

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Estimativa do Impacto da Presença de Dispositivos de Armazenamento nos Preços de Mercado

André Rodrigues de Oliveira

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Dr. João Tomé Saraiva

Co-orientador: Eng.º José Carlos Sousa
EDP - Gestão da Produção de Energia, SA

24 de Julho de 2019

Resumo

O Mercado Ibérico de Eletricidade, MIBEL, é um mercado cooperativo existente entre Portugal e Espanha visando a interligação entre os sistemas elétricos de cada país. Este mercado recebe propostas de compra e venda de energia para cada hora do dia seguinte, que são ou não aceites, dando origem a um preço de mercado para uma determinada hora. Uma vez que as propostas de oferta e procura variam consoante as horas ao longo do dia, os preços de mercado também irão ser diferentes ao longo do mesmo período, dando origem, num mesmo dia, a preços mais elevados e a preços mais reduzidos, de acordo com a oferta e a procura.

Esta dissertação aborda o impacto da operação de dispositivos de armazenamento de energia no preço deste mercado. Será analisado o mercado diário integrando Portugal e Espanha, no ano de 2018 e será simulada a inserção de novas propostas de compra e/ou venda no mercado, correspondentes ao carregamento e descarregamento dos dispositivos de armazenamento considerados. Para este efeito foi desenvolvida uma aplicação, através do *software* Matlab, que realiza a simulação mencionada recorrendo a duas abordagens distintas. A primeira lineariza as curvas agregadas das ofertas de compra e venda para obter o impacto no preço de mercado decorrente dos carregamentos e descarregamentos referidos. A segunda utiliza, para cada hora, a análise das ofertas de compra e venda apresentadas ao mercado nessa hora, introduz as novas propostas associadas ao carregamento ou descarregamento, conforme os casos, e resolve de novo o problema de maximização da Função de Benefício Social para obter o novo preço de mercado.

Analisando os resultados é possível verificar que, para cada hora de carregamento e descarregamento, o preço de mercado apresenta uma oscilação positiva ou negativa, respetivamente. Nota-se também que, ao considerar a maximização da Função de Benefício Social, é possível obter resultados nos quais o preço de mercado não oscila, justificando-se este resultado pela presença de propostas não aceites no mercado original com um preço de mercado igual ao originalmente aceite.

Conclui-se, portanto, que o investimento neste tipo de dispositivos de armazenamento não deve ser considerado rentável exclusivamente para a arbitragem dos preços de mercado, pelo que devem ser procurados outros serviços que justifiquem a inclusão dos mesmos no mercado. O número de dispositivos e a potência dos mesmos deve ser tida em consideração na análise deste tipo de projetos uma vez que conduzem a diferentes valores de rendimento anual, que influenciam os indicadores financeiros considerados. No entanto, uma análise mais detalhada do panorama atual do MIBEL deve ser tida em conta, já que, mais recentemente, tem existido uma tendência para que os preços máximos e mínimos de um determinado dia se aproximem entre si, provocando cada vez mais uma menor diferença entre eles. Este facto pode influenciar significativamente o investimento neste tipo de projetos já que a rentabilidade dos dispositivos de armazenamento de energia, associados a propostas de compra e venda, está bastante relacionada com a variabilidade existente entre os preços de mercado durante um dia.

Abstract

The Iberian Electricity Market, MIBEL, is a cooperative market between Portugal and Spain aiming at increasing the interconnection between the electrical systems of both countries. This market receives proposals to buy and sell energy for each hour of the following day, which are accepted or not, resulting in a market price for each hour. As supply and demand proposals vary throughout the day, market prices will also be different over the same period, giving rise to higher prices and lower prices on a single day, according to supply and demand.

