

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Avaliação da viabilidade económica da realização
de arbitragem de preços utilizando dispositivos de
armazenamento e valores dos preços de mercado
de 2022**

Rodrigo Miguel Batista Lousado

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Dr. João Tomé Saraiva

30 de junho de 2024

Sumário

A presente dissertação enquadra-se no âmbito dos mercados energéticos, nomeadamente do mercado diário do Mercado Ibérico de Eletricidade.

No mercado diário, as propostas recebidas pelo operador são utilizadas na construção das curvas horárias agregadas de compra e venda e na obtenção do preço horário do dia seguinte, dado pelo ponto de interceção de ambas as curvas.

A integração de sistemas de armazenamento de energia em larga-escala na rede elétrica, permite a introdução da arbitragem preços, que consiste em tirar proveito das flutuações de preços horários, ao longo do dia, de forma a obter-se lucro.

Neste trabalho, foi desenvolvida uma aplicação com vista à maximização dos lucros, através da identificação das horas ótimas para a compra e venda de energia. O programa foi desenvolvido com recurso à biblioteca de *Python* Pandas. O impacto da introdução de novas propostas de compra e venda teve, também, de ser estimado através do método de aproximação linear, obtendo-se os preços de mercado atualizados.

Foram levadas a cabo simulações, a partir dos preços horários do MIBEL em 2022, para dois Casos de estudo. O Caso de estudo A, baseou-se na operação de uma bateria de ião-lítio de 2.5MW de potência, 10MWh de capacidade de armazenamento e tempo de carregamento de quatro horas. O Caso de estudo B, baseou-se na operação de uma bateria de ião-lítio de 5MW, 10MWh e tempo de carregamento de duas horas.

Os lucros anuais obtidos nos dois Casos, foram analisados e comparados. Finalmente, uma análise da viabilidade económica foi conduzida para ambos os Casos.

A operação da bateria com duas horas de carregamento foi capaz de gerar, consistentemente, lucros superiores quando comparada com a operação da bateria com quatro horas de carregamento. Apesar de ambos os Casos resultarem em *Net Profit Values* negativos e baixos Índices de Rentabilidade, o sistema de duas horas de carregamento provou estar mais próximo da viabilidade económica.

Globalmente, concluiu-se que a arbitragem de preços através da operação de sistemas de armazenamento de energia não é economicamente viável, tanto a curto-prazo como a longo prazo.

Abstract

The dissertation hereafter relates to the energy markets, namely the daily market of the Iberian Electric Energy Market (MIBEL).

In the daily market, the proposals received by the operator are used to construct aggregate purchase and sale curves and obtain the hourly price of the day ahead, given by the intersection point of both curves.

The integration of utility-scale energy storage systems on the grid, allows for the introduction of price arbitrage, which consists of taking advantage of hourly price fluctuations, during the day, in order to make a profit.

In this work, an application has been developed in order to maximize those profits by identifying the optimal hours to purchase and sell energy. The program was developed using Python's Pandas library. The impact of introducing new purchase and sale proposals must also be estimated by the method of linear approximation, obtaining updated market prices.

Simulations were carried out, based on the MIBEL hourly prices for 2022, for two case studies. Case study A was based on the operation of a 2.5MW 10MWh, 4-hour lithium-ion battery, while Case study B was based on the operation of a 5MW, 10MWh, 2-hour lithium-ion battery. The yearly profits for both cases studies were analyzed and compared. Finally, an analysis of the economic viability was conducted for both cases.

The operation of the 2-hour battery system was able to consistently generate higher profits, when compared to the operation of the 4-hour battery. While both case studies resulted in negative Net Profit Values and low Rentability Indexes, the 2-hour battery system was proven to be closer to economic viability.

Overall, it was concluded that price arbitrage through the operation of energy storage systems is not economically viable, both in short-term and long-term perspectives.

Agradecimentos

À minha família que está sempre lá para mim, que me apoiou nos momentos mais complicados a nível pessoal e que me deu todas as condições para terminar com sucesso, o meu percurso académico.

Aos meus amigos de Viseu que, mesmo à distância, permanecem ao meu lado e continuam a servir de inspiração e motivação ao longo da minha vida pessoal e académica.

Aos meus amigos da FEUP, em especial à família da Tuna de Engenharia, por me ter acolhido, proporcionado infinitas experiências inesquecíveis e permitir-me levar bonitas amizades para a vida.

Ao meu orientador, Professor Doutor João Tomé Saraiva, pelo apoio ao longo da realização deste trabalho e, principalmente, por me ter inculcido o gosto pela área dos mercados energéticos.

À EDP Produção e ao Engenheiro Tiago Nozes Guerra por proporcionarem a oportunidade de dar a minha pequena contribuição nesta área que me fascina.

A todos, muito Obrigado!

Rodrigo Miguel Batista Lousado

Índice

Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 - Estrutura do documento	2
Capítulo 2	3
Mercado ibérico de eletricidade	3
2.1 - Setor elétrico em Portugal	3
2.2 - O MIBEL	4
2.2.1 - Apresentação	4
2.2.2 - Estrutura atual	4
2.2.3 - Mercado diário	6
2.2.4 - Processo de <i>market splitting</i>	7
2.2.5 - Interligações do MIBEL	8
2.3 - Objetivos de Desenvolvimento Sustentável e Plano Nacional de Energia e Clima	9
Capítulo 3	11
Estado da arte	11
3.1 - Tecnologias de armazenamento	11
3.1.1 - Hídrica de bombagem	11
3.1.2 - Baterias	12
3.1.3 - Hidrogénio	17
3.1.4 - Áreas de aplicação	18
3.1.5 - Seleção da tecnologia de armazenamento	19
3.2 - Estudos sobre o mesmo tema realizados anteriormente	21
3.2.1 - Metodologia	21
3.2.2 - Resultados	22
Capítulo 4	23
Metodologia	23
4.1 - Descrição Geral	23
4.2 - Programa <i>get_prices</i>	24
4.3 - Programa <i>PCV_coordinates</i>	25
4.4 - Programa <i>get_results</i>	28
4.4.1 - Identificação dos preços mínimos e máximos	29
4.4.2 - Seleção das horas de compra e venda	30
4.4.3 - Função <i>update_price</i>	32
4.5 - Obtenção dos resultados	35
Capítulo 5	37
Resultados	37
5.1 - Caso de estudo A	37
5.2 - Caso de estudo B	41
5.3 - Análise do período 2019-2023	45
5.4 - Análise de viabilidade económica	48
5.4.1 - Aspetos gerais	48
5.4.2 - Caso de estudo A	50
5.4.3 - Caso de estudo B	51

Capítulo 6	53
Conclusão	53
6.1 - Considerações finais	53
6.2 - Trabalho futuro	55
Referências	57
Anexos	60

Lista de figuras

Figura 2.1 - Setor elétrico desagregado [5].	4
Figura 2.2 - Estrutura organizacional do OMI [10].	5
Figura 2.3 - Exemplo de curvas agregadas de compra (linha tracejada) e venda (linha contínua) compostas por propostas portuguesas (a verde) e espanholas (a vermelho) [12].	7
Figura 2.4 - Ilustração de <i>market splitting</i> e o seu efeito nos mercados exportador e importador, adaptado de [14].	7
Figura 2.5 - Preços do MIBEL para Portugal e Espanha, no dia 1 de janeiro de 2024 [15].	8
Figura 2.6 - Mapa de interligações do MIBEL [16].	9
Figura 2.7 - Previsão da evolução da produção elétrica por tecnologia em Portugal (MWh e (%)) [19].	10
Figura 3.1 - Diagrama esquemático de uma central hídrica de bombagem [22].	12
Figura 3.2 - Diagrama esquemático de uma bateria de ião-lítio [22].	13
Figura 3.3 - Estrutura de uma bateria de fluxo [31].	16
Figura 3.4 - Estrutura de uma célula de combustível de hidrogénio [34].	17
Figura 4.1 - Preços de mercado, A - Documento disponibilizado pelo OMIE, com os preços de mercado para o dia 1 de janeiro de 2022, B - Excerto do ficheiro “prices_2022.csv”.	25
Figura 4.2 - Representação gráfica exemplificativa das localizações dos pontos P, C e V.	26
Figura 4.3 - Excerto do documento disponibilizado pelo OMIE, com as informações das curvas das ofertas de compra e venda, para o dia 1 de janeiro de 2022.	26
Figura 4.4 - Excerto do ficheiro “PCV_coordinates_2022.csv”.	28
Figura 4.5 - Diagrama do processo de identificação de preços médios mínimos e máximos. ...	30
Figura 4.6 - Representação gráfica exemplificativa da alteração das localizações dos pontos P, C e V, após a adição de uma proposta de compra.	33
Figura 4.7 - Representação gráfica exemplificativa da alteração das localizações dos pontos P, C e V, após a adição de uma proposta de venda.	33
Figura 5.1 - Evolução dos lucros mensais para o Caso de estudo A.	39
Figura 5.2 - Médias mensais do lucro por ciclo e da amplitude diária de preços para o Caso de estudo A.	39
Figura 5.3 - Distribuição diária do número de horas em operação para o Caso de estudo A. ...	40
Figura 5.4 - Distribuição horária das operações de compra e venda no caso de estudo A.	41

Figura 5.5 - Evolução dos lucros mensais para o caso de estudo B.	43
Figura 5.6 - Médias mensais do lucro por ciclo e da amplitude diária de preços para o Caso de estudo B.	43
Figura 5.7 - Distribuição diária do número de horas em operação para o Caso de estudo B. .	44
Figura 5.8 - Distribuição horária das operações de compra e venda no Caso de estudo B.	44
Figura 5.9 - Lucros anuais para o período 2019-2023.	45
Figura 5.10 - Preço das <i>commodities</i> : carvão (cinzento-escuro), gás natural (cinzento-claro) e licenças de CO2 (linha azul)[41].	46
Figura 5.11 - Contributo das fontes de energia renovável na produção de eletricidade (FER-E) em Portugal, de acordo com [41].	46
Figura 5.12 - Número de ciclos por ano, para o período 2019-2023.	47

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Capacidade horária mínima, média e máxima de trânsito comercial das interligações [17].	8
Tabela 3.1 - Escala TRL e descrição dos seus níveis [35] [36].	20
Tabela 3.2 - Caraterísticas técnicas e económicas das tecnologias de armazenamento [37][38].	20
Tabela 4.1 - Coordenadas dos pontos P, C e V para a primeira hora do dia 1 de janeiro de 2022.	28
Tabela 4.2 - Excerto de “prices_2022” após a seleção das horas de compra e venda.	31
Tabela 5.1 - Parâmetros da bateria utilizada no Caso de estudo A.	37
Tabela 5.2 - Resultados anuais obtidos para o Caso de estudo A.	38
Tabela 5.3 - Resultados mensais para o Caso de estudo A.	38
Tabela 5.4 - Parâmetros da bateria utilizada no Caso de estudo B.	41
Tabela 5.5 - Resultados anuais para o Caso de estudo B.	42
Tabela 5.6 - Resultados mensais para o Caso de estudo B.	42
Tabela 5.7 - Comparação com resultados reportados em trabalhos anteriores para o ano de 2021.	47
Tabela 5.8 - Comparação com resultados reportados em trabalhos anteriores para o ano de 2022.	48
Tabela 5.9 - Análise de viabilidade económica para o Caso de estudo A.	50
Tabela 5.10 - Análise de viabilidade económica para o Caso de estudo B.	52

Lista de abreviaturas

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

CPE	Companhia Portuguesa de Eletricidade
DoD	Profundidade de Descarga
EDP	Energias de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ETP	<i>Energy Technology Perspectives</i>
ISO	<i>Independent System Operator</i>
IEA	Agência Internacional de Energia
MIBEL	Mercado Ibérico da Energia Elétrica
NPV	<i>Net Present Value</i>
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
OMI	Operador de Mercado Ibérico
OMIE	Operador de Mercado Ibérico - Pólo Espanhol
OMIP	Operador de Mercado Ibérico - Pólo Português
PNEC	Plano Nacional de Energia e Clima
REN	Rede Elétrica Nacional
RNC2050	Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050
SEN	Sistema Elétrico Nacional
TRL	<i>Technology Readiness Levels</i>

Capítulo 1

Introdução

O Mercado Ibérico da Energia Elétrica (MIBEL), iniciado a 1 de julho de 2007, resulta de um esforço conjunto dos governos de Portugal e Espanha, para a criação de um mercado regional de energia. O MIBEL é, então, composto por um conjunto de mercados organizados e não organizados onde é transacionada ou contratualizada energia elétrica e se negociam instrumentos financeiros referentes a essa mesma energia.

O mais relevante desses mercados é o mercado diário, onde o operador de mercado recebe propostas de compra e venda de energia elétrica para cada hora do dia seguinte. Essas propostas são utilizadas para construir as curvas agregadas de compra e venda e obtém-se o preço da energia elétrica em cada hora do próximo dia. Ao processo de aproveitamento das flutuações dos preços horários, em que se procura comprar energia quando os preços são mais baixos e vender quando estes são mais elevados, dá-se o nome de arbitragem.

O trabalho realizado no âmbito da presente dissertação, proposta pela EDP-Produção, tem em vista a otimização do processo de seleção das horas de compra e venda de energia, de forma a maximizar os lucros provenientes da arbitragem de preços. A operação de arbitragem é realizada com recurso a sistemas de armazenamento de energia, como são os casos das baterias e das centrais hídricas de bombagem. O impacto da introdução de novas propostas de compra e venda deve ser estimado, obtendo-se um novo preço de mercado. Por fim, tendo em consideração os preços de mercado atualizados, são analisados os resultados obtidos para os Casos de estudo propostos e é realizada a análise da viabilidade económica do investimento para o período de vida útil do sistema de armazenamento. Todas as análises são realizadas com base nos dados do MIBEL de 2022.

À escala global, e em particular na Península Ibérica, tem-se verificado um crescente investimento em energias renováveis, tratando-se de um esforço concertado para a redução das emissões de Gases com Efeito de Estufa, a diminuição do custo da energia e a limitação da dependência energética de terceiros. No entanto, o maior peso da produção renovável no mercado energético, exige uma adaptação do sistema atual. Um dos maiores desafios apresentados pelas energias renováveis, como são os casos da eólica e da solar fotovoltaica, é

a impossibilidade de ajustar as suas produções à demanda. O investimento em unidades de armazenamento de energia é visto, então, como a solução para esse problema, permitindo uma resposta adequada às variações horárias e sazonais a nível da produção garantindo, em simultâneo, a estabilidade da rede face ao crescente consumo elétrico.

A aplicação intensiva de unidades de armazenamento aporta, assim, múltiplos benefícios, como o aumento da fiabilidade do sistema elétrico, a promoção de um cenário de maior segurança para a aposta nas energias renováveis e a garantia de uma menor dependência da produção térmica. No entanto, os custos associados a estas tecnologias, mesmo tendo decaído substancialmente na última década, são ainda o principal obstáculo à sua aplicação generalizada. Esta dissertação procura ser, por estes motivos, um complemento ao processo de decisão nos essenciais futuros investimentos em unidades de armazenamento de energia.

1.1 - Estrutura do documento

A presente dissertação está organizada da seguinte forma:

Capítulo 2 - Mercado ibérico de eletricidade, são abordadas questões relacionadas com a organização do setor elétrico nacional, bem como o seu enquadramento no mercado ibérico, e o contexto em que o trabalho desenvolvido se insere.

Capítulo 3 - Estado da Arte, refere-se ao estado da arte no setor energético, nomeadamente as tecnologias de armazenamento, e à apreciação crítica de trabalhos relevantes realizados anteriormente.

Capítulo 4 - Metodologia, descreve-se a metodologia utilizada, com vista ao cumprimento dos objetivos propostos.

Capítulo 5 - Resultados, são apresentados e discutidos os resultados obtidos e realiza-se a análise de viabilidade económica.

Capítulo 6 - Conclusão, é dedicado às conclusões retiradas a partir da realização deste trabalho e às sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Mercado ibérico de eletricidade

Neste capítulo procurou-se contextualizar historicamente a organização do setor elétrico nacional e o estabelecimento do mercado ibérico, bem como os fundamentos teóricos associados ao funcionamento do mesmo.

2.1 - Setor elétrico em Portugal

Até 1974, o setor elétrico nacional foi explorado, num regime monopolista regulado, por uma empresa concessionária, a Companhia Portuguesa de Eletricidade (CPE), sendo esta responsável pela grande maioria da exploração da produção e da rede de transporte a nível nacional [1] [2]. Em 1975, iniciou-se um processo de nacionalização de todas as empresas ligadas à operação do setor elétrico. A 30 de junho de 1976, pelo Decreto-Lei nº 501/76, foi fundada a empresa Energia de Portugal (EDP), absorvendo esta a totalidade das empresas nacionalizadas do setor [3].

Em 1995, o processo de liberalização do setor elétrico em Portugal teve o seu ponto de partida com a reestruturação do Sistema Elétrico Nacional (SEN), que levou à desagregação das atividades no setor e à implementação de sistemas concorrenciais. Este processo foi reforçado pela Diretiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de dezembro de 1996, que visava promover a criação de um mercado interno de eletricidade. Na sequência dessa diretiva, a Rede Elétrica Nacional (REN), empresa responsável pela gestão da rede de transporte, até então integrada no Grupo EDP, passou por um processo de autonomização, a fim de evitar potenciais conflitos de interesse [4].

A **Figura 2.1** apresenta, de forma simplificada, a organização do setor elétrico. Os sistemas concorrenciais aplicam-se aos produtores (P), aos intermediários financeiros (IF) e aos comercializadores (C). Já as redes de transporte (RT) e de distribuição (RD) são concessionadas, em monopólio, pelo Estado. Os processos de compra e venda de energia são efetuados por contratos bilaterais (CB) ou através da participação nos mercados centralizados (MC). Os serviços auxiliares (SA) oferecem estabilidade, fiabilidade e reservas de produção. O

operador independente do sistema elétrico (ISO) realiza o despacho com base na informação proveniente dos setores supramencionados e garante o bom funcionamento global do setor elétrico [5]. Alguns destes conceitos são explorados, em maior detalhe, na secção 2.2 .

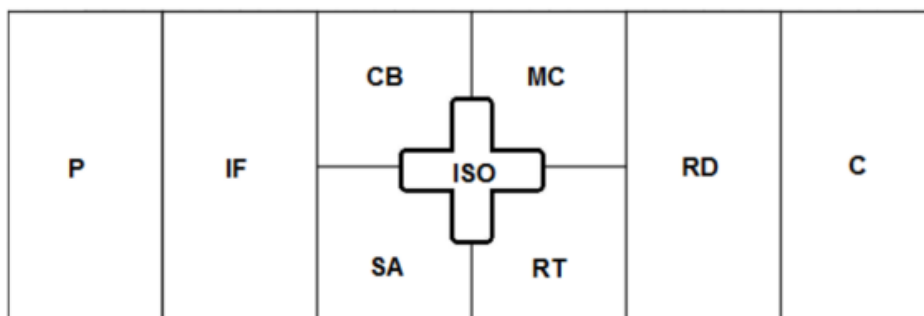


Figura 2.1 - Setor elétrico desagregado [5].

2.2 - O MIBEL

2.2.1 - Apresentação

O MIBEL foi desenvolvido conjuntamente pelos Governos de Portugal e de Espanha, com o intuito de promoverem a integração dos sistemas elétricos dos dois países. Em novembro de 2001, foi celebrado o Protocolo de colaboração entre as Administrações espanhola e portuguesa para a criação do MIBEL, perspetivando-se que este começasse a sua operação em 2003, o que não se verificou. A 1 julho de 2007, pelo Decreto-Lei nº 264/2007, foram, finalmente, integrados os dois mercados liberalizados e o MIBEL iniciou a sua atividade [6].

O seu funcionamento tem por base a procura da harmonização das condições entre os dois sistemas, com benefícios mútuos, garantir o acesso ao mercado a todos os interessados, igualdade de tratamento, transparência e objetividade, promover o investimento e assegurar a estabilidade e a previsibilidade do mercado [7].

Os resultados alcançados até hoje contribuíram para a concretização e solidificação do mercado de energia elétrica a nível ibérico. O MIBEL tornou-se, ainda, numa referência para a construção do Mercado Interno de Energia da União Europeia, no qual foi integrado em maio de 2014 [8].

2.2.2 - Estrutura atual

A entidade responsável pela gestão e supervisão do MIBEL é o Operador de Mercado Ibérico (OMI). Este encontra-se dividido em duas sociedades [7] [9]:

- Operador de Mercado Ibérico - Pólo Espanhol (OMIE) responsável pela operação do mercado diário, do mercado intradiário de leilões, que ocorre seis vezes por dia, e do setor ibérico do mercado intradiário contínuo europeu.

- Operador de Mercado Ibérico - Pólo Português (OMIP), responsável pela supervisão e gestão do mercado de contratos a prazo realizados entre produtores e comercializadores, que englobam contratos de Futuros, Opções, *Forwards* e *Swaps*.

A **Figura 2.2** apresenta, de forma esquematizada, a estrutura de cooperação destas duas sociedades, bem como a sua coordenação com as entidades reguladoras energéticas e financeiras.

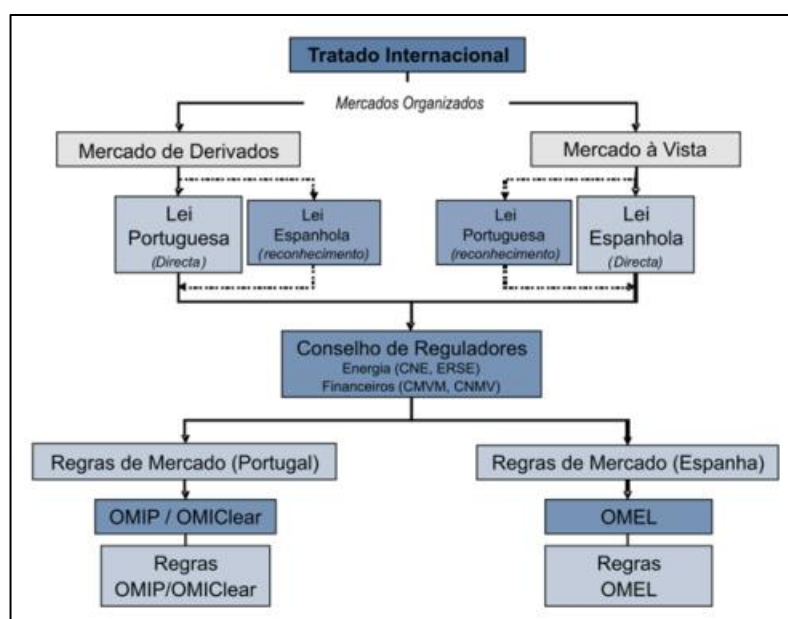


Figura 2.2 - Estrutura organizacional do OMI [10].

O mercado de eletricidade pode separar-se em mercados grossista e retalhista.

O mercado grossista incorpora múltiplos modelos complementares de contratação de eletricidade que promovem a venda de energia, por parte dos produtores, e a compra, quer por parte de consumidores, quer pelos comercializadores. Este inclui: contratação nos mercados diário e intradiário; contratação a prazo; contratação de serviços de sistema; contratação bilateral [6].

Os contratos bilaterais são estabelecidos diretamente entre produtores e comercializadores ou consumidores. Podem ser de natureza física ou financeira, e estabelecem acordos quanto ao preço, quantidade de energia a ser produzida ou consumida e duração do contrato. O recurso a estes contratos estabiliza os preços da eletricidade e reduz os riscos da exposição a possíveis flutuações de preço e de demanda [11].

