014.
- [18] Presidência do Conselho de Ministros, *Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro*, Diário da República, 1.ª série, n.º 206, [Online]. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/162-2019-125692189>, 2019.
- [19] ACER, «Unlocking flexibility: No-regret actions to remove barriers to demand response,» ACER, rel. téc., 2025, [Online]. Disponível em: <https://www.acer.europa.eu/monitoring/MMR/barriers-demand-response-2025>.
- [20] L. Mentens, H. Peremans, J. Springael e P. Nimmegeers, «Flexibility in short-term electricity markets for renewable integration and uncertainty mitigation: A comprehensive review,» *Smart Energy*, vol. 18, p. 100 183, mai. de 2025, ISSN: 2666-9552. DOI: [10.1016/J.SEGY.2025.100183](https://doi.org/10.1016/J.SEGY.2025.100183).
- [21] L. G. Hua, G. Hafeez, B. Alghamdi, H. Alghamdi, F. A. Khan e S. Ullah, «Demand response with pricing schemes and consumers mode constraints for energy balancing in smart grids,» *Applied Energy*, vol. 377, p. 124 324, jan. de 2025, ISSN: 0306-2619. DOI: [10.1016/J.APENERGY.2024.124324](https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2024.124324).
- [22] P. Ercoli, A. Mugnini e A. Arteconi, «Demand response for renewable energy communities: Exploring coordination of prosumer-generated PV and flexible aggregated demand in the Italian framework,» *Energy and Buildings*, vol. 340, p. 115 814, ago. de 2025, ISSN: 0378-7788. DOI: [10.1016/J.ENBUILD.2025.115814](https://doi.org/10.1016/J.ENBUILD.2025.115814).
- [23] G. Barone, A. Buonomano, C. Forzano, A. Palombo e G. Russo, «The role of energy communities in electricity grid balancing: A flexible tool for smart grid power distribution optimization,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 187, p. 113 742, nov. de 2023, ISSN: 1364-0321. DOI: [10.1016/J.RSER.2023.113742](https://doi.org/10.1016/J.RSER.2023.113742).
- [24] S. Chondrogiannis, J. Vasiljevska, A. Marinopoulos, I. Papaioannou e G. Flego, «Local Electricity Flexibility Markets in Europe,» Joint Research Centre (JRC), European Commission, rel. téc., 2022, [Online]. Disponível em: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC130070>.
- [25] REN, *Consumo de energia elétrica atinge valor mais elevado de sempre em 2025*, <https://www.ren.pt/media/noticias/consumo-de-energia-eletrica-atinge-valor-mais-elevado-de-sempre-em-2025>, jan. de 2026.

- [26] E-REDES, *FIRMe: Integração de Energia Renovável* | E-REDES, https://www.e-redes.pt/pt-pt/transicao-energetica/inovacao-e-desenvolvimento/firme#faq_31501, Acedido em 10/01/2026.
- [27] ERSE, «Monitorização do uso das receitas das rendas de congestionamento em 2025,» ERSE, Lisboa, Portugal, rel. téc., mar. de 2026, [Online]. Disponível em: <https://www.erse.pt/atividade/regulamentos-eletricidade/acesso-as-redes-e-as-interligacoes/uso-das-receitas-das-rendas-de-congestionamento/>.