This dissertation addresses the impact of the operation of energy storage devices on this market's price. It will be analyzed the daily market integrating Portugal and Spain in the year 2018 and it will be simulated the submission of new proposals to purchase and/or sale in the market, according to the charging and discharging of the considered storage devices. For this purpose, an application was developed using *Matlab software*, which performs the mentioned simulation using two different approaches. The first one linearises the aggregate buying and selling curves to obtain the impact on the market price resulting from the charges and discharges of the mentioned storage devices. The second uses, for each hour, the analysis of the buying and selling offers presented to the market at that time, introduces the new bids associated with charging or discharging, as the case may be, and solves the problem of maximizing the Social Welfare Function to obtain the new market price.

Analyzing the results it is possible to verify that, for each hour of charging and discharging, the market price presents a positive or negative oscillation, respectively. It is also noted that when considering the use of the Social Welfare Function, it is possible to obtain results in which the market price does not fluctuate, because of the presence of proposals not accepted in the original market with a price equal to that originally accepted.

It is concluded, therefore, that investing in this application of storage device should not be considered profitable exclusively for the arbitrage of market prices and therefore other services should be sought to justify their inclusion on the market. The number of devices and their power should be taken into account in the analysis of this type of projects since they lead to different values of annual income, which influence the financial indicators considered. However, a more complete analysis of the current MIBEL operation should be taken into account since, more recently, there has been a tendency for the maximum and minimum prices of a given day get closer, with a smaller difference between them. This can turn this type of investments unfeasible since the profitability of investments in energy storage devices, associated to proposals to buy and sell, is extremely related to the spread of the market price during a day.

Agradecimentos

Ao Professor João Tomé Saraiva pela compreensão, disponibilidade e pacatez que demonstrou em todo o processo de orientação desta dissertação, sempre com críticas e sugestões no sentido de aprimoramento.

Ao Engenheiro José Carlos Sousa e à EDP Gestão da Produção de Energia pela disponibilização dos materiais necessários na realização desta dissertação, bem como por todo o acompanhamento e orientação.

À Cátia, ao Luis, à Margarida e ao Hugo por todo o apoio neste percurso, pelas palavras de motivação, carinho e amizade.

Aos meus pais pelos conselhos, apoio incondicional, persistência e incansável vontade de me ver crescer e de fazer com que eu seja cada vez mais e melhor.

À minha irmã pelo apoio constante e pela ambição e desprendimento que transmite e que me ajudam a conseguir traçar e realizar objetivos próprios.

André Rodrigues de Oliveira

*“Life is a play that does not allow testing. So, sing, cry,
dance, laugh and live intensely, before the curtain closes
and the piece ends with no applause.”*

- Charles Spencer Chaplin

Conteúdo

Resumo	i
Abstract	iii
1 Introdução	1
1.1 Motivação e Objetivo	1
1.2 Estrutura	2
2 O MIBEL	3
2.1 Aspetos Gerais	3
2.2 Organização do MIBEL	4
2.3 O Mercado Diário	4
2.4 Gestão das Interligações	7
2.5 Mercado Intradiário	10
3 Os Dispositivos de Armazenamento	11
3.1 Aspetos Gerais	11
3.2 Descrição das Tecnologias de Armazenamento	12
3.2.1 Dispositivos de armazenamento mecânico	12
3.2.2 Dispositivos de armazenamento químico	15
3.2.3 Dispositivos de armazenamento eletroquímico	16
3.2.4 Dispositivos de armazenamento eletromagnético	19
3.2.5 Dispositivos de armazenamento térmico	20
3.3 Comparação Técnico-económica	21
3.4 Comparação da disponibilidade tecnológica, regulatória e de mercado	31
3.4.1 Indicadores utilizados	31
3.4.2 Comparação final entre as tecnologias de armazenamento	35
4 Modelos Implementados	37
4.1 Simulação através de Aproximação Linear	38
4.1.1 Função <i>mercado</i>	40
4.1.2 Função <i>simularprecos</i>	43
4.1.3 Função <i>eqreta</i>	45
4.1.4 Função <i>nprego</i>	46
4.2 Simulação através da Função de Benefício Social	48
4.2.1 Função <i>mercado_linprog</i>	50
4.2.2 Função <i>linprog_sim</i>	53
4.2.3 Função <i>linprog</i>	56
4.2.4 Função <i>horas_pico</i>	61