Em relação ao mercado retalhista, este assenta no princípio de livre escolha do fornecedor de eletricidade. A contratação de eletricidade é executada de duas maneiras: contratação em mercado regulado, onde o fornecimento é assegurado por um comercializador de último recurso; e contratação em mercado liberalizado, onde os comercializadores competem pelo fornecimento de eletricidade, negociando diretamente com os consumidores finais [4][6].

2.2.3 - Mercado diário

O foco deste trabalho incide, principalmente, no mercado diário. Por essa razão é crucial compreender o seu funcionamento. No mercado diário, os agentes submetem as suas propostas de compra e venda para as 24 horas do dia seguinte. Cada proposta é composta por três informações: a hora em que pretende entrar no leilão, a quantidade de energia a transacionar e o preço de compra/venda [6] [11].

O operador de mercado ordena, de seguida, as propostas de venda por ordem crescente de preço e as propostas de compra por ordem decrescente. O ponto de interceção das duas curvas agregadas determina o *Market Clearing Price*, ou seja, preço de mercado da hora em questão. Todas as propostas à esquerda deste ponto são aceites.

O mercado funciona num sistema de *pay-as-a-clear*, ou seja, todos os agentes com propostas aceites transacionam a sua energia ao preço de mercado estipulado. A **Figura 2.3** apresenta um exemplo prático da construção das curvas agregadas.

A formulação matemática deste tipo de mercado inclui a maximização da Função de Benefício Social, Z , definida pela equação (2.1). O nome desta função advém do benefício que os consumidores consideram existir na utilização, e que se traduz nas suas propostas de compra. A formulação, assumindo propostas simples, é a seguinte:

$$\max Z = \sum_{i=1}^{Nc} C_{Ci}^{of} * P_{Ci} - \sum_{j=1}^{Ng} C_{Gj}^{of} * P_{Gj} \quad (2.1)$$

Sujeita às seguintes restrições (2.2):

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^{Nc} P_{Ci} &= \sum_{j=1}^{Ng} P_{Gj} \\ 0 &\leq P_{Ci} \leq P_{Ci}^{max} \\ 0 &\leq P_{Gj} \leq P_{Gj}^{max} \end{aligned} \quad (2.2)$$

Onde:

Nc - número de propostas de compra;

Ng - número de propostas de venda;

C_{Ci}^{of} - Preço que o consumidor i está disposto a pagar pelo consumo de energia;

C_{Gj}^{of} - Preço que o produtor j pretende receber por unidade de energia fornecida;

P_{Ci} - Potência despachada relativa à proposta de compra i ;

P_{Gj} - Potência despachada relativa à proposta de venda j ;

P_{Ci}^{max} - Potência máxima relativa à proposta de compra i ;

P_{Gj}^{max} - Potência máxima relativa à proposta de venda j .

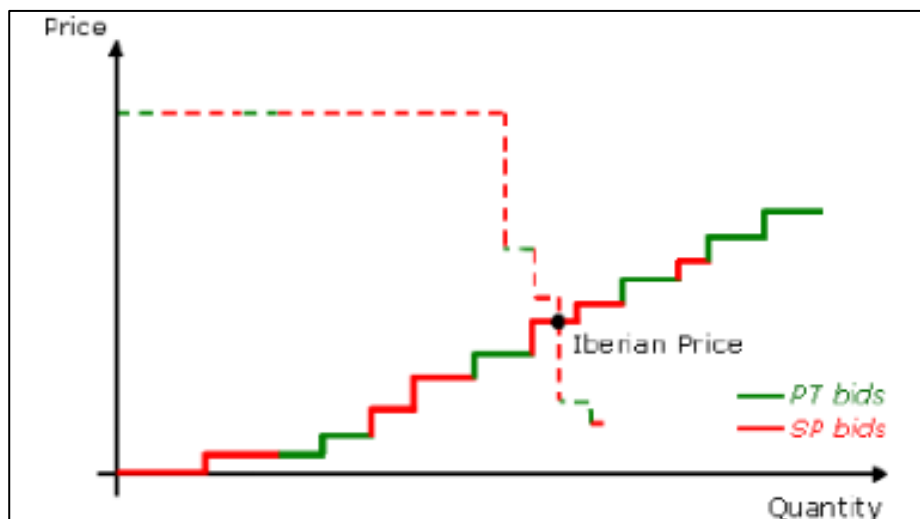


Figura 2.3 - Exemplo de curvas agregadas de compra (linha tracejada) e venda (linha contínua) compostas por propostas portuguesas (a verde) e espanholas (a vermelho) [12].

2.2.4 - Processo de *market splitting*

O funcionamento do MIBEL pressupõe a existência de capacidade de interligação que permita trocas de energia elétrica, em ambos os sentidos, com um número reduzido de situações de congestionamentos de rede. O investimento, de parte a parte, no desenvolvimento e na expansão das interligações contribui, portanto, para uma melhoria da eficácia do funcionamento do mercado [13].

Por vezes, o primeiro resultado obtido pelo operador de mercado não é compatível com todos os limites de capacidade das linhas. Para fazer face a essa limitação, é desencadeado um processo denominado de *market splitting*. Este caracteriza-se pelo tratamento separado das propostas de compra e venda de cada país, de maneira a correr duas simulações de mercado distintas. O resultado deste processo é, então, a existência de dois preços distintos, um para Portugal outro para Espanha, sendo o preço superior no mercado importador e inferior no mercado exportador [12]. A Figura 2.4 ilustra graficamente, este processo.

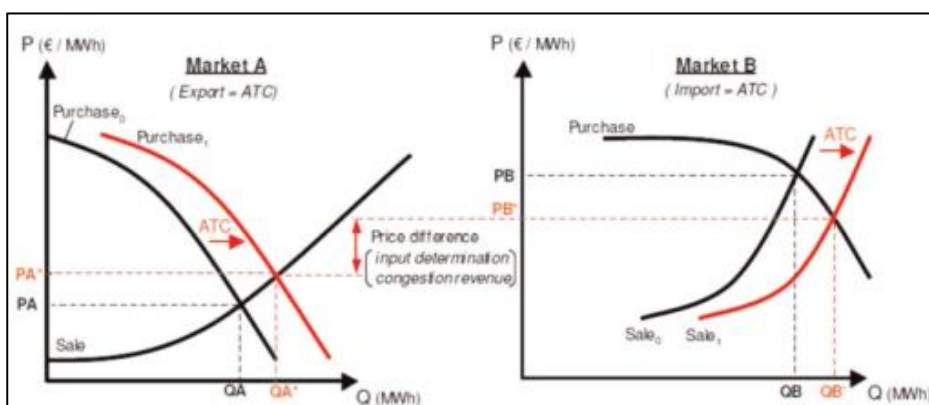


Figura 2.4 - Ilustração de *market splitting* e o seu efeito nos mercados exportador e importador, adaptado de [14].

Como se pode observar na **Figura 2.5**, no dia apresentado, ocorreu um processo de *market splitting* entre as 11h e as 12h. O preço médio da energia em Portugal, no dia em causa, foi de 37.76 €/MWh, enquanto em Espanha foi de 36.24 €/MWh.

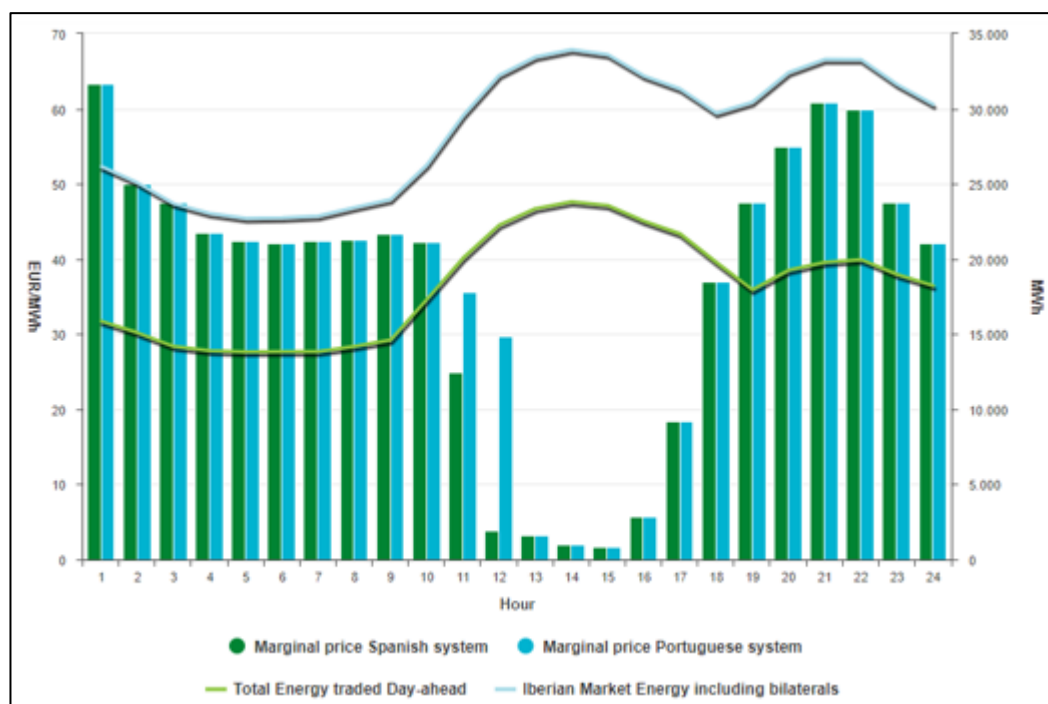


Figura 2.5 - Preços do MIBEL para Portugal e Espanha, no dia 1 de janeiro de 2024 [15].

2.2.5 - Interligações do MIBEL

Para além das interligações mencionadas na secção anterior, existem também interligações com outros dois parceiros comerciais: França e Marrocos. Os limites das interligações existentes na Península Ibérica podem ser verificados na **Tabela 2.1**. A **Figura 2.6** apresenta a localização dessas mesmas interligações.

Tabela 2.1 - Capacidade horária mínima, média e máxima de trânsito comercial das interligações [17].

Conexão	Mínima(MW)	Média(MW)	Máxima(MW)
Espanha-Portugal	0	3632	5490
Portugal-Espanha	0	2750	4590
Espanha-França	0	2240	3885
França-Espanha	0	2691	3838
Espanha-Marrocos	0	646	900
Marrocos-Espanha	400	580	600

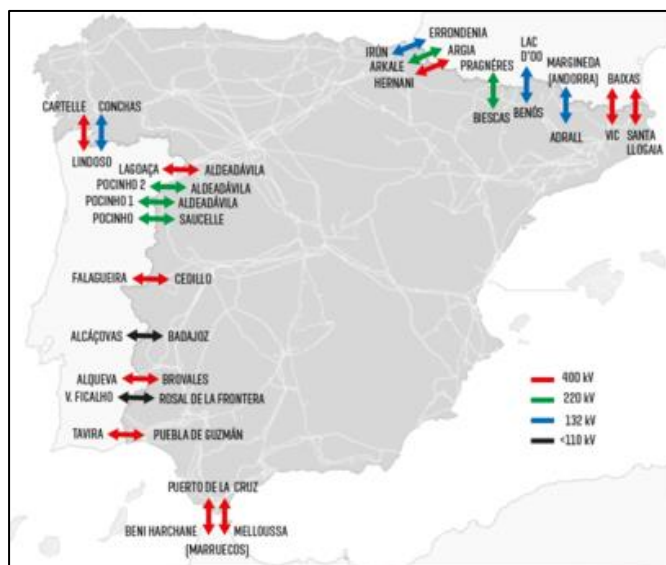


Figura 2.6 - Mapa de interligações do MIBEL [16].

2.3 - Objetivos de Desenvolvimento Sustentável e Plano Nacional de Energia e Clima

Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) são um conjunto de metas e estratégias globais que fazem parte da Agenda 2030 estabelecida, a 25 de setembro de 2015, pela Assembleia Geral das Nações Unidas. Os ODS visam à resolução daqueles que são alguns dos maiores problemas mundiais como a emergência climática, a perda de biodiversidade e as assimetrias sociais, através da promoção da inovação, do crescimento sustentável, regenerativo e inclusivo e do desenvolvimento nas suas diversas áreas de intervenção.

A realização deste trabalho pode ser enquadrada no âmbito de alguns destes objetivos, nomeadamente o ODS 7 - “Energias renováveis e acessíveis” e o ODS 13 - “Ação climática”. Relativamente ao ODS 7, o seu propósito é garantir o acesso global a fontes de energia fiáveis, sustentáveis e modernas, destacando-se como mais relevantes para este trabalho as metas 7.2, que incentiva o aumento da penetração das renováveis na matriz energética global, e 7.b, que promove a expansão da infraestrutura e a modernização das tecnologias de fornecimento de energia. Já no caso do ODS 13, procura-se assegurar a adoção de medidas urgentes para combater as alterações climáticas e os seus impactos, destacando-se a importância das metas 13.2, que defende a implementação de políticas e estratégias nacionais relacionadas com as alterações climáticas, e 13.a, que diz respeito ao cumprimento dos compromissos assumidos na Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas.

Em 2016, na sequência dessa mesma convenção, Portugal apresentou o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050) [18]. Com vista ao cumprimento desse compromisso, estabeleceu-se, no Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC), o plano de ação para a década

2021-2030. Esse documento apresenta um conjunto de diretrizes de políticas energéticas e climáticas com base na redução das emissões de Gases com Efeito de Estufa.

Relativamente à promoção de sistemas de armazenamento, a Linha de Atuação 4.1. do PNEC merece particular destaque ao apresentar os sistemas de armazenamento como fundamentais para a gestão, flexibilidade e estabilidade do sistema elétrico, devendo estes ser maioritariamente direcionados a centrais de produção renovável. Esta Linha de Atuação defende também o investimento em sistemas de bombagem reversível nas centrais hidroelétricas, em baterias e em tecnologias associadas ao hidrogénio [19].

Ainda de acordo com o PNEC, projeta-se que até 2030, 90% da produção de energia em Portugal seja proveniente de fontes renováveis, como mostra a **Figura 2.7**. Este cenário reforça a necessidade da incorporação de tecnologias de armazenamento no sistema elétrico nacional, de forma a maximizar o aproveitamento da produção renovável.

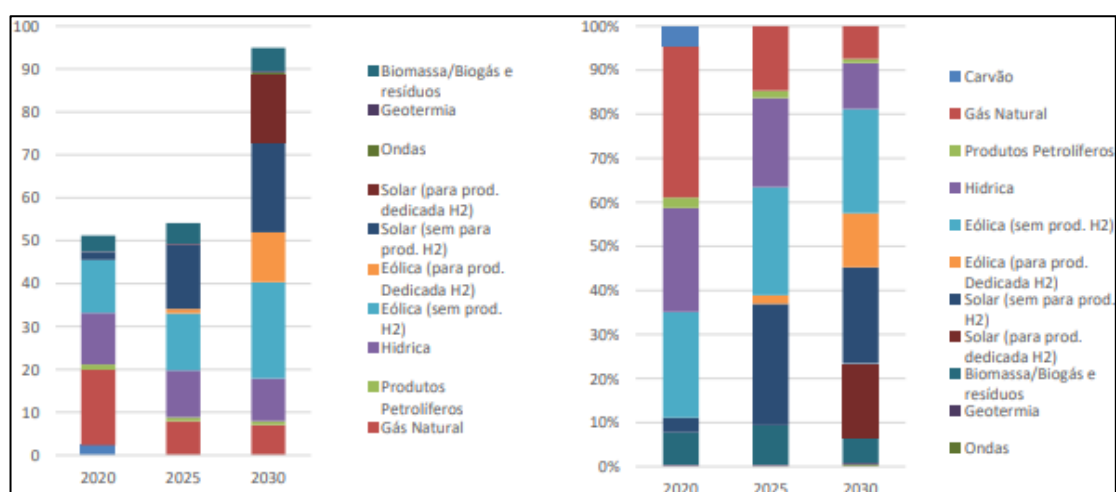


Figura 2.7 - Previsão da evolução da produção elétrica por tecnologia em Portugal (MWh) e (%) [19].

Capítulo 3

Estado da arte

A primeira parte deste Capítulo é dedicada às tecnologias de armazenamento de energia e às áreas de aplicação das mesmas. De forma a decidir qual a melhor opção de armazenamento a considerar na realização desta dissertação, foram exploradas algumas das tecnologias com maior relevância no panorama português e analisaram-se as suas características técnicas e económicas. O foco incidiu, principalmente, naquelas tecnologias em que a EDP-Produção demonstrou interesse em serem consideradas para esta dissertação.

Na segunda parte, foi realizada uma breve revisão de trabalhos realizados anteriormente no âmbito da presente dissertação.

3.1 - Tecnologias de armazenamento

3.1.1 - Hídrica de bombagem

O armazenamento hídrico com bombagem é um sistema de armazenamento mecânico – a energia é armazenada sob a forma de energia potencial – muito popular a nível global sendo, também, um dos mais antigos. Em Portugal, esta tecnologia representa 99,8% da capacidade de armazenamento (3,4 GW) [20].

O funcionamento da bombagem hídrica pode ser descrito da seguinte maneira: bombagem de água de um reservatório inferior para outro reservatório que se encontra a uma altura superior. Essa água representa energia potencial que é, mais tarde, convertida em energia elétrica por ação de uma turbina hidráulica. Nestes sistemas são, muitas das vezes, integrados reservatórios e canais pré-existentes, sendo que é comum, também, haver lugar à construção dos reservatórios correspondentes às alturas mais elevadas. Estes sistemas podem funcionar, tanto com uma única conduta, que exige a instalação de uma turbina reversível que funcione como bomba, como com duas condutas, permitindo o armazenamento e a geração de eletricidade em simultâneo [21].

As características deste sistema tornam-no numa excelente opção para armazenamento a longo (meses, anos) e a médio prazo (horas, dias). O seu tempo de resposta varia entre minutos e segundos, conforme as suas dimensões físicas e a tecnologia instalada, o que permite também o armazenamento a curto prazo.

A **Figura 3.1**, apresenta a estrutura de uma central hídrica de bombagem e, também os fluxos da água nos modos de carregamento e de geração elétrica.

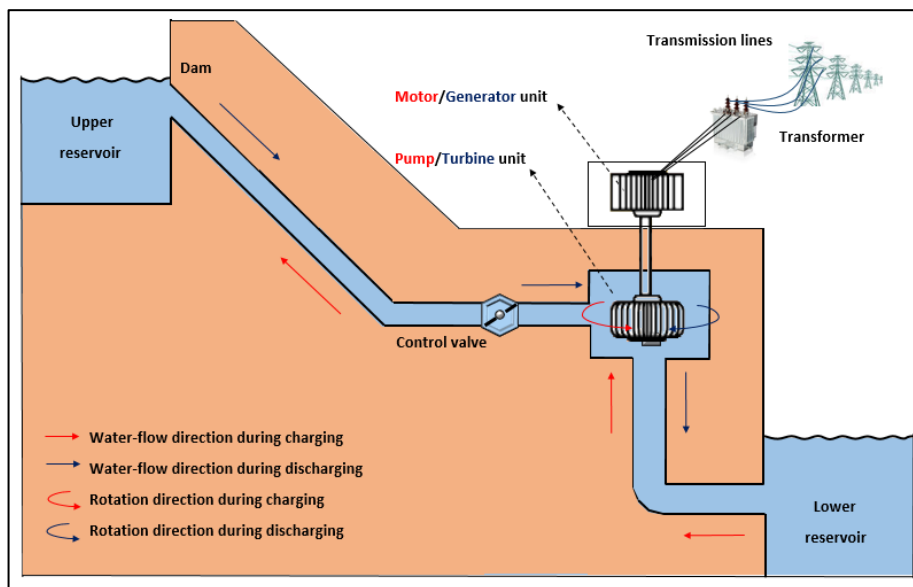


Figura 3.1 - Diagrama esquemático de uma central hídrica de bombagem [22].

Vantagens:

- Elevada eficiência (cerca de 80%).
- Grande capacidade de armazenamento e tempo de resposta muito flexível.
- Capacidade de equilibrar cargas do sistema e prestar serviços auxiliares.
- Tecnologia madura e largamente utilizada e com baixo custo de operação.
- Pode ser instalada em centrais hídricas existentes.

Desvantagens:

- Altamente dependente da geografia, o que limita a procura por locais de instalação.
- Investimento inicial elevado e de construção demorada.
- Possível impacto ambiental em novas instalações.

3.1.2 - Baterias

As tecnologias de armazenamento por bateria são, atualmente, peça essencial no processo de transição energética e são uma solução muito competitiva ao longo de toda a cadeia de produção e distribuição descentralizada.

As baterias são um tipo de armazenamento eletroquímico. O seu funcionamento caracteriza-se pela transformação de energia química em energia elétrica, no seu processo de descarga. Este processo pode ser revertido, com uma fonte elétrica externa que forneça energia e restaure a composição original dos materiais de eletrodo. Ou seja, a energia fornecida pela fonte externa passa a estar armazenada sob a forma química. As baterias comportam-se, portanto, de forma cíclica, através de cargas e descargas [20].

Nas subsecções seguintes foram apresentadas diferentes opções de baterias, considerando as suas vantagens e desvantagens.

Bateria de ião-lítio (Li-ion)

As baterias de íons de lítio são uma das tecnologias de armazenamento de energia mais promissoras, o que leva a que a sua indústria seja aquela que experiencia maior e mais acelerado investimento a nível de pesquisa e desenvolvimento [20].

Estas baterias são compostas por um cátodo baseado num óxido de um dado metal e lítio. O ânodo é composto por um material como grafite, compósitos de carbono e silício ou um óxido metálico de lítio e titânio. Os eletrólitos podem ser líquidos, em gel, poliméricos ou sólidos [23].

Na fase de carregamento os íons de lítio circulam no eletrólito em direção ao ânodo, na fase de descarga, os íons percorrem o trajeto inverso em direção ao cátodo [24]. A **Figura 3.2** esquematiza a constituição de uma bateria de lítio.

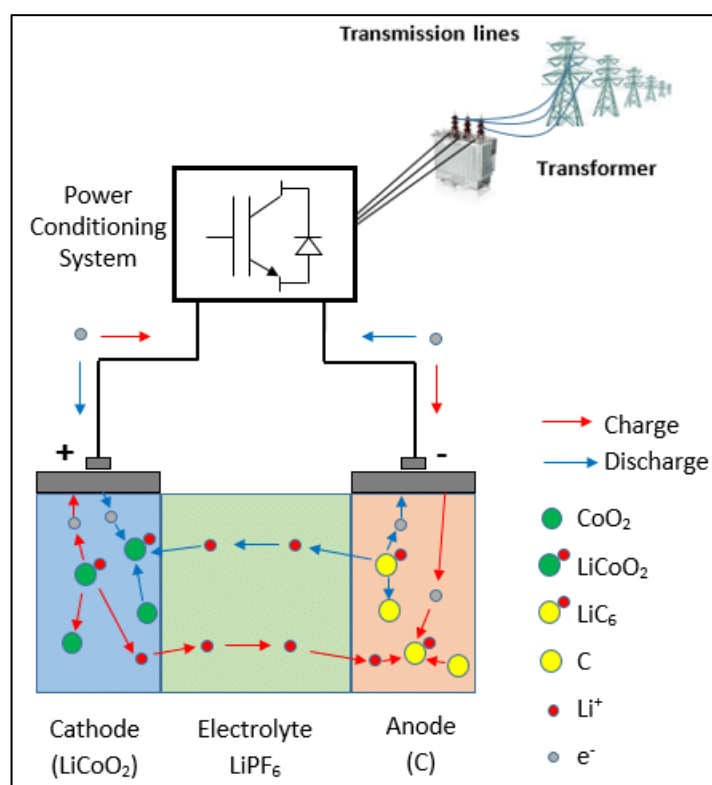


Figura 3.2 - Diagrama esquemático de uma bateria de ião-lítio [22].

Vantagens:

- Eficiência muito alta (entre 80% e 95%) e alta densidade de energia.
- Tempo de resposta curto.
- Elevada robustez e fiabilidade.

Desvantagens:

- Custo elevado.
- Possível perda de capacidade e degradação de mecanismos.
- Impacto ambiental decorrente da extração de lítio.

Bateria de ião-sódio (Na-ion)

O princípio de funcionamento da bateria de ião-sódio é semelhante ao da bateria de ião-lítio diferenciando-se, principalmente, pelo cátodo composto por um material com base de sódio. Devido à abundância desta matéria-prima e ao menor impacto ambiental da sua exploração, esta tecnologia é vista como uma possível sucessora da bateria de ião-lítio [23].

Vantagens:

- Alta eficiência (cerca de 90%) e auto-descarga muito reduzida.
- Baixo custo devido à abundância de sódio.

Desvantagens:

- Densidade de energia inferior às baterias de ião-lítio.
- Instabilidade dos ciclos de funcionamento.
- Aplicação de eletrólitos de carbono em larga escala apresentam riscos de segurança.

Bateria de metal-ar

Nas baterias de metal-ar, o ânodo é um metal puro, enquanto o cátodo é o oxigénio presente na atmosfera e o eletrólito, dependendo do metal utilizado, pode ser sólido, solvente aprótico, ou aquoso. Os ânodos mais utilizados são o lítio, o zinco, o magnésio, o alumínio e o ferro, sendo este último aquele com maior potencial para aplicações de grande escala [24] [25].

Vantagens:

- Muito boa densidade de energia.
- Custo reduzido e tempo de vida útil extenso.
- Elevada segurança.

Desvantagens:

- Baixa eficiência (cerca de 50%).
- Instabilidade do ânodo face à humidade atmosférica.

Bateria de chumbo-ácido (Pb-acid)

Nesta bateria, o ânodo é um material poroso de chumbo metálico; o cátodo é composto por dióxido de chumbo e o eletrólito é uma solução aquosa de ácido sulfúrico. No processo de descarga ambos os elétrodos são convertidos em sulfato de chumbo e este processo é revertido durante a carga [20] [26].

Vantagens:

- Alta eficiência e tempo de resposta reduzido.
- Baixo custo de investimento (até 90%) e tempo de vida útil extenso.

Desvantagens:

- Número reduzido de ciclos.
- Necessidade de manutenção com água.
- Possível falha prematura.

Bateria de níquel-hidreto metálico (Ni-MH)

As células desta bateria são constituídas por um elétrodo positivo composto por um hidreto metálico, por um ânodo de hidróxido de níquel, um separador e um eletrólito alcalino [20] [28].

Vantagens:

- Alta eficiência (entre 60% e 90%) e muito boa densidade de energia.
- Elevada robustez e fiabilidade.

Desvantagens:

- Perda de capacidade com os ciclos de carga e descarga.
- Custo relativamente elevado.
- Elevada auto-descarga.

Bateria de níquel-cádmio (Ni-Cd)

Este tipo de bateria corresponde a uma tecnologia antiga e o seu uso tem vindo a decrescer. A sua célula é composta por elétrodos positivos de níquel e elétrodos negativos de cádmio metálico [26].

Vantagens:

- Alta eficiência (entre 70% e 90%).
- Velocidade de descarga elevada.
- Tempo de vida útil extenso.

Desvantagens:

- Custo elevado.

- Utilização do cádmio que é um metal tóxico e apresenta riscos ambientais.
- Elevada auto-descarga.

Bateria de fluxo redox

Este tipo de baterias é considerado muito promissor na área do armazenamento estacionário de energia. O armazenamento ocorre através de processos de oxidação e redução de espécies eletroativas solúveis num eletrólito que se encontra armazenado em tanques externos. O armazenamento da energia é realizado pela bombagem do eletrólito através de eletrodos onde ocorrem as reações eletroquímicas [20].

As baterias de fluxo redox mais populares e num estado de maturidade mais avançado são as de vanádio. Em geral, são baterias de fácil operação, robustas e mais fiáveis e seguras do que as baterias à base de lítio. Para além disso, os componentes das baterias são reutilizáveis, pelo que é uma tecnologia com muito baixo impacto ambiental [20] [29] [30]. A **Figura 3.3** esquematiza a estrutura de uma bateria de fluxo.

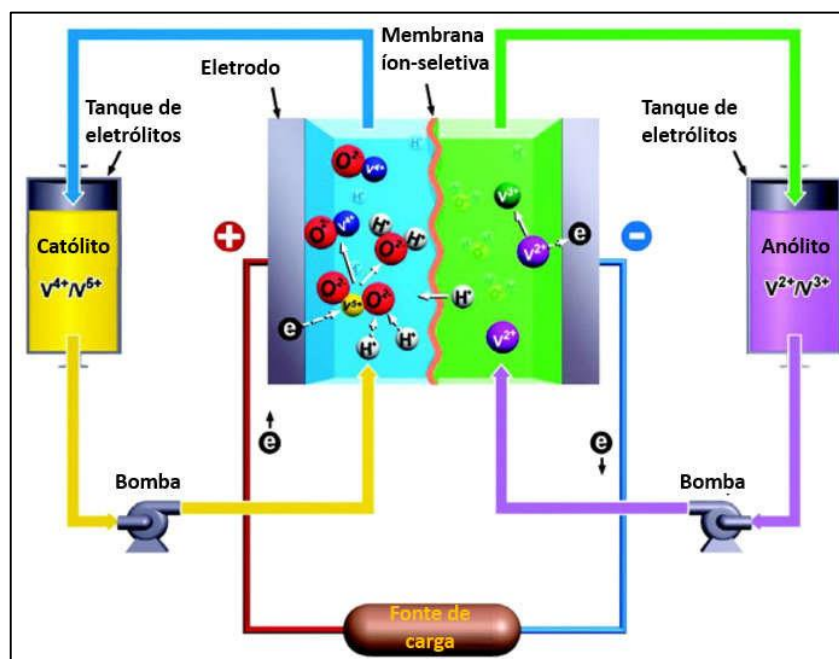


Figura 3.3 - Estrutura de uma bateria de fluxo [31].

Vantagens:

- Facilidade de escalabilidade a nível de potência e de energia.
- Duração dos ciclos elevada (algumas horas) e com auto-descarga reduzida.
- Rápido tempo de resposta.
- Boa eficiência (acima de 70%).
- Tempo de vida útil extenso (acima de 20 anos).

Desvantagens:

- Baixa densidade de energia por volume.

- Custo de instalação elevado e instável devido à volatilidade do preço do vanádio.
- Toxicidade do vanádio.

3.1.3 - Hidrogénio

Para além das tecnologias exploradas nas secções interiores, considerou-se pertinente abordar o hidrogénio como tecnologia de armazenamento químico.

O armazenamento químico consiste na conversão de energia, proveniente de fontes renováveis, em gases combustíveis, como o hidrogénio, os quais podem ser armazenados. O hidrogénio, em particular, é reconhecido pela sua capacidade de armazenamento em grande escala [26]. Posteriormente, o hidrogénio pode ser reconvertido em eletricidade disponibilizada à rede elétrica num momento de maior procura. Ao hidrogénio produzido exclusivamente com energia renovável, dá-se o nome de hidrogénio verde [32]. Este armazenamento permite, portanto, aproveitar o excedente de produção renovável, contribuindo para uma melhor gestão dos recursos energéticos [33].

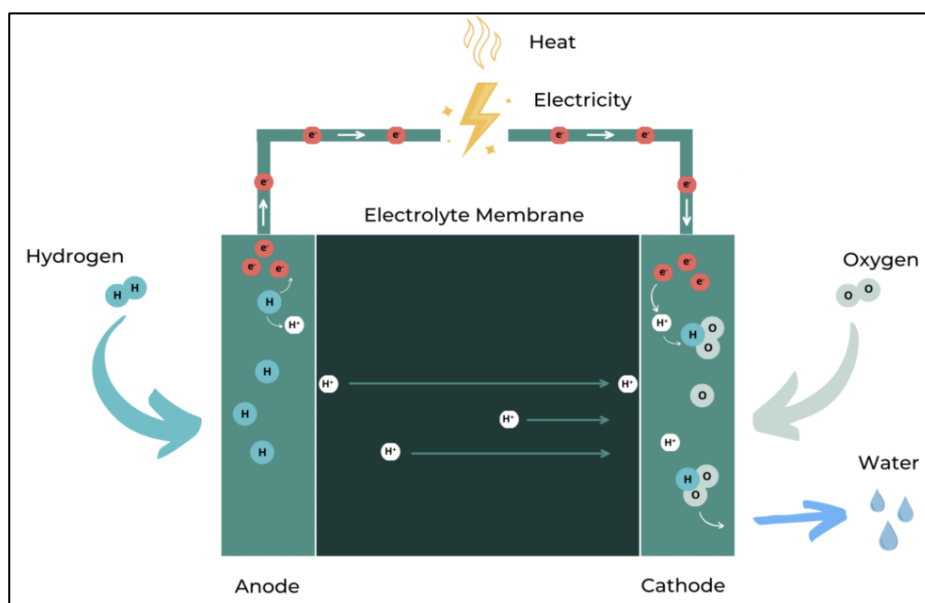


Figura 3.4 - Estrutura de uma célula de combustível de hidrogénio [34].

Vantagens:

- Elevada capacidade de armazenamento e a longo prazo.
- Alta densidade de energia por massa.
- O produto obtido através da combustão do hidrogénio é vapor de água.
- Versatilidade na sua reconversão em energia, tanto para aplicações estáticas como móveis.

Desvantagens:

- Baixa densidade de energia por unidade de volume, obrigando a processos de compressão.
- Baixa eficiência (cerca de 50%).
- A produção de hidrogénio está, por enquanto, dependente de combustíveis fósseis.
- Elevados custos a nível do equipamento e da infraestrutura.

O interesse crescente na economia do hidrogénio tem levado ao investimento no aumento da eficiência das células de combustível de hidrogénio. Apesar de não serem essenciais no uso do hidrogénio como tecnologia de armazenamento, a sua presença nos sistemas elétricos acrescenta flexibilidade à utilização do hidrogénio [20]. Como mostra a **Figura 3.4**, a célula é composta por dois eletrodos, o ânodo e o cátodo, e um eletrólito. No cátodo o principal reagente é o oxigénio do ar enquanto, no ânodo, é o hidrogénio.

3.1.4 - Áreas de aplicação

O grande aumento que se tem vindo a registar na capacidade de armazenamento de energia é representativo do crescimento deste mercado e da relevância dos serviços que estas tecnologias são capazes de prestar.

São, de seguida, apresentadas algumas das diferentes áreas de aplicação dos sistemas de armazenamento de energia [20] [26]:

- Arbitragem - armazenamento de energia nos períodos de vazio e venda durante os períodos de cheia, tendo em vista aproveitar o diferencial de preços da energia elétrica e a obter um proveito económico.
- Armazenamento sazonal - armazenamento de longo prazo com o objetivo de compensar variações sazonais na produção e na demanda de energia.
- Regulação de frequência - regulação automática da frequência da rede elétrica, através da compensação de pequenas flutuações na oferta ou na procura, reduzindo a sua volatilidade.
- Seguimento de carga - equilíbrio da oferta e procura de energia elétrica numa escala temporal alargada, entre minutos e horas, com base nos declives da relação procura-oferta.
- Arranque em vazio - utilização da energia armazenada para a energização da rede elétrica que é necessária existir antes da entrada em funcionamento das centrais de produção.
- Alívio de congestionamento - a cobertura de picos de procura através de sistemas de armazenamento de energia pode adiar ou mesmo suprimir a necessidade de fazer pedidos de aumento de produção aos produtores convencionais, ou a aquisição de capacidade no mercado.
- Diferimento de congestionamento - cobertura de picos de procura através de sistemas de armazenamento de energia pode adiar investimentos nas linhas de transmissão e/ou de distribuição que seriam inevitáveis por incapacidade das mesmas.

- Aplicações isoladas da rede - garantia de maior estabilidade e fiabilidade em aplicações isoladas da rede alimentadas por fontes renováveis.
- Integração de fontes cuja produção de energia é muito variável no tempo - armazenamento de energia com vista à promoção da integração de fontes renováveis de energia, contrabalançando a elevada variabilidade inerente a este tipo de tecnologias e assegurando a fiabilidade do sistema elétrico.
- Apoio à cogeração - armazenamento de energia térmica ou elétrica tendo em vista a cobertura de desajustes temporais da disponibilidade dos dois tipos de energia em clientes abastecidos por centrais de cogeração.
- Reserva Girante e Não Girante - as redes elétricas estão obrigadas a possuir energia armazenada com capacidade de substituir uma falha de abastecimento imprevisível de uma das centrais de produção convencionais.
- Gestão da Procura - deslocamento temporal da procura de energia para se adaptar à oferta através do armazenamento de eletricidade ou de calor/frio, retirando proveito da inércia térmica ou do processamento de materiais para utilização posterior. Permite uma maior flexibilidade nos horários de procura de eletricidade.

3.1.5 - Seleção da tecnologia de armazenamento

Nesta subsecção procurou-se comparar as diferentes tecnologias de armazenamento a utilizar no desenvolvimento da aplicação a ser utilizada neste trabalho. Essa escolha refletiu-se, posteriormente, nos parâmetros a selecionar durante a fase de obtenção de resultados, como a capacidade do sistema, a duração dos períodos de carga e descarga e a eficiência de round-trip. Para além desses parâmetros, há ainda que considerar outros aspetos de natureza técnica e económica como a maturidade da tecnologia, os custos associados à instalação dessa tecnologia, custos de manutenção e o período de vida útil.

Com o objetivo de comparar os níveis de maturidade das tecnologias apresentadas anteriormente, recorreu-se ao *Energy Technology Perspectives (ETP) Clean Energy Technology Guide*, elaborado pela Agência Internacional de Energia (IEA). Este guia agrupa mais de 550 tecnologias, presentes em todas as fases do sistema energético, nas quais estão incluídas as tecnologias de armazenamento de energia, que contribuem para o objetivo de atingir a neutralidade carbónica [35].

Essas tecnologias passam por um processo de avaliação da sua maturidade, sendo classificadas de acordo com uma escala de *Technology Readiness Level (TRL)*, que vai desde a sua fase conceptual à sua utilização em larga-escala. Para além disso, são identificados os projetos de desenvolvimento para cada uma dessas tecnologias, quais as instituições envolvidas nesses esforços e, ainda, quais as necessidades e os objetivos para o futuro, a curto e a longo prazo.

A **Tabela 3.1** apresenta a descrição de cada um dos onze níveis do TRL utilizado pela IEA.

Tabela 3.1 - Escala TRL e descrição dos seus níveis [35] [36].

TRL	Descrição
1	Início da pesquisa científica com princípios básicos observados e relatados
2	Estudo dos princípios básicos e formulação do conceito de tecnologia e/ou aplicação
3	Prova experimental do conceito
4	Protótipo validado em ambiente laboratorial
5	Protótipo validado em ambiente aproximado à realidade
6	Protótipo totalmente funcional e demonstrado em ambiente relevante
7	Demonstração do protótipo do sistema em ambiente operacional
8	Sistema completo e qualificado com demonstração comercial
9	Operação comercial comprovada em ambiente relevante com necessidade de evolução
10	Solução comercial com necessidade de maior esforço de integração
11	Prova de estabilidade com previsão de crescimento

Para facilitar a comparação entre as diversas tecnologias, as suas classificações de TRL, bem como as respetivas informações técnicas e económicas consideradas relevantes, foram compiladas na **Tabela 3.2**.

Tabela 3.2 - Caraterísticas técnicas e económicas das tecnologias de armazenamento [37][38].

Tecnologia	TRL	Caraterísticas técnicas			Caraterísticas económicas		
		Capacidade de armazenamento	Eficiência de <i>round-trip</i> (%)	Tempo de vida útil (anos)	Custo por unidade de energia (\$/kWh)	Custo por unidade de potência (\$/kW)	Custos de operação e manutenção
Bombagem hídrica	11	100MWh - 100GWh	~80	50 - 100	1500 - 3500	500 - 1500	20 \$/kW-ano
Lítio-lítio	10	<1000MWh	80 - 95	10 - 20	300 - 500	900 - 1300	2 %
Lítio-sódio	7	<100kWh	~90	10	40 - 90	s/ info.	s/ info.
Metal-ar	5	<100MWh	~50	50 - 100	20 - 150	950	s/ info.
Chumbo-ácido	9	<10MWh	<90	5 - 15	100 - 400	300 - 600	2.5 %
Níquel-hidreto	9	Alguns MWh	60 - 90	5 - 15	250 - 1500	600 - 2000	1 - 2 %
Níquel-cádmio	9	Alguns MWh	70 - 90	15 - 20	400 - 800	500 - 1500	1.5 - 3 %
Fluxo redox	9	10kWh - 800MWh	>70	10 - 25	200 - 800	600 - 1500	1 - 2 %
Hidrogénio	8	10MWh - 100GWh	20 - 40	5 - 30	200 - 400	500 - 750	33 \$/MWh

Avaliando a **Tabela 3.2** e tendo em consideração o contexto desta dissertação, é pertinente optar por tecnologias com o maior nível de maturidade possível, dado que a análise da viabilidade económica contempla o arranque da atividade de arbitragem no ano 2025.

Nesse sentido, a bombagem hídrica e a bateria de ião-lítio são as mais bem posicionadas. A maturidade de ambas as tecnologias é, aliás, comprovada pelas posições dominantes no mercado de armazenamento, com a bombagem hídrica a representar mais 90% da capacidade de armazenamento à escala global [39] e a bateria de ião-lítio a representar cerca de 94% do armazenamento em baterias do tipo *utility-scale* [40].

A decisão final recaiu na bateria de ião-lítio devido à maior flexibilidade na escolha da capacidade de armazenamento, ao custo inferior por unidade de energia, ao menor prazo de instalação/construção, bem como ao menor impacto ambiental.

Acresce, ainda, que a opção pela bateria de ião-lítio permite uma comparação direta com os resultados obtidos em estudos realizados anteriormente, para a mesma tecnologia. Nesse caso, os parâmetros selecionados podem, assim, assumir-se como variáveis de controlo.

3.2 - Estudos sobre o mesmo tema realizados anteriormente

Em [26], o trabalho desenvolvido focou-se, maioritariamente, na avaliação da viabilidade económica da utilização de dispositivos de armazenamento com base nos preços do MIBEL de 2021.

3.2.1 - Metodologia

A metodologia implementada em [26] pode ser sintetizada nos seguintes pontos:

- As horas escolhidas para operações de carregamento ou descarregamento devem ser consecutivas; ambas as operações levam o mesmo tempo a concretizar, sendo esse valor definido pelo utilizador.
- Em cada dia, deve começar-se por escolher as horas de carregamento e, só depois, escolher as horas de descarregamento, garantindo que estas não se sobrepõem.
- Por dia, é realizado, no máximo, um ciclo de carga/descarga e este deve ser iniciado e concluído, obrigatoriamente, dentro das 24 horas disponíveis.
- Os novos preços de mercado, para as horas selecionadas para a compra e venda de energia, são obtidos através da aproximação linear das curvas de mercado.

Os resultados foram analisados para dois casos de estudo: 1- Instalação de 10MWh de capacidade de armazenamento; 2- Instalação de 100MWh de capacidade de armazenamento. Estipulou-se uma duração de quatro horas para as operações de carregamento e descarregamento.

A análise de viabilidade económica foi realizada, em ambos os casos, com base nos lucros obtidos nos anos de 2021 e 2022. O período de atividade definido para o sistema teve início em 2025 e uma duração de 15 anos.

3.2.2 - Resultados

Os resultados obtidos, quer para a capacidade de armazenamento de 10MWh, quer para a de 100MWh, indicam que o investimento em baterias de íões de lítio para realizar arbitragem de preços no MIBEL apresenta um resultado líquido negativo. Para ambos os casos, o Índice de Rentabilidade, que indica qual a percentagem do investimento inicial foi recuperada após a conclusão do período de atividade, foi de 19% considerando preços de 2021 e de 44% para 2022. Foi ainda verificado que, mesmo estendendo o período de atividade a 40 anos, o investimento não seria economicamente viável.

Capítulo 4

Metodologia

4.1 - Descrição Geral

Neste Capítulo é descrita a metodologia implementada com vista à obtenção dos resultados necessários para o cumprimento dos objetivos propostos nesta dissertação.

Os princípios de funcionamento estabelecidos para a aplicação desenvolvida foram os seguintes:

- Identificação dos pontos, máximos e mínimos, nos preços horários do mercado diário, para uma duração previamente indicada do ciclo de carga e descarga.
- Seleção das horas de compra e venda em concordância com o ponto anterior, garantindo o lucro na transação e procurando maximizar a diferença entre os preços de compra e venda.
- Cálculo dos novos preços de mercado nas horas selecionadas no ponto anterior.

Inicialmente, todos os dados necessários para a execução deste trabalho foram obtidos a partir do website da OMIE, especificamente da OMIEData, onde são armazenados os dados históricos do MIBEL dos últimos sete anos. Foram descarregados dois tipos de ficheiros, relativos ao ano de 2022, contendo as seguintes informações essenciais:

- Preços por hora do mercado diário - Grupo de ficheiros diários onde se encontram registados os preços de mercado, para cada hora, em Portugal e em Espanha; guardados na pasta “prices_2022”.
- Curvas de oferta e demanda agregadas do mercado diário - Grupo de ficheiros diários onde se encontram registadas todas as propostas horárias de compra e venda de energia. Cada ficheiro inclui informações como o tipo de oferta (compra/venda), o país de origem, o preço, a quantidade e se a proposta foi ofertada e/ ou casada; guardados na pasta “curves_2022”.

Os ficheiros guardados nas duas pastas, originalmente nos formatos “.1”, “.2”, “.3” e “.4”, foram convertidos para o formato “.csv”.

O primeiro tipo de ficheiro foi utilizado no programa *get_prices*, cujo propósito é o agrupamento dos preços de mercado em Portugal, para cada hora do ano 2022.

O segundo tipo de ficheiro contém as informações necessárias para o cálculo, através do programa *PCV_coordinates*, das coordenadas utilizadas na aproximação linear - técnica utilizada para estimar os novos preços de mercado, que será descrita em seguida.

O programa principal, *get_results*, sinaliza as horas com preços mínimos e máximos, identifica em quais dessas horas a bateria deve ser carregada ou descarregada, atualiza os preços de mercado para essas horas, através de aproximação linear, e calcula o lucro anual para as condições especificadas pelo utilizador.

Posteriormente, um processo análogo ao acima descrito foi realizado para os anos de 2019 a 2021 e 2023.

Para o tratamento de dados e desenvolvimento da aplicação, optou-se pela linguagem de programação *Python*. Em particular, foi utilizada a biblioteca *pandas*, uma biblioteca de alto nível dedicada à manipulação de dados. Alguns dos seus principais recursos são a sua estrutura bidimensional flexível *DataFrame*, e as funções disponíveis que permitem, de forma rápida e eficiente, efetuar operações de *data-cleaning*, filtragem, agrupamento, agregação, reformulação das estruturas e aplicação de operações matemáticas.

Por fim, a análise dos resultados foi levada a cabo no *Excel*.

4.2 - Programa *get_prices*

Na execução deste trabalho, optou-se por uma abordagem contínua ao longo do ano, por oposição a uma abordagem diária, em que cada ciclo de compra e venda tem de ser, forçosamente, iniciado e concluído no mesmo dia.

Para facilitar esse processo, foi desenvolvido o programa *get_prices* que percorre a pasta “prices_2022”, descarrega a informação relativa a cada dia do ano e converte essa informação para uma *DataFrame* temporária. De seguida, são adicionados os cabeçalhos, as colunas correspondentes ao ano, mês e dia são combinadas numa única coluna onde as datas são apresentadas de acordo com a norma ISO-8601, e a coluna relativa aos preços de mercado em Espanha é eliminada.

No final de cada iteração, a informação de cada *DataFrame* temporária é acrescentada à *DataFrame* “prices_2022”, que agrega todos os preços horários referentes ao ano 2022. O último passo consiste na conversão dessa mesma *DataFrame* para um ficheiro denominado “prices_2022.csv”. A **Figura 4.1** apresenta, à esquerda, o conteúdo disponibilizado relativo aos preços de mercado para o dia 1 de janeiro de 2022 e, à direita, um excerto do ficheiro “prices_2022.csv”. O código deste programa pode ser consultado no Anexo A.

quantidade de energia foi vendida; salvo raras exceções, este segmento encontra-se associado ao preço de mercado de 0 €/MWh.

Na **Figura 4.2**, encontram-se representadas graficamente as localizações, para um cenário hipotético, dos pontos acima descritos. Note-se que somente as propostas casadas de compra (a azul) e venda (a verde) são consideradas.

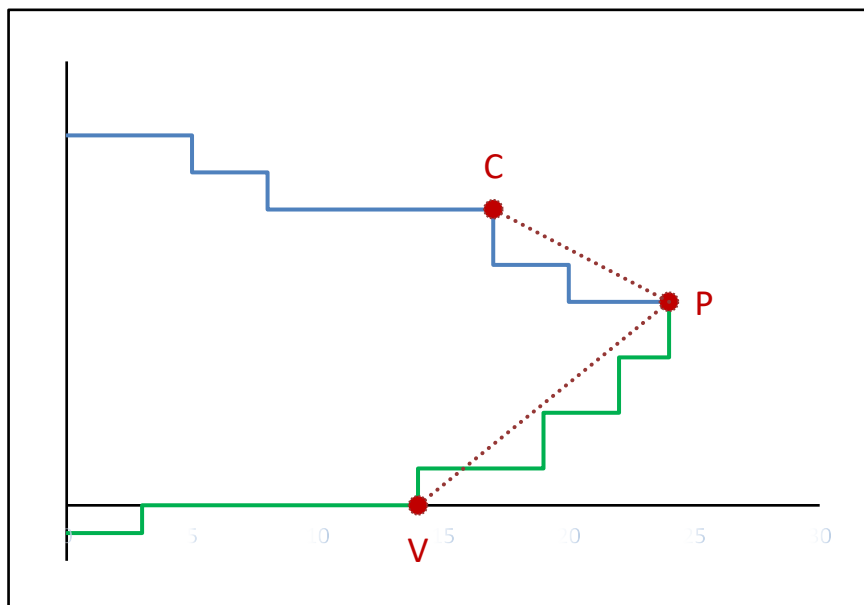


Figura 4.2 - Representação gráfica exemplificativa das localizações dos pontos P, C e V.

De forma a automatizar a aquisição da localização destes pontos, para todas as horas do ano 2022, desenvolveu-se o programa *PCV_coordinates* que percorre a pasta “curves_2022”. Um excerto do ficheiro relativo ao dia 1 de janeiro de 2022 é apresentado na **Figura 4.3**.

OMIE - Mercado de electricidad;Fecha Emisión :31/12/2021 - 12:58;;01/01/2022;Mercado diario;;;;								
Hora;	Fecha;	País;	Unidad;	Tipo Oferta;	Energía Compra/Venta;	Precio Compra/Venta;	Ofertada(0)/Casada(C);	
1;	01/01/2022;	MI;	;	C;	33,4;	800,00;	0;	
1;	01/01/2022;	MI;	;	C;	2,4;	800,00;	0;	
1;	01/01/2022;	MI;	;	C;	64,2;	800,00;	0;	
1;	01/01/2022;	MI;	;	C;	0,3;	800,00;	0;	
1;	01/01/2022;	MI;	;	C;	0,7;	630,00;	0;	
...								
24;	01/01/2022;	MI;	;	V;	70,0;	163,78;	C;	
24;	01/01/2022;	MI;	;	V;	100,0;	164,52;	C;	
24;	01/01/2022;	MI;	;	V;	100,0;	166,03;	C;	
24;	01/01/2022;	MI;	;	V;	100,0;	166,75;	C;	
24;	01/01/2022;	MI;	;	V;	69,5;	167,26;	C;	
; ; ; ; ; ; ; ; ;								

Figura 4.3 - Excerto do documento disponibilizado pelo OMIE, com as informações das curvas das ofertas de compra e venda, para o dia 1 de janeiro de 2022.

Em cada iteração, são descarregadas todas as propostas recebidas pelo Operador de Mercado, para um determinado dia, e armazenadas na *DataFrame* “df1”. De seguida, são eliminadas as colunas com informações supérfluas, adicionados os cabeçalhos, e as propostas são filtradas de forma a manter, apenas, as propostas casadas e eliminar as ofertadas não

casadas. É, ainda, aplicada uma filtragem por origem das propostas - são guardadas aquelas com origem no MIBEL, ou em Portugal, para as horas em que ocorreu *market splitting*.

A “df1” são acrescentadas duas colunas, “CumSum” e “FindCV”. Para se obterem os valores da primeira, as propostas são agrupadas por hora e por tipo, ou seja, se são propostas de compra ou de venda, sendo, depois, aplicada uma função de soma cumulativa à coluna “Quantity”, onde está registada a quantidade de energia associada a cada uma das propostas.

Para obter os valores da segunda, para além de serem agrupadas por hora e por tipo, as propostas são também agrupadas por preço, sendo, novamente, aplicada uma função de soma cumulativa à coluna “Quantity”.

Para compreender o significado prático destas colunas é necessário assinalar que, nos ficheiros de origem, para uma hora h , as propostas de compra estão organizadas por ordem decrescente e as propostas de venda por ordem crescente do seu preço. Portanto, para uma proposta p , o valor da coluna “CumSum” equivale à quantidade total de energia, comprada (caso seja uma proposta de compra) ou vendida (caso seja uma proposta de venda), até essa proposta, inclusive. O significado da coluna “FindCV” é muito similar ao de “CumSum”, desta vez com a soma cumulativa a considerar apenas a quantidade total de energia, comprada ou vendida, ao mesmo preço da proposta.

Numa outra *DataFrame* “df2”, as propostas são, mais uma vez, agrupadas por hora e tipo. A cada grupo é aplicada uma função de ordenação, por ordem decrescente, com base nos valores da coluna “FindCV”. Na *DataFrame* “df3”, as propostas voltam a ser agrupadas guardando-se, apenas, a primeira proposta de cada grupo visto que, após a operação de ordenação, estas apresentam o valor máximo em “FindCV”. Em termos práticos, as propostas guardadas em “df3”, identificam, para cada hora de um determinado dia, os segmentos de maior comprimento nas curvas de compra e venda, representados, a título exemplificativo, na **Figura 4.2**.

Depois de colunas com informações desnecessárias serem eliminadas, “df3” é adicionada à *DataFrame* “CV_coordinates” que, como o nome indica, armazena as coordenadas dos pontos C e V para todas as horas do ano.

De seguida, é necessário obter as coordenadas do ponto P, em particular a abcissa, que corresponde à quantidade total de energia transacionada em cada hora. Nesse sentido, é criada a *DataFrame* “df4” que agrupa as propostas por hora, efetua uma operação de soma cumulativa e armazena a última proposta de cada grupo. O valor de “CumSum” para cada uma das propostas representa, assim, a quantidade de energia transacionada na hora para a qual a proposta foi submetida. Depois de uma operação de limpeza, “df4” é adicionada à *DataFrame* “P_coordinates”.

Após a conclusão do processo iterativo acima descrito, é necessário definir as ordenadas, que podem ser obtidas, diretamente, através do preço horário do mercado. De forma a aceder a essa informação, o ficheiro “prices_2022.csv” é descarregado para a *DataFrame* “prices_2022”. A coluna “Price” em “P_coordinates” é, então, substituída pela coluna “PricePT” de “prices_2022”.

Por fim, “CV_coordinates” e “P_coordinates” são concatenadas numa única *DataFrame* “PCV_coordinates”, que é ordenada por data e por hora. Esta é, finalmente, convertida num ficheiro denominado “PCV_coordinates_2022.csv”. Na **Figura 4.4** é apresentado um excerto desse mesmo ficheiro. Já na **Tabela 4.1**, estão registadas as coordenadas dos pontos P, C e V, para a primeira hora do dia 1 de janeiro de 2022.

O código deste programa pode ser consultado nos Anexos B1 e B2.

Index,	Date,	Hour,	Type,	Price,	CumSum
0,	2022-01-01,	1,	P,	145.86,	18700.2
1,	2022-01-01,	1,	C,	430.0,	12727.3
2,	2022-01-01,	1,	V,	0.0,	16411.3
3,	2022-01-01,	2,	P,	114.9,	18334.5
4,	2022-01-01,	2,	C,	430.0,	11760.3
5,	2022-01-01,	2,	V,	0.0,	16393.9
6,	2022-01-01,	3,	P,	113.87,	18504.0
7,	2022-01-01,	3,	C,	430.0,	11081.1
8,	2022-01-01,	3,	V,	0.0,	16584.4
...					
26271,	2022-12-31,	22,	P,	3.69,	21201.7
26272,	2022-12-31,	22,	C,	350.0,	12963.6
26273,	2022-12-31,	22,	V,	0.0,	18150.5
26274,	2022-12-31,	23,	P,	1.88,	19851.4
26275,	2022-12-31,	23,	C,	350.0,	12282.3
26276,	2022-12-31,	23,	V,	0.0,	17084.1
26277,	2022-12-31,	24,	P,	0.1,	19480.5
26278,	2022-12-31,	24,	C,	350.0,	10654.7
26279,	2022-12-31,	24,	V,	0.0,	18005.3

Figura 4.4 - Excerto do ficheiro “PCV_coordinates_2022.csv”.

Tabela 4.1 - Coordenadas dos pontos P, C e V para a primeira hora do dia 1 de janeiro de 2022.

Ponto	Abcissa	Ordenada
P	18700.2	145.86
C	12727.3	430.0
V	16411.3	0.0

4.4 - Programa *get_results*

O programa principal *get_results* foi desenvolvido com vista ao cumprimento de todos os princípios de funcionamento estabelecidos, para a aplicação proposta.

O ponto de partida é a definição dos parâmetros do sistema de armazenamento e da sua operação, nomeadamente, a capacidade de armazenamento da bateria, a eficiência de carregamento, a profundidade de descarga e a duração do período de carga/descarga. Neste caso, a eficiência de carregamento corresponde à raiz quadrada da eficiência de *round-trip*, ou seja, admite-se que as eficiências das operações de carregamento e de descarregamento são iguais. De seguida é descarregada toda a informação necessária para o funcionamento do

programa: os ficheiros “prices_2022.csv” e “PCV_coordinates_2022.csv” são descarregados e convertidos em *DataFrames* homónimas.

Em “prices_2022” é adicionada uma coluna “Average”, onde é calculada a média móvel da coluna “PricePT”. A janela temporal selecionada para este cálculo corresponde à duração do período de carga/descarga previamente estipulado. Esta janela é ainda definida como fixed-forward, ou seja, é calculada com base nos valores atuais e futuros. O resultado desta operação pode ser traduzido da seguinte forma: para uma hora h e uma janela de x horas, o valor apresentado na coluna “Average” corresponde ao preço médio da energia para uma operação, de carregamento ou descarregamento, iniciada em h e concluída em $h+x-1$.

De seguida são identificados os preços médios mínimos e máximos da coluna “Average” e, com base nesses preços, são selecionadas as horas mais vantajosas para o carregamento e descarregamento da bateria. Os preços associados a essas horas são, depois, atualizados de forma a ser considerado o impacto da operação da bateria no mercado. Por último, o programa calcula e apresenta o lucro anual.

Nas próximas subsecções, é aprofundada a metodologia aplicada em cada um dos passos acima discriminados.

4.4.1 - Identificação dos preços mínimos e máximos

Nesta fase, de forma a simplificar processos, optou-se por trabalhar diretamente com vetores. Para esse efeito, um vetor “price_array” é criado, assumindo os valores da coluna “Average” de “prices_2022”. Seguidamente, o vetor passa por uma filtragem de forma a serem removidos valores iguais consecutivos, com o resultado da operação a ser guardado num novo vetor “price_array_filtered”.

Este processo torna-se necessário, uma vez que, na evolução temporal dos preços médios de mercado, são registados “vales” e “planaltos” compostos por sequências de horas em que o preço não sofre qualquer variação. Desta forma, múltiplas horas consecutivas podem ser identificadas como pontos mínimos ou máximos.

A identificação dos pontos é realizada de forma intuitiva: se, para um determinado índice i , o preço médio for, simultaneamente, inferior ao preço médio em $i-1$ e em $i+1$, a posição equivalente a esse mesmo índice no vetor “minmax”, previamente inicializado com zeros, é alterada para “-1”, assinalando, assim, a presença de um mínimo. Caso o preço médio seja superior, tal significa que foi encontrado um máximo, sendo assinalado no vetor “minmax” com o valor “1” na posição i .

Por fim, procede-se à transferência da informação recolhida em “minmax” para “prices_2022”. Nesta operação cíclica, enquanto os valores da coluna “Average” são iguais ao primeiro elemento do vetor “price_array_filtered”, a coluna “MinMax” adquire o valor do primeiro elemento do vetor “minmax”. Quando o valor da coluna “Average” difere do primeiro elemento de “price_array_filtered”, o primeiro elemento dos vetores “price_array_filtered” e “minmax” é eliminado, “MinMax” adquire o valor do novo primeiro elemento de “minmax” e o ciclo é reiniciado.

A **Figura 4.5**, representa, em formato de diagrama, o funcionamento do processo descrito acima. O código deste programa pode ser consultado nos Anexos C1 e C2.

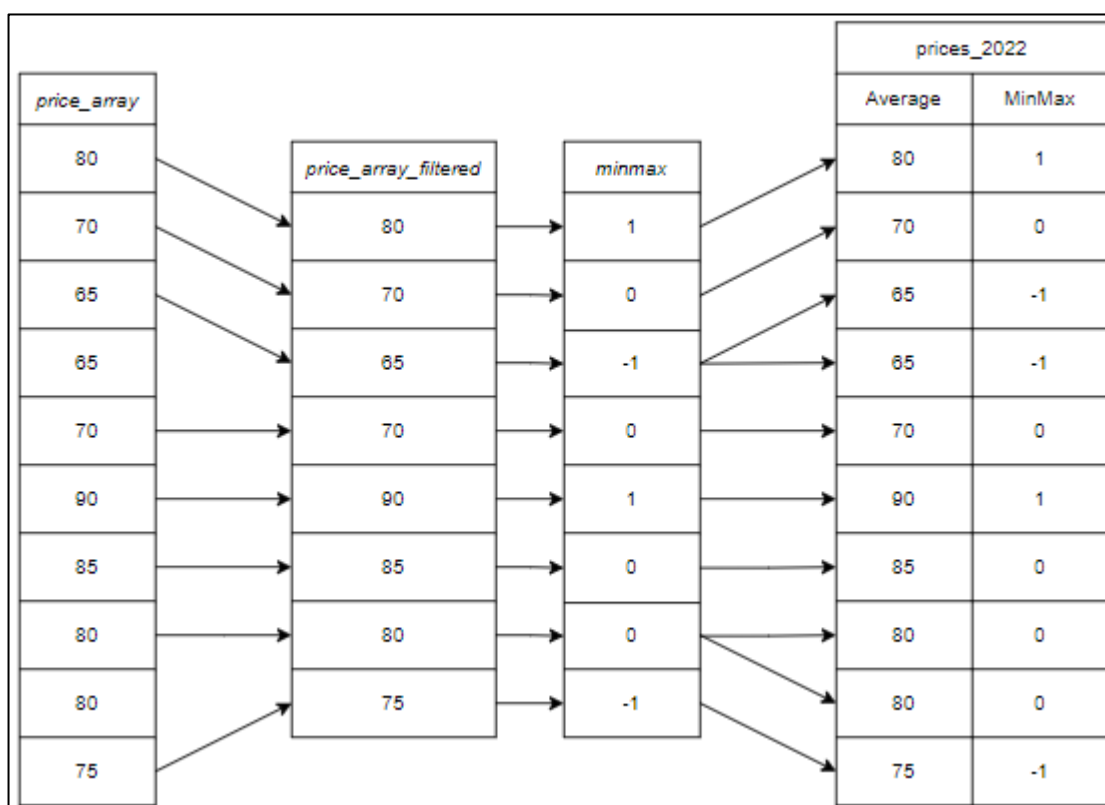


Figura 4.5 - Diagrama do processo de identificação de preços médios mínimos e máximos.

4.4.2 - Seleção das horas de compra e venda

Para registrar a seleção das horas de compra e venda, correspondentes às horas de carregamento e descarregamento, respetivamente, foi adicionada a “prices_2022” a coluna “BuySell”, inicializada com zeros.

O processo cíclico, aplicado na *DataFrame* “prices_2022”, começa por procurar um mínimo na coluna “MinMax”. Quando o mínimo é encontrado, o índice e o preço na coluna “Average” são guardados no vetor “new_min”. De seguida, é avaliado se “new_min” deve ser transferido para o vetor “min”: se não existir nenhum registo anterior em “min”, ou se existir, mas o preço em “new_min” for igual ou inferior ao preço em “min”, o conteúdo de “new_min” é copiado para “min”. Se nenhuma destas condições se verificar, “min” mantém-se inalterado.

Se um máximo for encontrado, o índice e o preço na coluna “Average” são guardados no vetor “max”. Caso a localização deste máximo não se sobreponha a uma possível operação de carregamento, verifica-se se um ciclo com carregamento iniciado na hora associada a “min” e descarregamento iniciado na hora associada a “max”, permite a obtenção de lucro. Para isso, foi criada a função *profit_cycle* que retorna o valor lógico da operação explicitada na expressão (4.1).

$$Preço\ médio_{Max} * Eficiência_{descarregamento} > Preço\ médio_{Min} \quad (4.1)$$

Se a resposta for positiva, a seleção das horas de compra, com início no índice de “min” e duração equivalente à da operação da bateria, é assinalada com o valor “-1”, na coluna “BuySell”. Já a seleção das horas de venda, com início no índice de “max” e duração equivalente à da operação da bateria, é assinalada com o valor da eficiência de descarregamento, na coluna “BuySell”. O ciclo de carregamento/descarregamento considera-se, assim, concluído, o conteúdo dos vetores é eliminado e procura-se uma nova combinação mínimo-máximo em que seja lucrativo iniciar-se um novo ciclo.

Se a resposta for negativa, a operação não é realizada. No entanto, caso “min” não seja substituído por “new_min”, pode ser incluído noutra operação com um novo vetor “max”.

Tabela 4.2 - Excerto de “prices_2022” após a seleção das horas de compra e venda.

Index	Date	Hour	PricePT	Average	MinMax	BuySell
...						
315	2022-01-14	4	192.77	192.6	-1	0
316	2022-01-14	5	192.43	195.015	0	0
317	2022-01-14	6	197.6	201.93	0	0
318	2022-01-14	7	206.26	205.73	0	0
319	2022-01-14	8	205.2	207.135	0	0
320	2022-01-14	9	209.07	208.435	1	0
321	2022-01-14	10	207.8	203.895	0	0
322	2022-01-14	11	199.99	191.255	0	0
323	2022-01-14	12	182.52	181.41	0	0
324	2022-01-14	13	180.3	180.48	-1	0
325	2022-01-14	14	180.66	180.48	-1	-1
326	2022-01-14	15	180.3	181.41	0	-1
327	2022-01-14	16	182.52	191.43	0	0
328	2022-01-14	17	200.34	204.705	0	0
329	2022-01-14	18	209.07	217.34	0	0
330	2022-01-14	19	225.61	229.63	0	0
331	2022-01-14	20	233.65	234.33	1	0.89
332	2022-01-14	21	235.01	230.31	0	0.89
...						

A **Tabela 4.2**, permite observar três diferentes resultados produzidos pelo programa.

O primeiro, a vermelho, assinala uma situação em que, não havendo uma diferença entre o preço médio no ponto mínimo e o preço médio no ponto máximo, que permita a *profit_cycle* retornar um valor “verdadeiro”, o ciclo não é concretizado, não havendo por isso alterações em “BuySell”.

O segundo, a laranja, demonstra, em simultâneo, como o mínimo, encontrado no índice 324, se sobrepõe ao mínimo no índice 315, pelo facto do primeiro ter um preço médio inferior

ao segundo; e também como este mínimo, pertencendo a uma sequência de mínimos, é substituído, no vetor “max” pelo mínimo mais recente, no índice 325.

O terceiro, a verde, representa um ciclo bem-sucedido. O mínimo é encontrado no índice 325 e o máximo é encontrado no índice 331, havendo, portanto, um intervalo de tempo suficiente para realizar a operação de carregamento, neste caso com uma duração de duas horas. Uma vez confirmado o lucro para este ciclo, as duas horas de carregamento são, finalmente, assinaladas com “-1” em “BuySell”, enquanto as duas horas de descarregamento são assinaladas com aquele que é o valor estipulado para a eficiência de descarregamento, ou seja, “0.89”.

Outros possíveis cenários, aqui não representados, são a sobreposição do máximo ao período de carregamento, levando à não conclusão da operação; ou a presença de dois ou mais máximos consecutivos, que são descartados por se considerar que o ciclo fecha após o primeiro máximo dessa sequência ser encontrado.

O código deste programa pode ser consultado nos Anexos C2 e C3.

4.4.3 - Função *update_price*

Contexto teórico

De forma a compreender esta função, é necessário esclarecer de que forma o método de aproximação linear das curvas de mercado, pode ser aplicado na estimação dos novos preços. É importante realçar que este método é indicado, principalmente, para estimar variações pequenas, que é o caso do presente trabalho, visto que a capacidade de armazenamento da bateria corresponde a uma pequena parte do total da energia transacionada.

Na secção 4.3 , encontra-se explicitado o significado prático das coordenadas dos pontos C, P e V. De seguida, procura-se descrever de que maneira essas coordenadas são impactadas pela aproximação linear.

As variações do preço de mercado são, naturalmente, distintas para operações de carregamento ou descarregamento. Numa operação de carregamento, procede-se à compra de energia. A adição de uma proposta de compra resulta na deslocação do ponto C, e subsequentemente da reta CP, para a direita. Correspondendo P, à interceção das retas CP e VP, a localização de P' pode ser obtida de forma análoga, ou seja, na interceção entre C'P' e VP. O resultado desta operação é o aumento do preço de mercado e da quantidade de energia transacionada, para aquela hora. Tal situação encontra-se representada, de forma exemplificativa, na **Figura 4.6**.

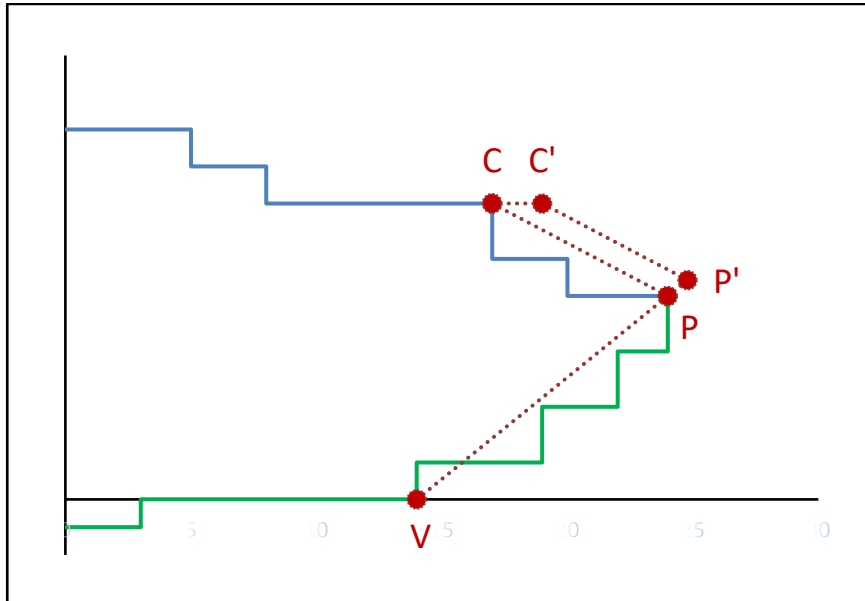


Figura 4.6 - Representação gráfica exemplificativa da alteração das localizações dos pontos P, C e V, após a adição de uma proposta de compra.

Por outro lado, a adição de uma proposta de venda associada ao carregamento da bateria, resulta na deslocação do ponto V, e subsequentemente da reta VP, para a direita. Desta vez, a localização de P' pode ser obtida através da interceção das retas CP e V'P'. O resultado desta operação é a diminuição do preço de mercado e o aumento da quantidade de energia transacionada, para aquela hora. Essa situação encontra-se representada, de forma exemplificativa, na **Figura 4.7**.

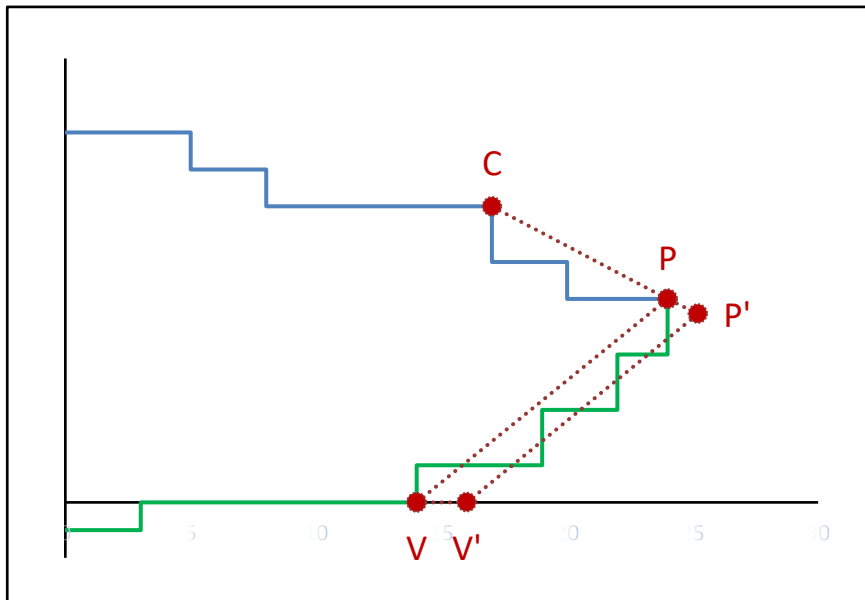


Figura 4.7 - Representação gráfica exemplificativa da alteração das localizações dos pontos P, C e V, após a adição de uma proposta de venda.

Aplicação prática

Para cada hora identificada através do processo descrito em 4.4.2 , é necessário estimar novos preços de mercado tendo sido, para esse propósito, desenvolvida a função `update_price`. O código da função pode ser consultado nos Anexos C3 e C4.

No decorrer de um ciclo que percorre “prices_2022”, esta função é chamada para cada iteração. Os parâmetros passados para a função são os seguintes: linha atual de “prices_2022”, *DataFrame* “PCV_coordinates”, eficiência de carregamento, quantidade por hora. Este último, corresponde ao cálculo da energia comprada ou vendida, por hora, e é calculada a partir da seguinte expressão (4.2):

$$Quantidade\ por\ hora = \frac{Capacidade\ de\ armazenamento * Profundidade\ de\ descarga}{Duração\ da\ operação\ de\ carregamento/d Descarregamento} \quad (4.2)$$

O primeiro passo, consiste em filtrar “PCV_coordinates” para o dia e hora indicados na linha de “prices_2022”, e armazenar as coordenadas dos três pontos C, P e V numa *DataFrame* “df”. “df” contém, desta forma, todos os dados necessários ao cálculo do novo preço.

No caso de se tratar de uma operação de compra, é necessário obter a equação da reta VP, bem como o declive da reta C’P’, que é igual ao da reta CP. Os declives são representados pela letra “m”, enquanto a ordenada na origem é representada pela letra “b”.

$$mVP = \frac{yP - yV}{xP - xV} \quad (4.3)$$

$$bVP = yP - mVP * xP \quad (4.4)$$

$$mC'P' = \frac{yP - yC}{xP - xC} \quad (4.5)$$

$$bC'P' = yC - mC'P' * (xP + Quantidade\ por\ hora) \quad (4.6)$$

$$xP' = \frac{bVP - bC'P' * mC'P'}{mVP - mC'P'} \quad (4.7)$$

O preço final, dado pela ordenada de P’, é o valor a ser retornado pela função (4.8):

$$y_{P'} = m_{VP} * x_{P'} - b_{VP} \quad (4.8)$$

No caso de se tratar de uma operação de venda, é necessário obter a equação da reta CP, bem como o declive da reta V’P’, que é igual ao da reta VP. Os declives são representados pela letra “m”, enquanto a ordenada na origem é representada pela letra “b”. Uma das diferenças neste cálculo é a de que, no cálculo de $b_{V'P'}$, se multiplicar a quantidade de energia vendida, por hora, pela eficiência de carregamento, de maneira a serem tidas em conta perdas decorrentes da operação do sistema.

$$m_{CP} = \frac{y_P - y_C}{x_P - x_C} \quad (4.9)$$

$$b_{CP} = y_P - m_{CP} * x_P \quad (4.10)$$

$$m_{V,P'} = \frac{y_P - y_V}{x_P - x_V} \quad (4.11)$$

$$b_{V,P'} = y_V - m_{V,P'} * (x_V + \text{Quantidade por hora} * \text{Eficiência de carregamento})$$

$$x_{P'} = \frac{b_{CP} - b_{V,P'}}{m_{V,P'} - m_{CP}} \quad (4.12)$$

O preço final é dado pela ordenada de P', calculada através da expressão (4.13), sendo esse o valor retornado pela função:

$$y_{P'} = m_{CP} * x_{P'} - b_{CP} \quad (4.13)$$

O valor retornado pela função em cada iteração é armazenado numa nova coluna de "UpdatedPrice". Note-se que o valor retornado pela função nas horas não seleccionadas para compra ou venda de energia é zero, isto é, nessas horas não ocorrem operações de carregamento nem de descarregamento pelo que o preço de mercado se mantém inalterado.

4.5 - Obtenção dos resultados

A versão final da *DataFrame* "prices_2022", que armazena as informações essenciais relativas às horas seleccionadas para a operação, é convertida no ficheiro *Excel* "results_2022.xlsx". A sua estrutura é apresentada na **Tabela 4.3**.

Tabela 4.3 - Excerto de "results_2022" para uma bateria com duração de duas horas.

Date	Hour	PricePT	Average	BuySell	UpdatedPrice
2022-01-01	10	70.05	73.42	-1	70.13
2022-01-01	11	76.79	80.45	-1	76.87
2022-01-01	21	189.26	190.04	0.89	189.21
2022-01-01	22	190.81	189.60	0.89	190.75
2022-01-02	13	110.00	110.26	-1	110.32
2022-01-02	14	110.52	113.20	-1	110.58
2022-01-02	21	208.38	208.74	0.89	208.35
2022-01-02	22	209.10	200.23	0.89	209.07
2022-01-03	5	144.49	146.68	-1	144.57
2022-01-03	6	148.86	151.32	-1	148.94
2022-01-03	9	189.26	186.40	0.89	189.23
2022-01-03	10	183.54	172.13	0.89	183.51
2022-01-03	16	112.87	119.84	-1	112.92
2022-01-03	17	126.80	137.65	-1	126.85
2022-01-03	19	175.06	177.53	0.89	175.03
2022-01-03	20	180.00	166.89	0.89	179.97
2022-01-03	23	114.11	107.24	-1	114.16
2022-01-03	24	100.36	112.92	-1	100.40
...					

No *Excel*, com base nos valores armazenados na tabela em “results_2022”, procede-se ao cálculo dos resultados anuais, mensais e diários alcançados através da operação de arbitragem.

O cálculo do resultado horário, dado pela expressão (4.14), é realizado a partir da capacidade de armazenamento; da profundidade de descarga (DoD); do valor da coluna “BuySell”, que assume o valor “-1”, em caso de compra, e o valor da eficiência de carregamento, em caso de venda; do valor da coluna “UpdatedPrice”, que indica o valor atualizado do preço horário; e da duração das operações de carga e descarga da bateria. Para obter os resultados da operação como *price-taker*, é necessário utilizar os valores da coluna “PricePT” em vez dos da coluna “UpdatedPrice”.

$$Resultado\ horário_i = \frac{Capacidade * DoD * BuySell_i * UpdatedPrice_i}{Duração\ da\ bateria} \quad (4.14)$$

O lucro anual é dado pelo somatório dos resultados horários, como indica a expressão (5.4).

$$Lucro_{anual} = \sum Resultado\ horário_i \quad (4.15)$$

O número de ciclos anual é dado pelo quociente do total anual de horas em operação, que equivale ao comprimento da tabela, e a duração das operações de carga e descarga, como registado na expressão (4.16).

$$N^{\circ}\ de\ ciclos_{anual} = \frac{Comprimento\ da\ tabela}{Duração\ da\ bateria} \quad (4.16)$$

O lucro médio por ciclo é obtido, então, pelo quociente do lucro anual pelo número de ciclos (4.17).

$$Lucro\ médio_{ciclo} = \frac{Lucro_{anual}}{N^{\circ}\ de\ ciclos_{anual}} \quad (4.17)$$

Para a análise mensal, é realizado um processo análogo ao acima descrito para cada mês. Já na análise diária, são contabilizados os dias com o mesmo número de horas de operação diária, o total de dias em que o sistema entrou em operação e a média de ciclos diários efetuados. Foi ainda obtida a distribuição diária das horas selecionadas para operações de carga e descarga.

Capítulo 5

Resultados

Neste Capítulo são definidos dois Casos de estudo, A e B, com base na utilização de baterias de ião-lítio com duração de carregamento de quatro e duas horas, respetivamente. Os resultados referentes ao ano de 2022 são examinados em maior detalhe, a nível anual, mensal, diário e horário.

De seguida, é analisada a evolução dos resultados para um período mais alargado, de 2019 a 2023, e são efetuadas comparações com trabalhos anteriores.

Em último lugar, é apresentada a análise de viabilidade económica efetuada para cada um dos Casos.

5.1 - Caso de estudo A

Na **Tabela 5.1** é registada a configuração da bateria utilizada neste caso de estudo. Estes parâmetros são considerados inputs no programa desenvolvido.

Tabela 5.1 - Parâmetros da bateria utilizada no Caso de estudo A.

Capacidade de armazenamento	10 MWh
Duração do carregamento	4 horas
Duração do descarregamento	4 horas
Potência	2.5 MW
Eficiência	89%
Profundidade de descarga (DoD)	80%

Tal como é referido na secção 4.2 , o sistema de armazenamento utilizado neste trabalho é considerado um *price-maker*, pelo que todo os resultados apresentados estão em

concordância com esse princípio, salvo exceções devidamente identificadas. Os valores correspondentes a quantias monetárias são apresentados em euros (€).

Na **Tabela 5.2** são apresentados os resultados anuais obtidos para 2022, incluindo a comparação com o lucro obtido considerando o sistema como *price-taker*, isto é, sem influência direta no preço de mercado.

Tabela 5.2 - Resultados anuais obtidos para o Caso de estudo A.

Lucro total	164 262.90 €
Nº de ciclos	571
Lucro por ciclo	287.68 €
Horas em operação	4568 horas
Lucro como <i>price-taker</i>	164 492.15 €
Diferença como <i>price-taker</i>	0.14%

Devido à capacidade definida para o armazenamento ser um valor muito inferior à quantidade de energia transacionada no mercado em cada hora, o impacto da operação desta bateria no preço de mercado acaba por ser reduzido. Por esta razão, os lucros obtidos como *price-maker* sofrem uma redução de apenas 0.14%.

Os lucros obtidos em cada mês e a sua comparação com os resultados da operação como *price-taker* encontram-se registados na **Tabela 5.3**. A diferença média dos lucros como *price-taker* situa-se nos 0.16%. Este valor difere do valor anual devido à ocorrência excecional de uma diferença negativa, no mês de maio.

Tabela 5.3 - Resultados mensais para o Caso de estudo A.

Mês	Nº de ciclos	Lucro total	Lucro por ciclo	Lucro como <i>price-taker</i>	Diferença como <i>price-taker</i>
Janeiro	50	10 857.79	217.16	10 875.27	0.16%
Fevereiro	49	13 681.40	279.21	13 701.77	0.15%
Março	52	15 779.26	303.45	15 847.32	0.43%
Abril	47	22 250.21	473.41	22 298.36	0.22%
Maio	49	12 748.47	260.17	12 733.22	-0.12%
Junho	41.875	9 237.07	220.59	9 250.68	0.15%
Julho	39	5 939.02	152.28	5 951.30	0.21%
Agosto	42.125	11 204.13	265.97	11 219.82	0.14%
Setembro	50	20 195.38	403.91	20 206.76	0.06%
Outubro	54	19 172.47	355.05	19 187.14	0.08%
Novembro	50	13 402.83	268.06	13 416.90	0.10%
Dezembro	47	9 794.88	208.40	9 803.61	0.09%

A evolução dos lucros mensais ao longo do ano é apresentada na **Figura 5.1**. Esta apresenta grandes variações ao longo do ano, atingindo o seu ponto máximo em abril e o

mínimo em julho. Os melhores resultados foram alcançados nos meses da primavera e do outono. A média anual do lucro mensal é de 13 688.58 € com um desvio-padrão de 4 657.14 €.

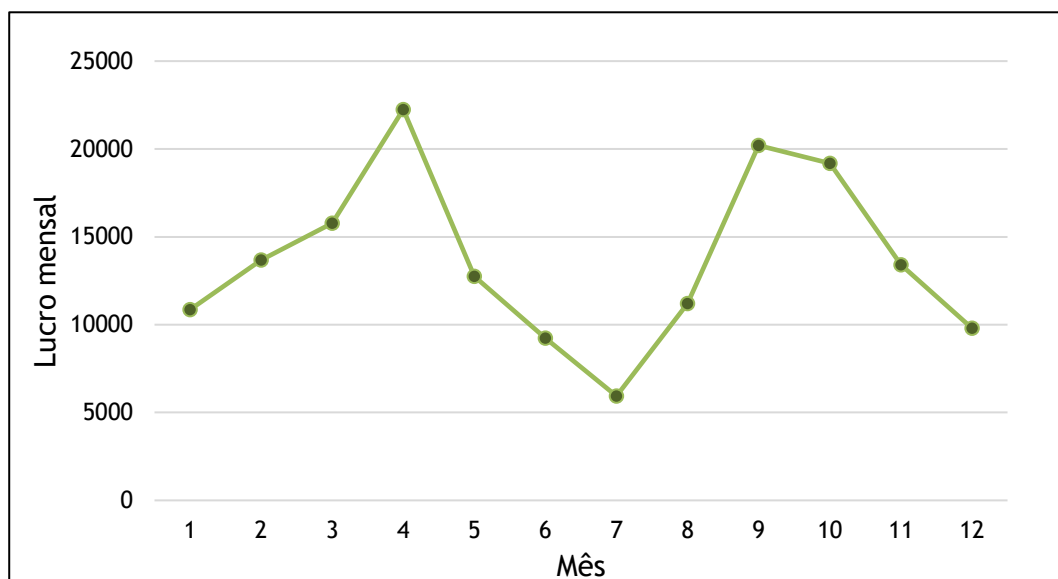


Figura 5.1 - Evolução dos lucros mensais para o Caso de estudo A.

Na Figura 5.2, pode observar-se a evolução, ao longo do ano, das médias mensais do lucro por ciclo e da amplitude diária de preços, correspondente à diferença entre os preços máximo e mínimo, em cada dia. Verifica-se uma correlação positiva entre os dois conjuntos de dados, com o lucro por ciclo a amplificar as tendências exibidas pela amplitude diária de preços. Como era esperado, o comportamento do lucro por ciclo é semelhante ao lucro mensal.

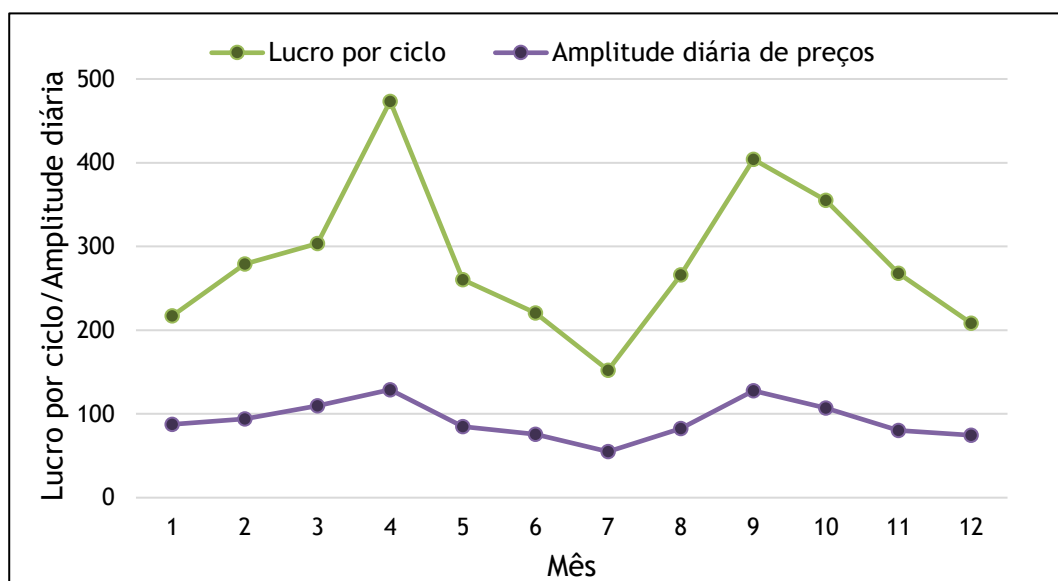


Figura 5.2 - Médias mensais do lucro por ciclo e da amplitude diária de preços para o Caso de estudo A.

Na **Figura 5.3**, cada coluna corresponde ao somatório dos dias nos quais o sistema se encontra em operação durante um determinado número de horas. Como seria expectável, os resultados são mais elevados para as 8 e 16 horas de operação diária. Note-se que o primeiro corresponde à realização de um ciclo completo de carregamento/descarregamento, com o segundo a corresponder a dois ciclos completos. No total, o sistema de armazenamento entra em operação em 362 dias do ano e são efetuados, em média, 1.56 ciclos por dia.

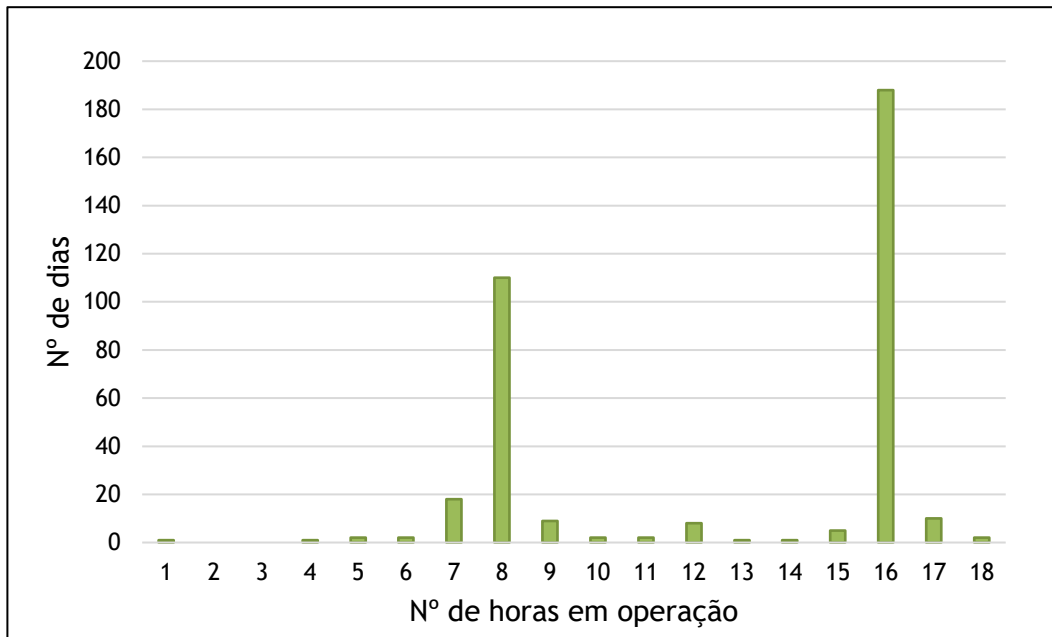


Figura 5.3 - Distribuição diária do número de horas em operação para o Caso de estudo A.

As distribuições horárias das operações de carregamento da bateria, correspondentes às horas de compra, e de descarregamento, correspondentes às horas de venda, podem ser observadas na **Figura 5.4**. Para cada uma das situações, verifica-se a existência de dois períodos preferenciais para a compra e venda de energia. Relativamente às horas de compra, o primeiro período corresponde ao intervalo das 2 às 7 horas, e o segundo prolonga-se das 13 às 19 horas. Já no caso das horas de venda, o primeiro período situa-se entre as 7 e as 11 horas e o segundo entre as 19 e as 24 horas.

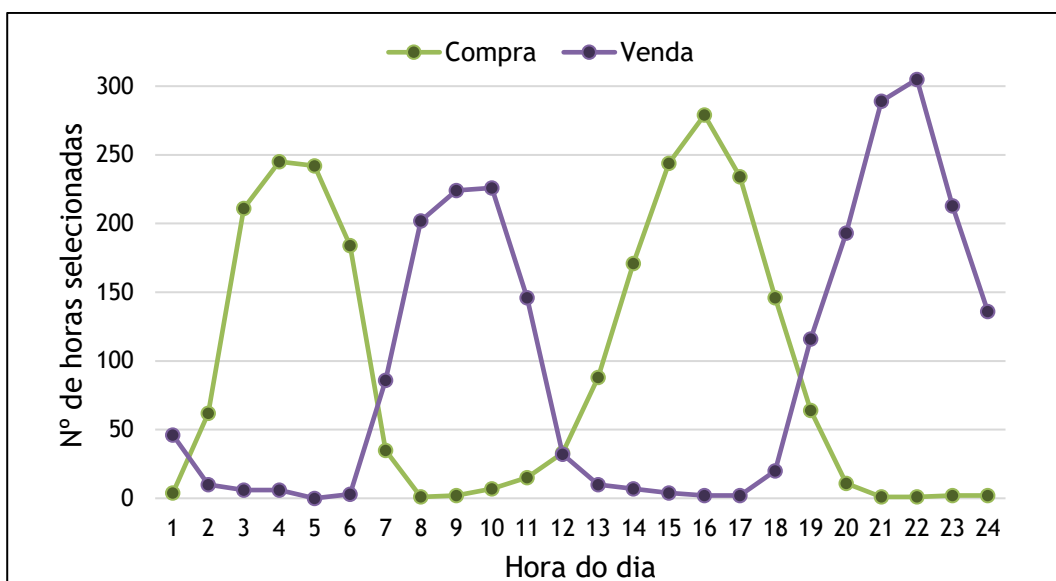


Figura 5.4 - Distribuição horária das operações de compra e venda no caso de estudo A.

5.2 - Caso de estudo B

A Tabela 5.4 apresenta a configuração da bateria utilizada neste caso de estudo. A principal alteração, relativamente ao caso de estudo A, é a redução para metade, da duração estabelecida para os períodos de carregamento/descarregamento. Uma vez que a capacidade de armazenamento se mantém constante, a potência da bateria, necessariamente, duplica.

Tabela 5.4 - Parâmetros da bateria utilizada no Caso de estudo B.

Capacidade de armazenamento	10 MWh
Duração do carregamento	2 horas
Duração do descarregamento	2 horas
Potência	5 MW
Eficiência	89%
Profundidade de descarga (DoD)	80%

Os resultados anuais para o ano de 2022 encontram-se explicitados na Tabela 5.5. Em comparação com o caso de estudo A, registou-se um aumento de 32% no lucro total anual, assim como um aumento de 16% no número de ciclos e de 14% no lucro por ciclo. A diferença relativa aos lucros como *price-taker* é, também, superior à do caso anterior. Ao mesmo tempo, devido à utilização de ciclos mais curtos, o número de horas em operação é reduzido em 42%.

Estes factos permitem concluir que a bateria com tempo de carregamento de duas horas demonstra uma melhor capacidade do aproveitamento dos preços extremos tendo, também, mais facilidade em encontrar pares mínimo-máximo lucrativos. Esta situação é impulsionada

pelo facto de a média móvel para quatro horas aplicar uma atenuação mais acentuada da amplitude de preços, quando comparada com a média móvel para duas horas.

Tabela 5.5 - Resultados anuais para o Caso de estudo B.

Lucro total	216 444.473 €
Nº de ciclos	661
Lucro por ciclo	327.450 €
Horas em operação	2644 horas
Lucro como <i>price-taker</i>	216 891.504 €
Diferença como <i>price-taker</i>	0.21%

Os lucros obtidos em cada mês e a sua comparação com os resultados da operação como *price-taker*, são registados na **Tabela 5.6**. A diferença média dos lucros como *price-taker* situa-se nos 0.24%. Apesar de aumentar 50% relativamente ao Caso de estudo A, este valor continua a ser muito reduzido.

O mês de abril foi aquele em que o lucro menos aumentou em relação ao Caso de estudo A, apenas 19%, ficando significativamente abaixo da média. Por esse motivo, foi ultrapassado pelo mês de setembro na posição de mês mais lucrativo, com o mês de outubro em terceiro lugar, muito próximo dos valores de abril. A média anual do lucro mensal é de 18 037.04 € e o desvio-padrão sobe 29%, para 5993.63 €.

Tabela 5.6 - Resultados mensais para o Caso de estudo B.

Mês	Nº de ciclos	Lucro total	Lucro por ciclo	Lucro como <i>price-taker</i>	Diferença como <i>price-taker</i>
Janeiro	57	14 548.29	255.23	14 589.23	0.28%
Fevereiro	55	17 803.36	323.70	17 846.51	0.24%
Março	58	20 431.83	352.27	20 505.61	0.36%
Abril	54	26 623.85	493.03	26 730.27	0.40%
Maio	52	16 103.33	309.68	16 073.16	-0.19%
Junho	46	12 261.85	266.56	12 291.22	0.24%
Julho	48	8 052.28	167.76	8 079.45	0.34%
Agosto	56	15 468.76	276.23	15 508.97	0.26%
Setembro	60	28 412.81	473.55	28 440.97	0.10%
Outubro	59	26 221.61	444.43	26 253.97	0.12%
Novembro	57	16 978.42	297.87	17 011.09	0.19%
Dezembro	59	13 538.08	229.46	13 561.06	0.17%

O padrão observado no Caso de estudo A, com os melhores desempenhos a ocorrerem na primavera e no outono e os piores no verão e no inverno, é replicado, aproximadamente, neste Caso de estudo B, como se pode verificar na **Figura 5.5**.

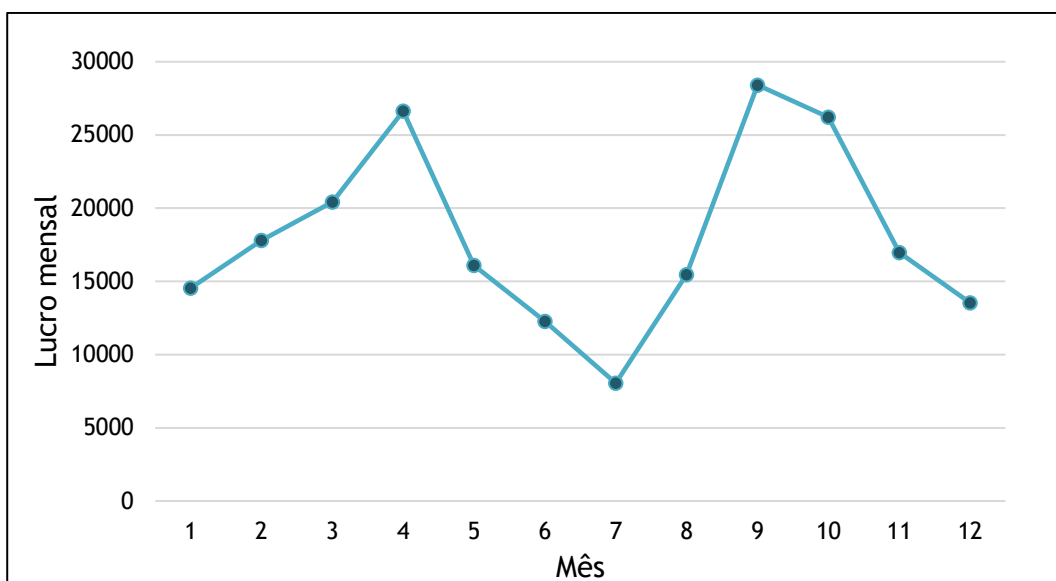


Figura 5.5 - Evolução dos lucros mensais para o caso de estudo B.

Mais uma vez, o comportamento da média do lucro por ciclo é praticamente idêntico ao do lucro mensal e a correlação entre a média do lucro por ciclo e a média da amplitude diária de preços é verificada novamente, como se pode visualizar na **Figura 5.6**.

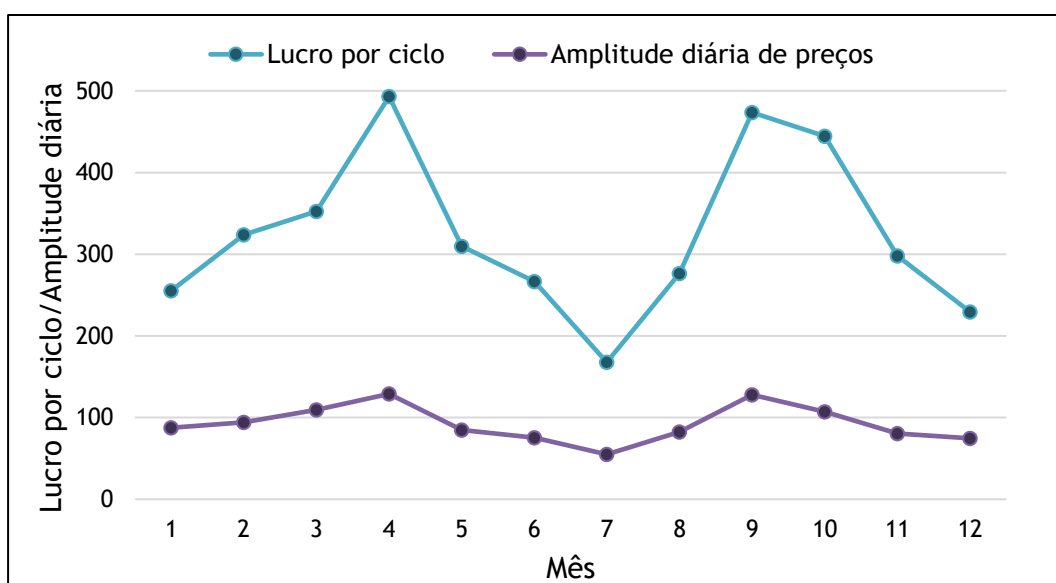


Figura 5.6 - Médias mensais do lucro por ciclo e da amplitude diária de preços para o Caso de estudo B.

Cada coluna na **Figura 5.7**, corresponde ao somatório dos dias nos quais o sistema se encontra em operação durante um determinado número de horas. Tal como no caso de estudo A, os resultados são mais elevados para as horas de operação diária correspondentes a um e dois ciclos completos. Para este caso, as duas situações apresentam uma maior preponderância, o que pode ser explicado pela utilização de ciclos de menor duração, facilitando a conclusão dos mesmos dentro do intervalo de 24 horas diário. No total, o sistema de armazenamento entra em operação em 364 dias do ano e são efetuados, em média, 1.81 ciclos por dia.

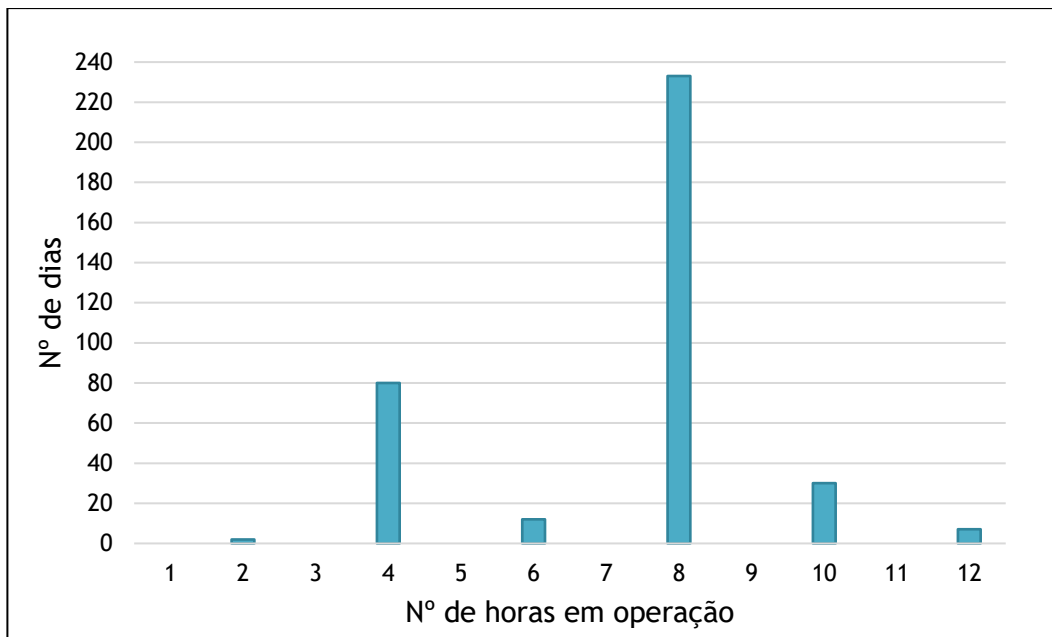


Figura 5.7 - Distribuição diária do número de horas em operação para o Caso de estudo B.

Podem-se observar na **Figura 5.8**, as distribuições horárias das operações de carregamento da bateria, correspondentes às horas de compra, e de descarregamento, correspondentes às horas de venda. Mais uma vez, existem dois períodos preferenciais, para a realização de cada tipo de operação. Relativamente ao Caso de estudo A, estes períodos são mais curtos e as diferenças para as restantes horas do dia são mais acentuadas. Para as horas de compra, o primeiro período vai das 3 até às 6 horas, enquanto o segundo vai das 15 às 18 horas. No caso das horas de venda, o primeiro período situa-se entre as 8 e as 10 horas e o segundo entre as 20 e 23 horas.

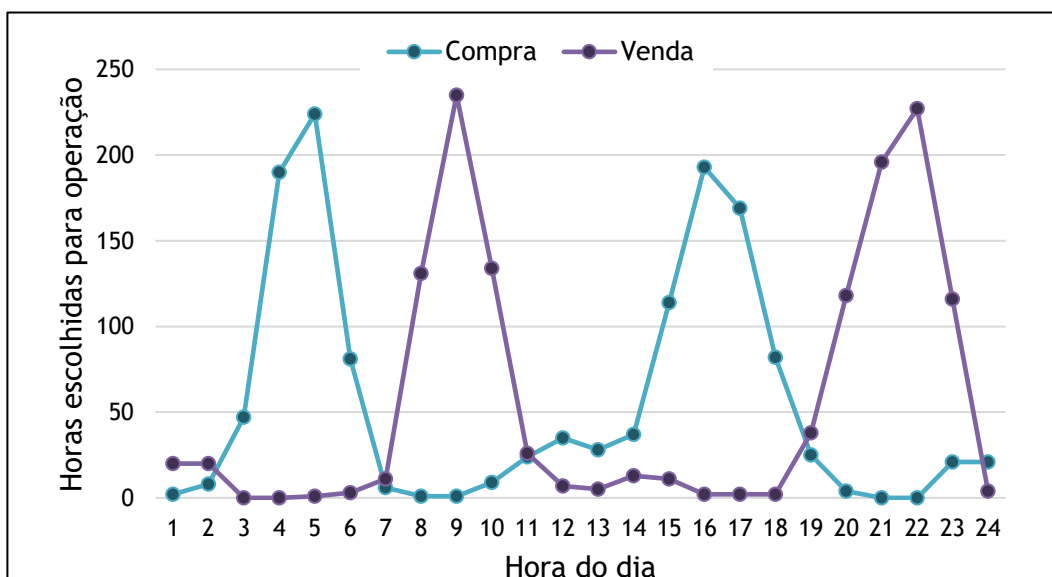


Figura 5.8 - Distribuição horária das operações de compra e venda no Caso de estudo B.

5.3 - Análise do período 2019-2023

Dando por concluída a análise dos dois Casos de estudo para o ano de 2022, a aplicação desenvolvida foi utilizada para se obter os resultados relativos aos restantes anos do período 2019-2023. A **Figura 5.9** apresenta a evolução dos lucros anuais, através da operação de baterias com tempos de carregamento de duas e quatro horas.

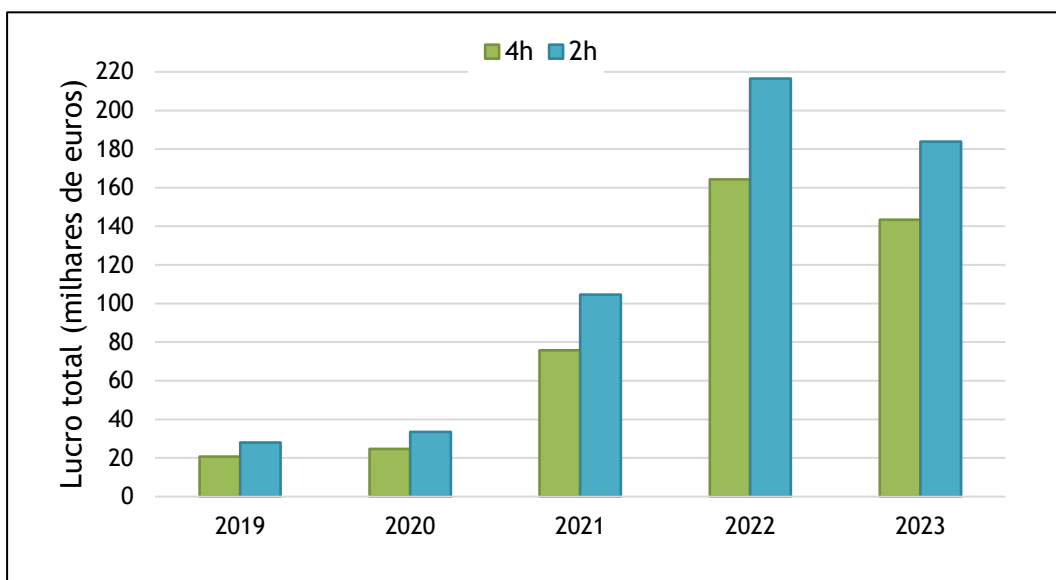


Figura 5.9 - Lucros anuais para o período 2019-2023.

Como já foi abordado na análise dos Casos de estudo A e B, o lucro obtido está positivamente correlacionado com a amplitude dos preços horários. Desse modo, é possível inferir que a evolução dos lucros ao longo do intervalo analisado se deve ao crescimento, nos últimos anos, da amplitude dos preços horários do mercado de energia elétrica.

Um dos fatores que oferece uma possível explicação para esse fenómeno é a subida de preços das *commodities* energéticas, como o carvão, o petróleo e sobretudo, o gás natural. Este último, já no segundo semestre de 2021 registava um crescimento dos preços acelerado, e acabou mesmo por atingir valores máximos em 2022, na sequência do conflito Rússia-Ucrânia.

O impacto dessa subida agressiva de preços reflete-se, principalmente, nas horas de ponta onde entram em funcionamento as centrais termoelétricas, pois são estas que, pela natureza do mercado spot, definem o preço horário. As horas de ponta sofrem, assim, um agravamento dos preços, e contribuem para o aumento da amplitude diária de preços.

Já em 2023, a descida do preço do gás natural pode justificar a queda no lucro obtido. Esta não foi, porém, particularmente acentuada, possivelmente pelo custo das licenças de CO2 ter permanecido elevado. Por fim, as várias semelhanças entre a **Figura 5.9** e a evolução dos preços das *commodities*, apresentada na **Figura 5.10**, corrobora a explicação apresentada.

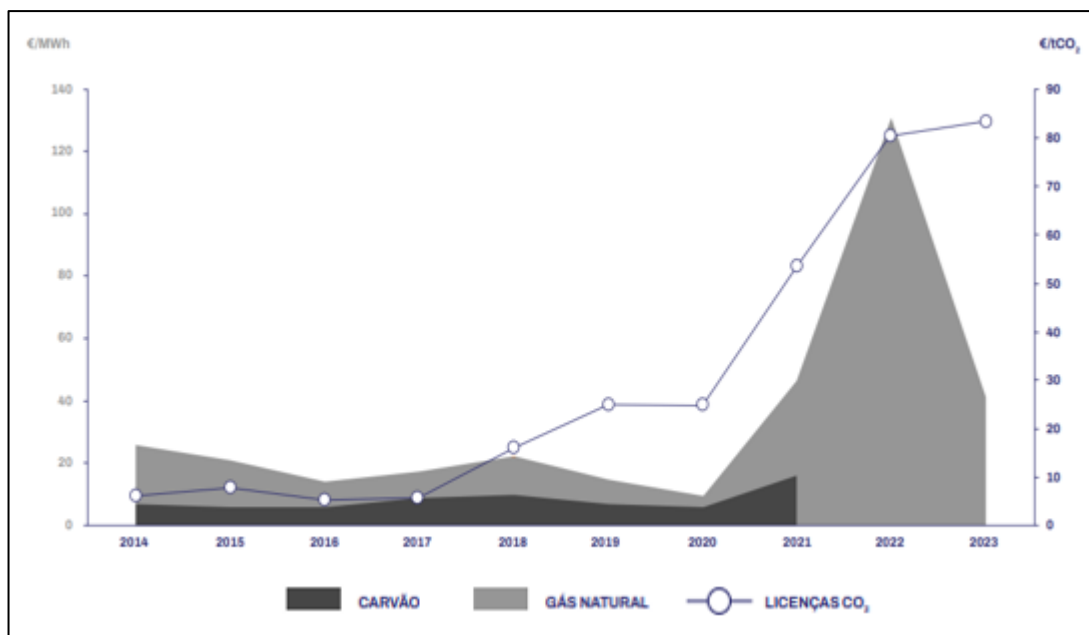


Figura 5.10 - Preço das *commodities*: carvão (cinzento-escuro), gás natural (cinzento-claro) e licenças de CO₂ (linha azul)[41].

Por outro lado, o aumento da taxa de penetração das renováveis promove a ocorrência regular de horas em que o consumo é sustentado em grande parte, ou mesmo na sua totalidade, pela produção proveniente de fontes de energia renovável. Esse facto, leva a uma redução significativa dos preços horários nessas mesmas horas, chegando a atingir-se, pontualmente, valores negativos. A **Figura 5.11** apresenta a tendência de crescimento do contributo das fontes de energia renovável na produção de eletricidade (FER-E) em Portugal.

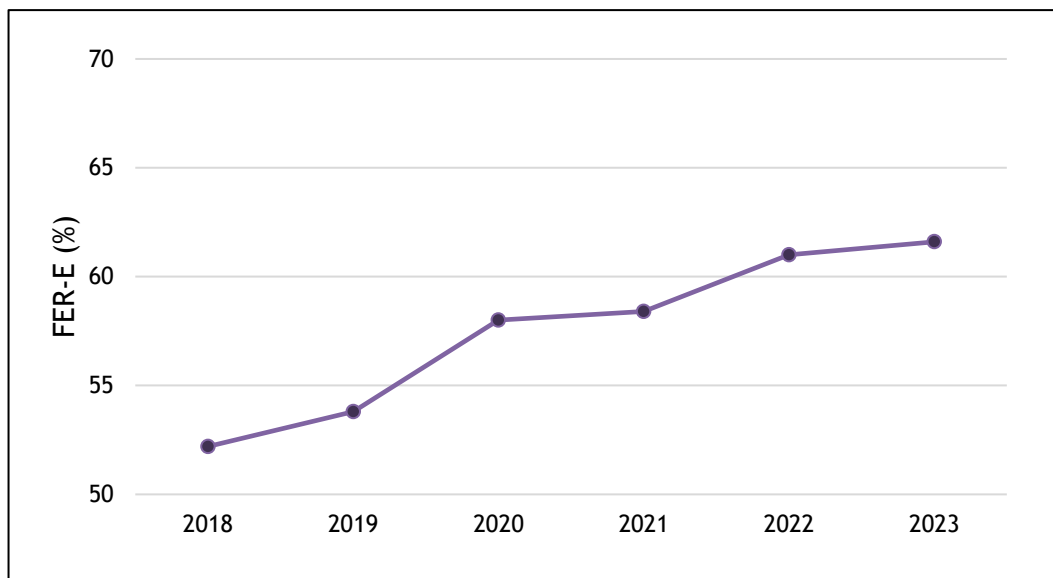


Figura 5.11 - Contributo das fontes de energia renovável na produção de eletricidade (FER-E) em Portugal, de acordo com [41].

A **Figura 5.12** apresenta o total anual de ciclos realizados, para cada ano do período em questão. Analisando o desempenho de bateria, de forma isolada, constata-se que não existe

qualquer correlação entre o número de ciclos, que se mantém relativamente constante, e o lucro anual obtido. Contudo, a comparação entre os resultados anuais de ambas as baterias, mostra que a bateria com tempo de carregamento de duas horas tem a possibilidade de efetuar um maior número de ciclos ao longo do ano, o que tem um impacto positivo no lucro obtido.

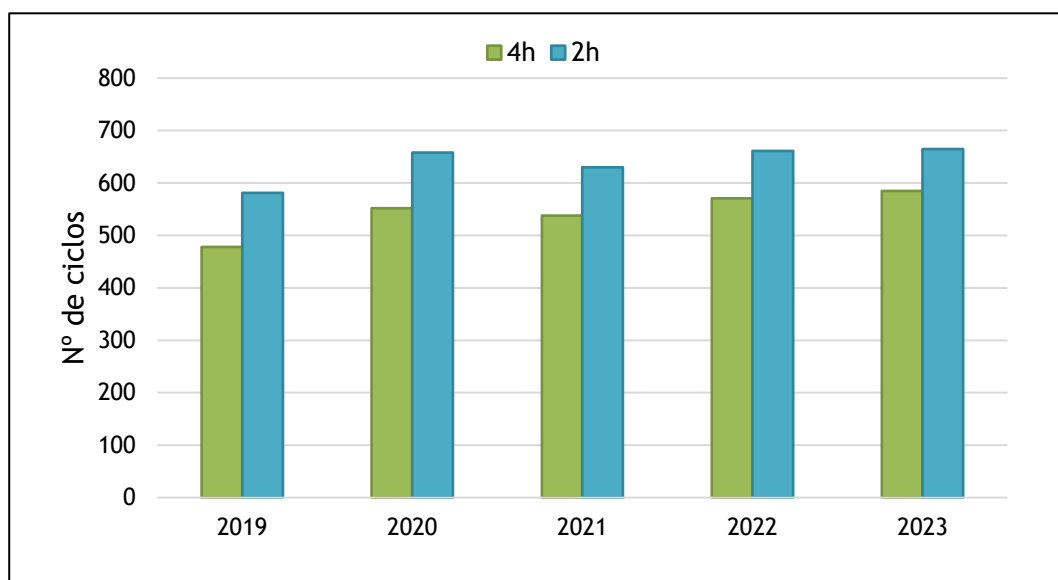


Figura 5.12 - Número de ciclos por ano, para o período 2019-2023.

Por último, considerou-se relevante estabelecer-se uma comparação direta com os resultados reportados em [26], para os anos de 2021 e 2022. Note-se que esses resultados foram obtidos unicamente para baterias de quatro horas, com capacidades de armazenamento de 10 e 100 MWh. Para o ano de 2021 são, ainda, disponibilizados os resultados para as simulações como *price-maker* e *price-taker*.

Deste modo, além dos resultados já obtidos para a bateria de 10 MWh, simulou-se, também, a operação de uma bateria de 100 MWh, para os anos de 2021 e 2022. Na Tabela 5.7, é apresentada a comparação entre os resultados obtidos para 2021.

Tabela 5.7 - Comparação com resultados reportados em trabalhos anteriores para o ano de 2021.

Capacidade de armazenamento	Lucro total no trabalho atual			Lucro total em [26]		
	<i>price-maker</i>	<i>price-taker</i>	Diferença	<i>price-maker</i>	<i>price-taker</i>	Diferença
10 MWh	75 728	75 840	0.15%	72 185	72 254	0.10%
100 MWh	762 117	772 686	1.39%	715 636	722 541	0.96%
Melhoria entre trabalho atual e [26] (<i>price-maker</i>)			10 MWh	4.91%		
			100 MWh	6.50%		

Os resultados para ano de 2021, mostram que se conseguem obter lucros mais elevados no trabalho atual, e que essa melhoria se torna mais significativa com o aumento da capacidade de armazenamento. Verifica-se, também, que a operação como *price-maker*, no trabalho atual, resulta numa redução mais acentuada do lucro total.

Na **Tabela 5.8**, os resultados obtidos para o ano de 2022 confirmam, novamente, que os lucros obtidos no trabalho atual são superiores, e que a melhoria dos resultados aumenta com a capacidade de armazenamento. De realçar, também, que as melhorias alcançadas para 2022 são bastante superiores às conseguidas para 2021, sugerindo que o programa desenvolvido tem a capacidade de aproveitar, de forma mais eficaz, as maiores diferenças de preços.

Tabela 5.8 - Comparação com resultados reportados em trabalhos anteriores para o ano de 2022.

Capacidade de armazenamento	Lucro total no trabalho atual	Lucro total em [26]
10 MWh	164 263	141 534
100 MWh	1 649 169	1 403 925
Melhoria entre trabalho atual e [26]	10 MWh	16.06%
	100 MWh	17.47%

5.4 - Análise de viabilidade económica

5.4.1 - Aspetos gerais

Nesta secção procedeu-se à análise da viabilidade económica da arbitragem de preços, através da operação de baterias de ião-lítio com durações de duas e quatro horas, com base nos lucros obtidos para o ano de 2022.

Uma bateria sofre, inevitavelmente, com o envelhecimento de calendário, que se sucede independentemente dos padrões de uso e está associado a fatores como a temperatura, a humidade ou a configuração química da bateria; e com o envelhecimento de ciclo, causado pela cargas e descargas constantes da bateria e associado a fatores como a diferença de potencial ou a profundidade de descarga.

Por esta razão, torna-se essencial incorporar o efeito da degradação das características técnicas da bateria no cálculo dos lucros anuais. Optou-se, então, por considerar alterações anuais, no Estado de Saúde e na eficiência de *round-trip*.

O Estado de Saúde mede a degradação da capacidade de armazenamento e indica qual a capacidade atual da bateria, comparativamente ao valor nominal. Com base em [42], estabeleceu-se uma perda anual de 2% do armazenamento nominal. A capacidade para um determinado ano de operação a (tendo 2025 como ano zero), é dada pela expressão (5.1).

$$Capacidade_a = Capacidade_{2025} * (1 - 0.02 * a) \quad (5.1)$$

A eficiência de carregamento, inicialmente estipulada em 89%, corresponde à raiz quadrada da eficiência de *round-trip*. De acordo com [40], a eficiência de *round-trip* diminui, em média, 0.5% ao ano. O valor da eficiência de carregamento é utilizado, na coluna “BuySell”, para indicar operações de compra. Desta forma, o valor da coluna a ser utilizado em cálculos subsequentes relativos a operações de compra, é ajustado através da expressão (5.2).

$$BuySell_a = 0.89 * \sqrt{1 - 0.005 * a} \quad (5.2)$$

O resultado horário, é calculado de maneira idêntica à indicada na secção 4.5 pela equação (4.13), agora com parâmetros atualizados (5.3). A receita operacional anual é dada pelo somatório dos resultados horários, como indica a expressão (5.4).

$$Resultado\ horário_{i,a} = \frac{Capacidade_a * DoD * BuySell_a * UpdatedPrice_{i,a}}{Duração\ da\ bateria} \quad (5.3)$$

$$Receita\ operacional_{anual} = \sum Resultado\ horário_{ajustado} \quad (5.4)$$

Para determinar o custo de investimento inicial, acedeu-se ao *Annual Technology Baseline* de 2023 [43], disponibilizado pelo *National Renewable Energy Laboratory's*, e obteve-se a projeção do custo total para um sistema de armazenamento de larga escala, em \$/kW, para o ano de 2025. De seguida, a partir da projeção da taxa de câmbio EUR/USD para 2025, situada nos 1.15 \$ [44], o investimento inicial é convertido para €/MW em (5.5). Finalmente, o valor absoluto do investimento inicial, para o ano de 2025, é calculado por (5.6).

$$Investimento\ inicial_{€/MW} = \frac{Investimento\ inicial_{\$/kW} * 10^3}{Taxa\ de\ câmbio} \quad (5.5)$$

$$Investimento\ inicial_{2025} = Investimento\ inicial_{€/MW} * Potência\ da\ bateria_{MW} \quad (5.6)$$

Os custos anuais de operação e manutenção, segundo [43], equivalem a 2.5% do custo de investimento inicial (5.7). Tratando-se de uma análise a médio-longo prazo acresce, ainda, a necessidade de se ajustarem os custos anuais à inflação. Nesse sentido assumiu-se uma taxa de inflação anual de 2% sobre a previsão dos custos operacionais para 2025. O custo operacional anual é dado pela expressão (5.8).

$$Custo\ operacional_{2025} = 0.025 * Investimento\ inicial_{2025} \quad (5.7)$$

$$Custo\ operacional_{anual} = Custo\ operacional_{2025} * Taxa\ de\ inflação \quad (5.8)$$

O resultado anual, também denominado por *cash-flow*, é obtido pela diferença entre as receitas e os custos operacionais (5.9). Este resultado tem, ainda, de ser descontado de

acordo com uma taxa de atualização, ta , de 5%. Este valor encontra-se em linha com os valores adotados pela ERSE para as atividades reguladas em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores.

$$Resultado_{anual} = \frac{Receita_{operacional_{anual}} - Custo_{operacional_{anual}}}{(1 + ta)^a} \quad (5.9)$$

O resultado total, também denominado por *Net Present Value* (NPV), corresponde ao somatório dos resultados anuais descontados para o ano inicial, como indicado em (5.10).

$$NPV = \sum Resultado_{anual} \quad (5.10)$$

Por fim, o Índice de Rentabilidade, que indica a percentagem do investimento recuperada pelos resultados financeiros alcançados durante a vida útil da bateria, é dado pela expressão (5.11).

$$Índice \text{ de Rentabilidade } \% = \frac{NPV}{Investimento \text{ inicial}} * 100 \quad (5.11)$$

5.4.2 - Caso de estudo A

O resultado do investimento, realizado para o Caso de estudo A, é apresentado na **Tabela 5.9**. O investimento inicial é calculado para uma bateria com tempo de carregamento de quatro horas e uma potência de 2.5 MW, com um custo projetado de 1248.85 €/MW. O período de operação analisado estende-se por dez anos, no entanto, uma vez que os resultados anuais a partir de 2033 são negativos, só são considerados os primeiros sete anos no cálculo dos indicadores económicos.

Tabela 5.9 - Análise de viabilidade económica para o Caso de estudo A.

Ano	Ano de operação	Receita operacional	Rácio de inflação	Custo operacional	Investimento inicial	Resultado anual descontado
2025	0	-	-	-	3 122 123.91	-3 122 123.91
2026	1	164 262.90	1	78 052.17	-	82 105.45
2027	2	158 990.61	1.02	79 613.22	-	71 997.63
2028	3	151 865.91	1.04	81 174.26	-	61 066.10
2029	4	141 679.26	1.06	82 735.30	-	48 493.33
2030	5	129 034.88	1.08	84 296.35	-	35 053.81
2031	6	114 670.56	1.1	85 857.39	-	21 500.83
2032	7	99 384.92	1.12	87 418.43	-	8 504.36
2033	8	83 961.97	1.14	88 979.48	-	-3 396.05
2034	9	69 103.09	1.16	90 540.52	-	-13 818.76
2035	10	55 374.91	1.18	92 101.57	-	-22 546.98
NPV no período 2025-2032				-2 793 402.39		
Índice de rentabilidade				10.53%		

Pela consulta da **Tabela 5.9**, verifica-se que a arbitragem de preços resulta num prejuízo de 2 793 402 €, sendo possível recuperar apenas 10.53% do investimento inicial. Desta forma, conclui-se que a arbitragem de preços com recurso ao sistema de armazenamento proposto no Caso de estudo A, não é economicamente viável. A tabela completa pode ser consultada no Anexo D1.

De seguida, com recurso ao *Solver* do *Excel*, é determinado o custo relativo de investimento para o sistema de armazenamento que permitiria cobrir totalmente o investimento inicial, sendo obtido um preço-objetivo de 311.39 €/kW. Em comparação com o custo previsto para 2025 [44], este preço corresponde a uma redução de 75%. Também considerando a projeção mais otimista para 2050, verifica-se que esta fica aquém do preço-objetivo, com um valor previsto de 511 €/kW. Por estes motivos, um cenário de viabilidade económica para a arbitragem de preços pode considerar-se irrealista, mesmo numa perspetiva de longo prazo. A tabela com a resolução do *Solver* é apresentada no Anexo D2.

Em último lugar, de forma a estabelecer uma comparação direta com a análise de viabilidade económica realizada em [26], pode-se optar por desconsiderar a degradação da bateria, assumir as mesmas projeções para o investimento inicial e custos operacionais e considerar um período de operação de 16 anos. Uma vez que o número de ciclos anual, no trabalho atual, é 66% superior ao obtido em [26], os custos operacionais são ajustados na mesma proporção. Com esta abordagem, os resultados obtidos através da aplicação desenvolvida neste trabalho demonstram uma melhoria clara: o resultado da operação, ainda que se mantenha negativo, é reduzido de -1 177 868 € para -906 772 €, o que representa uma subida do índice de rentabilidade de 44% para 62%. A análise completa pode ser consultada no Anexo D3.

5.4.3 - Caso de estudo B

O resultado do investimento, para o caso de estudo B, é apresentado na **Tabela 5.10**. O investimento inicial é calculado para uma bateria com tempo de carregamento de duas horas e uma potência de 5 MW, com um custo projetado de 749.77 €/MW. O período de operação simulado estende-se por dez anos, no entanto, uma vez que os resultados anuais a partir de 2034 são negativos, consideram-se apenas os primeiros oito anos no cálculo dos indicadores económicos.

Como se pode observar na **Tabela 5.10**, é registado um NPV de -3 256 145 € e consegue-se recuperar apenas 13.14% do investimento inicial. Os resultados permitem, portanto, concluir que a arbitragem de preços com recurso ao sistema de armazenamento proposto no Caso de estudo B não é economicamente viável. A tabela completa é apresentada no Anexo D1.

Comparativamente ao Caso anterior, o Caso de estudo B apresenta um prejuízo 16% superior. Em contrapartida, o Índice de Rentabilidade regista um aumento de 25% e o sistema mostra-se, ainda, capaz de operar durante mais tempo sem apresentar prejuízo. Isto significa que, embora os valores em ambos os Casos estejam longe do ideal, o sistema de

armazenamento com tempo de carregamento de duas horas encontra-se mais próximo de atingir a viabilidade económica.

Tabela 5.10 - Análise de viabilidade económica para o Caso de estudo B.

Ano	Ano de operação	Receita operacional	Rácio de inflação	Custo operacional	Investimento inicial	Resultado anual descontado
2025	0	-	-	-	3 748 852.17	-3 748 852.17
2026	1	216 444.47	1	93 721.74	-	116 878.79
2027	2	209 773.27	1.02	95 596.17	-	103 561.99
2028	3	200 372.90	1.04	97 470.61	-	88 890.86
2029	4	186 936.56	1.06	99 345.04	-	72 061.75
2030	5	170 249.49	1.08	101 219.48	-	54 086.82
2031	6	151 297.11	1.1	103 093.91	-	35 969.97
2032	7	131 129.13	1.12	104 968.35	-	18 591.98
2033	8	110 779.98	1.14	106 842.78	-	2 664.85
2034	9	91 175.08	1.16	108 717.22	-	-11 307.82
2035	10	73 062.03	1.18	110 591.65	-	-23 039.93
NPV no período 2025-2033				-3 256 145.16		
Índice de rentabilidade				13.14%		

Por fim, através do *Solver* do *Excel*, é determinado o custo relativo de investimento para o sistema de armazenamento que permitiria cobrir a totalidade do investimento inicial. O resultado obtido para o preço-objetivo é de 205.38 €/kW, o que corresponde a uma redução de 73% em relação ao custo previsto para 2025 [44]. Considerando a projeção mais otimista para 2050, o preço-objetivo volta a ser consideravelmente superior ao custo previsto de 303 €/kW. Por estes motivos e tal como no Caso de estudo anterior, um cenário de viabilidade económica para a arbitragem de preços é irrealista, a curto, médio e longo prazo. A resolução do *Solver* pode ser consultada no Anexo D2.

Capítulo 6

Conclusão

6.1 - Considerações finais

Nesta dissertação, foi estudada a integração de sistemas de armazenamento de energia em larga-escala na rede elétrica, com vista à arbitragem de preços. Nesse sentido, desenvolveu-se uma aplicação, tendo como objetivo principal a maximização dos lucros da arbitragem, e foram obtidos resultados para dois Casos de estudo baseados em baterias de diferentes configurações. Após a análise desses resultados, foi possível destacar múltiplos pontos em comum nas operações realizadas para o ano de 2022.

O facto de a capacidade de armazenamento ser muito inferior à quantidade de energia transacionada no mercado em cada hora, levou a que a operação como *price-maker* tenha acabado por ter um impacto reduzido no preço horário de mercado.

O lucro mensal apresentou grandes variações ao longo do ano, com os melhores resultados a serem alcançados nos meses da primavera e do outono. Ao mesmo tempo, verificou-se uma correlação positiva entre as médias mensais do lucro por ciclo e da amplitude diária de preços, com a primeira a amplificar as tendências exibidas pela segunda.

A nível da operação diária, os cenários mais comuns corresponderam à realização de um e dois ciclos completos de carregamento/descarregamento. No entanto, devido à flexibilidade do algoritmo, foram registados vários dias em que, para além de um/dois ciclos completos, outros eram iniciados e/ou concluídos.

Na distribuição horária das operações de carregamento e descarregamento da bateria, verificou-se a existência de dois períodos preferenciais para a compra e venda de energia. Relativamente às horas de compra, o primeiro período corresponde às horas de madrugada enquanto o segundo se prolonga do início até meio da tarde. Já no caso das horas de venda, o primeiro período situa-se, aproximadamente, a meio da manhã e o segundo no início da noite.

Não obstante as semelhanças acima apresentadas, do Caso A para o Caso B registaram-se aumentos de 32% no lucro total anual, de 16% no número anual de ciclos e de 14% no lucro por ciclo. Ao mesmo tempo, devido à utilização de ciclos mais curtos, o número de horas em operação é reduzido em 42%.

Desta maneira, pode-se concluir que a bateria com tempo de carregamento de duas horas não só consegue encontrar mais oportunidades para a arbitragem de preços, como ainda consegue retirar proveitos superiores das mesmas.

O programa desenvolvido permitiu, ainda, obter os lucros anuais para outros anos de operação, mais especificamente, o intervalo de 2019 a 2023. Neste período, o lucro anual máximo foi alcançado em 2022.

Deduziu-se que esse resultado se deve, maioritariamente, a dois fatores: a subida de preço das *commodities* energéticas, como o gás natural, que inflacionou os preços nas horas de ponta; e o aumento da taxa de penetração das renováveis que levou à redução significativa dos preços nas horas em que a produção renovável cobriu a maioria, ou mesmo a totalidade, do consumo. Estes fatores promoveram uma maior amplitude diária de preços, aumentando as margens de lucro para o ano em questão.

Na comparação entre os resultados obtidos pelo programa desenvolvido no presente trabalho e os reportados em [26], para baterias com tempo de carregamento de quatro horas e capacidades de armazenamento de 10 e 100 MWh, conseguiu-se obter lucros mais elevados para os anos de 2021 e 2022. O programa demonstrou, deste modo, uma capacidade superior de deteção de oportunidades de arbitragem e um aproveitamento mais eficaz das diferenças de preços existentes.

Nas análises de viabilidade económica realizadas para os dois Casos de estudo, registaram-se elevados prejuízos e Índices de Rentabilidade inferiores a 13%. O principal fator limitador da viabilidade é a deterioração da bateria que consome, gradualmente, parte dos lucros. Juntando a esse fator, os custos operacionais crescentes, a operação de arbitragem de preços acaba por se tornar, em menos de dez anos, completamente insustentável.

As simulações realizadas pelo *Solver* do *Excel*, para determinar o custo do sistema de armazenamento, em €/kW, para o qual o investimento inicial seria coberto na totalidade, revelam que, tanto as previsões de custos para 2025, como as previsões mais otimistas para 2050, ficam acima dos preços-objetivo calculados. Esta conjuntura permite afirmar que um cenário para a viabilidade económica da arbitragem de preços, nos próximos 25 anos, é altamente improvável de se verificar.

Uma vez que a análise de viabilidade, na presente dissertação, foi conduzida com base na arbitragem de preços no ano de 2022, que se tratou de um ano excecional no que diz respeito aos lucros obtidos, podemos concluir que os resultados da análise de viabilidade, já por si negativos, seriam significativamente piores se fossem considerados outros anos de operação.

Outra razão não abordada neste trabalho, que pode justificar a inviabilidade económica a longo prazo, é o facto de o investimento na arbitragem de preços ter tendência a tornar-se autofágico, isto é, quanto maior for a capacidade de armazenamento instalada na rede

elétrica, maior será a procura nas horas com preços mais baixos e maior será oferta nas horas de ponta, levando à atenuação da amplitude diária de preços e, conseqüentemente, à diminuição dos lucros obtidos.

6.2 - Trabalho futuro

O programa desenvolvido neste trabalho produz uma seleção de horas para a compra e venda de energia que, procurando a maximização do lucro, acaba por saturar o calendário com operações. Por este motivo, é difícil, neste momento, obter uma seleção de horas alternativa que permita aumentar o lucro de forma significativa.

Continuando a verificar-se prejuízo na arbitragem, pode ser interessante procurar fontes de rendimento alternativas. Com a profundidade de descarga situada nos 80%, uma das possibilidades seria vender parte da energia remanescente aos serviços auxiliares, em horas sem operação. No entanto, é importante referir que a aceleração do desgaste da bateria com o aumento da profundidade de descarga deveria ser levada em consideração.

O desempenho das baterias de ião-lítio em operações de arbitragem de preços já foi explorado, para múltiplas configurações, sem nunca se alcançar a viabilidade financeira. Deste modo, poderia ser interessante, em trabalhos futuros, redirecionar o foco para a arbitragem de preços com recurso a outras soluções tecnológicas, como a bombagem hídrica ou mesmo um sistema fotovoltaico com bateria de armazenamento de larga-escala. Poderia, ainda, optar-se por um estudo comparativo da aplicação de diferentes tecnologias de armazenamento, com menor grau de maturidade, que apresentem características promissoras para a arbitragem de preços.

Referências

- [1] J. J. Monteiro Figueira. “O Estado na eletrificação portuguesa: Da Lei de Eletrificação do País à EDP (1945-1976)”, FEUC, 2012.
- [2] Ordem dos Engenheiros, “Em prol da electrificação do País - II”, <http://www.ordemengenheiros.pt/pt/centro-de-informacao/dossiers/historias-daengenharia/em-prol-da-electrificacao-do-pais-ii/> (acedido em 3 de janeiro de 2024)
- [3] M. A. D. Silva, J. T. Saraiva, and J. C. Sousa, “Is feed in generation pressing the total generation cost in portugal?” International Conference on the European Energy Market, EEM, vol. 2020-September, 9 2020.
- [4] Maria L. M. C. Fok. “Análise dos Resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade no Ano de 2015”. Tese de mestrado, julho 2016. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- [5] P. M. D. Vasconcelos e A. Oliveira, “Estimativa do impacto da pre no custo de produção de energia elétrica em 2018,” junho de 2020.
- [6] “Comportamento dos Preços do MIBEL Tendo em Conta Cenários de Crescimento do Número de Veículos Elétricos”, FEUP, fevereiro de 2017.
- [7] OMIP, “OMIP”, <https://www.omip.pt/pt/funcoes-omip> (acedido em 3 de janeiro de 2024)
- [8] D. A. D. Rebelo, “Análise da influência da produção eólica sobre os preços do mercado ibérico de eletricidade”, FCT, novembro de 2019.
- [9] OMIE, “Funções”, <https://www.omie.es/pt/funcoes> (acedido em 3 de janeiro de 2024)
- [10] M. V. M. de Vasconcelos, “Estimativa do impacto da pre no custo de produção de energia elétrica em 2020”, FEUP, julho de 2022.
- [11] J. P. T. S. e Maria Teresa Costa Pereira da Silva Ponce de Leão, “Mercados de Electricidade: Regulação e Tarificação de Uso das Redes”, FEUP Edições, 2002.
- [12] J. Borges, “MIBEL and the Market Splitting - 5th International Conference on the European electricity market”, 2008 5th International Conference on the European Electricity Market, Lisboa, Portugal, 2008, pp. 1-5, doi: 10.1109/EEM.2008.4579105.
- [13] R. Dom and C. D. Gama, “Comisión nacional de energía entidade reguladora do sector eléctrico,”, 2002, <http://www.erse.pt>.
- [14] N. C. Figueiredo, P. P. da Silva, and P. A. Cerqueira, “Evaluating the market splitting determinants: evidence from the iberian spot electricity prices,” Energy Policy, vol. 85, pp. 218-234, outubro de 2015.
- [15] OMIE, “Electricity Market.”, <https://www.omie.es/en/mercado-de-electricidad> (acedido em 6 de janeiro de 2024).
- [16] Xataka, “Carísima aquí, “barata” para Europa: qué sentido tiene que España exporte tanta electricidad en plena crisis”, <https://www.xataka.com/energia/carisima-aqui-regalada-para-europa-que-sentido-tiene-que-espana-exporte-tanta-electricidad-plena-crisis> (acedido em 28 de novembro de 2023).
- [17] REE, “Capacidad de intercambio”, <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/intercambios/capacidad-intercambio> (acedido em 28 de novembro de 2023).
- [18] DGEG, “Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050)”, <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/relacoes-internacionais/politica->

energetica/roteiro-para-a-neutralidade-carbonica-2050-rnc-2050/ (acedido em 8 de novembro de 2023).

- [19] “Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030), Atualização/Revisão”, 2023.
- [20] Observatório da Energia, “Armazenamento de Energia em Portugal”, 2021.
- [21] João A. Peças Lopes, “O que é a bombagem hidroelétrica e quais os seus benefícios”, <http://connect.inesctec.pt/events-pt/o-que-e-a-bombagem-hidroelectrica-e-quais-os-seus-beneficios> (acedido a 6 de janeiro de 2024).
- [22] Nikolaidis, Pavlos & Poullikkas, Andreas. (2017). *Journal of Power Technologies* 97 (3) (2017) 220-245 “A comparative review of electrical energy storage systems for better sustainability”.
- [23] Lei Zhou, Wellars Utetiwabo, Renjie Chen, Wen Yang, 2.12 - Layer by Layer Assemble of Colloid Nanomaterial and Functional★ Multilayer Films for Energy Storage and Conversion, Editor(s): David L. Andrews, Robert H. Lipson, Thomas Nann, *Comprehensive Nanoscience and Nanotechnology (Second Edition)*, Academic Press, 2019, Pages 255-278, ISBN 9780128122969, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803581-8.11354-2>.
- [24] Tao Li, Meng Huang, Xue Bai, Yan-Xiang Wang, Metal-air batteries: A review on current status and future applications, *Progress in Natural Science: Materials International*, Volume 33, Issue 2, 2023, Pages 151-171, ISSN 1002-0071, <https://doi.org/10.1016/j.pnsc.2023.05.007>.
- [25] H. Arai, M. Hayashi, SECONDARY BATTERIES - METAL-AIR SYSTEMS | Overview (Secondary and Primary), Editor(s): Jürgen Garche, *Encyclopedia of Electrochemical Power Sources*, Elsevier, 2009, Pages 347-355, ISBN 9780444527455, <https://doi.org/10.1016/B978-044452745-5.00099-X>.
- [26] F. Lobo, “Assessing the Economic Viability of Price Arbitrage through Storage Devices: A Case Study Using MIBEL Market Prices in 2021”, 2023.
- [27] “Lithium-Ion Battery”, Clean Energy Institute, University of Washington.
- [28] “Nickel Metal Hydride Handbook” (NiMH02.01 ed.), Energizer Battery Manufacturing, 2010.
- [29] Arenas, L.F.; Ponce de León, C.; Walsh, F.C. (2017). “Engineering aspects of the design, construction and performance of modular redox flow batteries for energy storage”, *Journal of Energy Storage*. 11: 119-153. doi:10.1016/j.est.2017.02.007.
- [30] Tolmachev, Yuriy. (2022). “Flow batteries from 1879 to 2022 and beyond.”, *Journal of Electrochemical Science and Engineering*.
- [31] Pinheiro, Vinícius. (2020). DESPACHO ÓTIMO DE SISTEMAS ELÉTRICOS COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA FONTES INTERMITENTES DE GERAÇÃO NO BRASIL. 10.13140/RG.2.2.23584.61449.
- [32] Green Tech Media, “So, What Exactly Is Green Hydrogen?”, <https://www.greentechmedia.com/articles/read/green-hydrogen-explained> (acedido em 8 de janeiro de 2024)
- [33] Reinhard Günther, “Pros and Cons of Hydrogen Energy Storage: Is Worth the Investment?”, CLOU Global, <https://clouglobal.com/the-pros-and-cons-of-hydrogen-energy-storage-is-worth-the-investment/> (acedido a 8 de janeiro de 2024)
- [34] INOCEL, “How does a fuel cell work?”, <https://inocel.com/how-does-a-fuel-cell-work/> (acedido em 3 de janeiro de 2024).
- [35] IEA (2023), “ETP Clean Energy Technology Guide”, IEA, Paris, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide>

- [36] FI Group, “Método TLR (Technology Readiness Level)”, <https://pt.fi-group.com/como-funciona-o-metodo-trl/>
- [37] Emre Korkmaz, Emre, “Technically and Economically Viable Future Electricity and Fuel Storage Technologies”, agosto de 2019.
- [38] Energy Transition Expertise Centre, “Study on energy storage,”, março de 2023.
- [39] IEA (2023), “Grid-scale Storage”, <https://www.iea.org/energy-system/electricity/grid-scale-storage>.
- [40] GAO-23-105583, “Utility-Scale Energy Storage: Technologies and Challenges for an Evolving Grid”, março de 2023, <https://www.gao.gov/assets/gao-23-105583.pdf>.
- [41] APREN, “Eletricidade Renovável em revista - 2023”, maio de 2024, <https://www.apren.pt/contents/documents/af-brochura-apren-digital.pdf>.
- [42] David Gräf, Julian Marschewski, Lukas Ibing, David Hückebrink, Marc Fiebrandt, Götz Hanau, Valentin Bertsch, “What drives capacity degradation in utility-scale battery energy storage systems? The impact of operating strategy and temperature in different grid applications”, *Journal of Energy Storage*, Volume 47, 2022, 103533, ISSN 2352-152X, <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103533>.
- [43] Annual Technology Baseline, “Utility-Scale Battery Storage”, NREL, 2023, https://atb.nrel.gov/electricity/2023/utility-scale_battery_storage.
- [44] LiteFinance, “Euro to Dollar (EURUSD) Forecast for 2024-2025 and Beyond”, <https://www.litefinance.org/blog/analysts-opinions/eurusd-forecast-and-price-prediction/>.

Anexos

Anexo A - *get_prices*.

```
import glob
import pandas as pd

path = "prices_2022"
all_files = glob.glob(path + "/*.csv")

prices_2022 = pd.DataFrame()

for filename in all_files:

    df = pd.DataFrame
    df = pd.read_csv(filename, delimiter = ";", skiprows=1, header =
None,
                    na_filter = False, usecols = [0,1,2,3,4,5])

    df.drop(df.tail(1).index, inplace = True)

    prices_2022 = pd.concat([prices_2022, df], ignore_index=True)

prices_2022.columns=['Date', 'b', 'c', 'Hour', 'PricePT', 'PriceES']

prices_2022['Date'] = prices_2022['Date'].astype(str) + '-'
+ prices_2022['b'].astype(str) + '-' + prices_2022['c'].astype(str)

prices_2022.drop(columns = ['b','c','PriceES'], inplace = True)

prices_2022.to_csv('prices_2022.csv')
```

Anexo B1 - PCV_coordinates.

```
import glob
import pandas as pd

path = "curves_2022"
all_files = glob.glob(path + "/*.csv")

CV_coordinates = pd.DataFrame()
P_coordinates = pd.DataFrame()
PCV_coordinates = pd.DataFrame()

prices_2022 = pd.read_csv('prices_2022.csv')

for filename in all_files:

    # -----
    --
    # Encontrar as coordenadas dos pontos C e V para cada hora do
    dia
    # -----
    --

    # --
    dfl = pd.read_csv(filename, delimiter = ";", skiprows = 1,
header = 0, skipfooter = 1,
                        thousands = '.', decimal = ',', encoding =
'latin-1',
                        engine = 'python', usecols =
[0,1,2,4,5,6,7])

    dfl.columns=['Date', 'Hour', 'Origin', 'Type', 'Quantity',
'Price', 'O/C']
    dfl['temp'] = dfl['Date']
    dfl['Date'] = pd.to_datetime(dfl['Hour'], format='%d/%m/%Y')
    dfl['Hour'] = dfl['temp']

    # Selecionar apenas propostas casadas e com origem no MIBEL ou
em Portugal
    dfl = dfl[(dfl['O/C'] == 'C') & (dfl['Origin'] != 'ES')]

    # Criar coluna CumSum com a soma cumulativa das quantidades de
cada proposta
    #lembrar q as propostas ja estão ordenadas do menor para o maior
preço
    dfl['CumSum']=dfl.groupby(['Hour', 'Type'])['Quantity'].cumsum()

    #ss
    dfl['FindCV']=dfl.groupby(['Hour', 'Type', 'Price'])
['Quantity'].cumsum()

    # Agrupar por hora e por tipo de proposta e ordenar as propostas
# do maior valor da coluna FindCV para o menor
    dfl['temp_hour']=dfl['Hour']
```

Anexo B2 - PCV_coordinates.

```

df1['temp_type']=df1['Type']
df2 = df1.groupby(['temp_hour', 'temp_type']).apply(lambda x:
x.sort_values(['FindCV'],
    ascending = False),
include_groups=False).reset_index(drop=True)

# Guardar apenas a primeira proposta (maior valor de FindCV)
para cada Hora e de cada Tipo
df3 = df2.groupby(['Hour', 'Type']).head(1).copy()

# Eliminar colunas com informações desnecessárias
df3.drop(columns=['temp', 'Origin', 'Quantity', 'O/C',
'FindCV'], inplace=True)

# Adicionar coordenadas à DataFrame
CV_coordinates = pd.concat([CV_coordinates, df3],
ignore_index=True)

# -----
# Encontrar as coordenadas do ponto P para cada hora do dia
# -----

# Agrupar por data e por hora e guardar apenas a última linha
onde CumSum dá a abcissa de P
df4 = df1.groupby(['Date', 'Hour']).tail(1).copy()

# Eliminar colunas com informações desnecessárias
df4.drop(columns=['temp', 'temp_hour', 'temp_type', 'Origin',
'Quantity', 'O/C', 'FindCV'], inplace=True)
df4['Type'] = 'P'

# Adicionar coordenadas à DataFrame
P_coordinates = pd.concat([P_coordinates, df4],
ignore_index=True)

#print(filename)

P_coordinates['Price'] = prices_2022['PricePT']

# dd
PCV_coordinates = pd.concat([P_coordinates, CV_coordinates],
ignore_index=True)
PCV_coordinates.sort_values(by=['Date', 'Hour'], inplace=True)
PCV_coordinates.reset_index(drop = True, inplace = True)

# Converter DataFrame para ficheiro .csv
PCV_coordinates.to_csv('PCV_coordinates_2022.csv')

```

Anexo C1 - `get_results`.

```
import pandas as pd

efficiency = 0.89 # %
margin = 1.02 # %
operating_hours = 2 # horas
capacity = 10 # MWh

prices_2022 = pd.read_csv('prices_2022.csv', index_col = 0)

prices_2022['Date'] = pd.to_datetime(prices_2022['Date'], format =
'ISO8601')

PCV_coordinates = pd.read_csv('PCV_coordinates_2022.csv', index_col
= 0)

PCV_coordinates['Date'] = pd.to_datetime(PCV_coordinates['Date'],
format = 'mixed')

# Criar uma coluna com uma "rolling average" dos preços para uma
determinada janela horária
indexer = pd.api.indexers.FixedForwardWindowIndexer(window_size =
operating_hours)
prices_2022['Average'] = prices_2022.rolling(window=indexer,
center=False)['PricePT'].mean()

# Adicionar à DataFrame as colunas 'MinMax' e 'BuySell'
prices_2022['MinMax'] = 0.0
prices_2022['BuySell'] = 0.0

# Criar um vetor com os valores da coluna 'Average'
price_array = prices_2022['Average'].values

# Remover valores iguais consecutivos
price_array_filtered = [price_array[0]]
for i in range(1, len(price_array)):
    if price_array[i] != price_array[i - 1]:
        price_array_filtered.append(price_array[i])

# Inicializar o vetor minmax com zeros
minmax = [0] * len(price_array_filtered)

# Percorrer o vetor price_array_filtered para identificar mínimos e
máximos locais
for i in range(1, len(price_array_filtered) - 1):
    if price_array_filtered[i] < price_array_filtered[i - 1] and
price_array_filtered[i] < price_array_filtered[i + 1]:
        minmax[i] = -1 # Mínimo local
    elif price_array_filtered[i] > price_array_filtered[i - 1] and
price_array_filtered[i] > price_array_filtered[i + 1]:
        minmax[i] = 1 # Máximo local
```

Anexo C2 - get_results.

```
# Verificar os primeiro e último elementos do vetor
price_array_filtered
if len(price_array_filtered) > 1:
    if price_array_filtered[0] < price_array_filtered[1]:
        minmax[0] = -1 # Mínimo local
    elif price_array_filtered[0] > price_array_filtered[1]:
        minmax[0] = 1 # Máximo local
    else:
        minmax[0] = minmax[1]

    if price_array_filtered[-1] < price_array_filtered[-2]:
        minmax[-1] = -1 # Mínimo local
    elif price_array_filtered[-1] > price_array_filtered[-2]:
        minmax[-1] = 1 # Máximo local
    else:
        minmax[-1] = minmax[-2]

#Transferir a localização dos máximos do vetor minmax para a coluna
MinMax
for i in range(0, len(prices_2022)):

    if prices_2022.at[i, 'Average'] == price_array_filtered[0]:
        prices_2022.at[i, 'MinMax'] = minmax[0]

    else:
        price_array_filtered = price_array_filtered[1:]
        minmax = minmax[1:]
        prices_2022.at[i, 'MinMax'] = minmax[0]

cycle_completed = False
mini = []
max = []

# Dataframe
#|| index || Date || Hour || Price || MinMax || BuySell ||

# Função de verificação de lucro para o ciclo atual
def profit_cycle(maxprice, efficiency, margin, minprice):
    return maxprice * efficiency * margin > minprice

#-----para cada
for index, row in prices_2022.iterrows():

    if (prices_2022.at[index, 'MinMax'] == -1 and
prices_2022.at[index, 'BuySell'] == 0.0):
        new_min = [index, prices_2022.at[index, 'Average']]
        cycle_completed = False

        if (not mini or new_min[1] <= mini[1]):
```

Anexo C3 - `get_results`.

```
mini = new_min

if (prices_2022.at[index, 'MinMax'] == 1 and
prices_2022.at[index, 'BuySell'] == 0.0):
    max = [index, prices_2022.at[index, 'Average']]

    if (mini and max[0] >= mini[0]+operating_hours):
        if (profit_cycle(max[1], efficiency, margin, mini[1])
== True and cycle_completed == False):

            for j in range (0, operating_hours):
                prices_2022.at[mini[0]+j, 'BuySell'] = -1
                prices_2022.at[max[0]+j, 'BuySell'] =
efficiency

            cycle_completed = True
            mini = []

#print(prices_2022)

# Função de atualização do preço de mercado por aproximação linear
def update_price(price_info, PCV, efficiency, quantity_per_hour):

    df = PCV.loc[(PCV['Date'] == price_info.iloc[0]) &
(PCV['Hour']== price_info.iloc[1])]

    if price_info.iloc[5] == -1 and df.iloc[0,3] >= 0.1:

        if df.iloc[0,4] == df.iloc[2,4] or df.iloc[0,4] ==
df.iloc[1,4]:

            return price_info.iloc[2]

        else:

            m_sell = (df.iloc[0,3]-df.iloc[2,3]) /
(df.iloc[0,4]-df.iloc[2,4])

            b_sell = df.iloc[0,3] - m_sell * df.iloc[0,4]

            new_m_buy = (df.iloc[0,3]-df.iloc[1,3]) /
(df.iloc[0,4]-df.iloc[1,4])

            new_b_buy = df.iloc[1,3] - new_m_buy * (df.iloc[1,4] +
quantity_per_hour)

            new_P_x = (b_sell - new_b_buy) / (new_m_buy - m_sell)

            new_P_y = m_sell * new_P_x + b_sell

            return new_P_y
```

Anexo C4 - get_results.

```

        elif price_info.iloc[5] == efficiency and df.iloc[0,3] >= 0.1:

            if df.iloc[0,4] == df.iloc[1,4] or df.iloc[0,4] ==
df.iloc[2,4]:

                return price_info.iloc[2]

            else:

                m_buy = (df.iloc[0,3]-df.iloc[1,3]) /
(df.iloc[0,4]-df.iloc[1,4])

                b_buy = df.iloc[0,3] - m_buy * df.iloc[0,4]

                new_m_sell = (df.iloc[0,3]-df.iloc[2,3]) /
(df.iloc[0,4]-df.iloc[2,4])

                new_b_sell = df.iloc[2,3] - new_m_sell * (df.iloc[2,4]
+ efficiency * quantity_per_hour)

                new_P_x = (b_buy - new_b_sell) / (new_m_sell - m_buy)

                new_P_y = m_buy * new_P_x + b_buy

                return new_P_y

        else: return 0

# Atualizar os preços de mercado nas horas selecionadas
prices_2022['UpdatedPrice'] = 0.0

for index, row in prices_2022.iterrows():

    prices_2022.at[index, 'UpdatedPrice'] =
update_price(prices_2022.iloc[index], PCV_coordinates, efficiency,
capacity*0.8/operating_hours)

#prices_2022.to_csv('results_2022_4h.csv')

# Calcular lucro
revenue = 0

for index, row in prices_2022.iterrows():
    revenue += capacity * 0.8 * prices_2022.at[index,
'UpdatedPrice'] * prices_2022.at[index, 'BuySell'] / operating_hours
    print('this is current index', index)

print(revenue)

```

Anexo D1 - Excerto do ficheiro *Excel* com as análises financeiras.

CASO A													
Ano	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035		
Ano de operação	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Receita operacional		164263	158991	151866	141679	129035	114671	99385	83962	69103	55375		
Taxa de inflação		1	1.02	1.04	1.06	1.08	1.1	1.12	1.14	1.16	1.18		
Custos operacionais		78052	79613	81174	82735	84296	85857	87418	88979	90541	92102		
Investimento inicial	3122124												
Resultado anual	-3122123.91	82105.45	71997.63	61066.10	48493.33	35053.81	21500.83	8504.36	-3396.05	-13818.76	-22546.98		
Resultado	-2833164.17		IR	9.26%									

CASO B													
Ano	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035		
Ano de operação	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Receita operacional		216444	209773	200373	186937	170249	151297	131129	110780	91175	73062		
Taxa de inflação		1	1.02	1.04	1.06	1.08	1.1	1.12	1.14	1.16	1.18		
Custos operacionais		93722	95596	97471	99345	101219	103094	104968	106843	108717	110592		
Investimento inicial	3748852												
Resultado anual	-3748852.17	116878.79	103561.99	83390.86	72061.75	54086.82	35969.97	18591.98	2664.85	-11307.82	-23039.93		
Resultado	-3290492.91		IR	12.23%									

Anexo D2 - Excerto do ficheiro *Excel* com as resoluções do *Solver*.

CASO A											
Ano de operação	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Receita operacional		164262,9	158990,607	151865,91	141679,255	129034,882	114670,564	99384,9188	83961,9652	69103,0948	55374,9103
Taxa de inflação		1	1,02	1,04	1,06	1,08	1,1	1,12	1,14	1,16	1,18
Custos operacionais		19461,7417	19850,9766	20240,2114	20629,4462	21018,6811	21407,9159	21797,1507	22186,3856	22575,6204	22964,8552
Investimento inicial	778469,6692										
Resultado anual	-778469,669										
Preço-objetivo	311,39										
Resultado anual	0,00										
Previsão otimista 2050		511	Preço 2025	1248,850	Redução	75%					
CASO B											
Ano de operação	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Receita operacional		216444,473	209773,268	200372,896	186936,556	170249,486	151297,108	131129,126	110779,978	91175,0849	73061,0266
Taxa de inflação		1	1,02	1,04	1,06	1,08	1,1	1,12	1,14	1,16	1,18
Custos operacionais		25672,405	26185,8531	26699,3012	27212,7493	27726,1974	28239,6455	28753,0936	29266,5417	29779,9898	30293,4379
Investimento inicial	3026896,199										
Resultado anual	-1026896,2										
Preço-objetivo	205,38										
Resultado anual	0,00										
Previsão otimista 2050		303	Preço 2025	749,770	Redução	73%					

Anexo D3 - Excerto do ficheiro *Excel* com a réplica da análise financeira de [26].

CASO A (s/ deterioração; custos [26])																	
Ano	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Ano de operação	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Receita operacional		164263	164263	164263	164263	164263	164263	164263	164263	164263	164263	164263	164263	164263	164263	164263	164263
Taxa de inflação		1	1.02	1.04	1.06	1.08	1.1	1.12	1.14	1.16	1.18	1.2	1.22	1.24	1.26	1.28	1.3
Custos operacionais		24000	24480.00	24960.00	25440.00	25920.00	26400.00	26880.00	27360.00	27840.00	28320.00	28800.00	29280.00	29760.00	30240.00	30720.00	31200.00
Investimento inicial	2420000.00																
Resultado anual	-2400000.00	140262.9	139782.9	139302.9	138822.9	138342.9	137862.9	137382.9	136902.9	136422.9	135942.9	135462.9	134982.9	134502.9	134022.9	133542.9	133062.9
Discounted FCF	-2328000	130444.5	123008.95	117014.4	109670.091	103757.1752	99261.288	93420.37	88986.89	83217.97	78846.88	74504.6	71540.94	67251.45	62990.76	60094.31	57217.05
Resultado	-906772.35	IR		62%													