5	Resultados	65
5.1	Resultados da Simulação através de Aproximação Linear	66
5.1.1	Resultados do Caso de Estudo 1	66
5.1.2	Resultados do Caso de Estudo 2	71
5.1.3	Comparação Financeira entre os dois casos de estudo	74
5.2	Resultados da Simulação através da Função de Benefício Social	77
5.2.1	Resultados do Caso de Estudo 1	77
5.2.2	Resultados do Caso de Estudo 2	81
5.2.3	Comparação Financeira entre os dois casos de estudo	85
6	Considerações Finais	89
6.1	Conclusões	89
6.2	Projetos Futuros	90
A	Algoritmo implementado no modelo de aproximação linear	93
B	Algoritmo implementado no modelo da Função de Benefício Social	107
	Referências	119

Lista de Figuras

2.1	Exemplo do mercado diário para a hora 1 do dia 10 de Fevereiro de 2018.	5
2.2	Modelo do mercado em <i>Pool</i> simétrico.	6
2.3	Processo de formulação do mercado diário do MIBEL [1].	8
2.4	Capacidade de importação e exportação do mercado diário do MIBEL para o dia 20 de Abril de 2019 [2]	9
2.5	Preços do mercado diário do MIBEL para o dia 20 de Abril de 2019 [2]	9
2.6	Distribuição de horários por sessão do mercado intradiário do MIBEL [2].	10
3.1	Exemplo de funcionamento de uma central hídrica com bombagem [3].	13
3.2	Exemplo de armazenamento de energia a ar comprimido [4].	14
3.3	Exemplo de um sistema de armazenamento de energia de um volante de inércia [5].	15
3.4	Exemplo de uma <i>fuel cell</i> [6].	16
3.5	Exemplo de uma bateria de fluxo regenerativo [7, 8].	18
3.6	Dispositivo de armazenamento de energia em supercondutores magnéticos [8]. .	19
3.7	Variação do preço das baterias de iões de lítio, em \$/kWh, desde 2010 até 2018 [9].	29
3.8	Projeção dos preços das baterias de iões de lítio, em \$/kWh, até 2030 [9].	36
4.1	Situação de carregamento da bateria como proposta de compra no mercado. . . .	39
4.2	Situação de descarregamento da bateria como proposta de venda no mercado. . .	39
4.3	Fluxograma do programa implementado.	40
4.4	Exemplo da sequência de carregamento e descarregamento da bateria durante quatro dias.	44
4.5	Situação de carregamento da bateria como proposta de compra no mercado. . . .	48
4.6	Situação de descarregamento da bateria como proposta de venda no mercado. . .	48
4.7	Exemplo de uma rampa que dá origem a um preço de mercado igual ao original. .	49
4.8	Fluxograma do programa elaborado para despachar o mercado diário.	50
5.1	Folha de cálculo exemplo para análise de resultados.	66
5.2	Variação percentual mensal dos preços médios das horas de carga e descarga (Caso de Estudo 1).	68
5.3	Variação percentual mensal dos preços médios das horas de carga e descarga (Caso de Estudo 2).	72
5.4	Variação percentual mensal dos preços médios das horas de carga e descarga (Caso de Estudo 1).	79
5.5	Variação percentual mensal dos preços médios das horas de carga e descarga (Caso de Estudo 2).	83
6.1	Preços do mercado diário do MIBEL para o dia 16 de janeiro de 2019 [2].	91
6.2	Preços do mercado diário do MIBEL para o dia 13 de fevereiro de 2019 [2].	91

Lista de Tabelas

3.1	Classificação dos dispositivos de armazenamento de energia [10].	12
3.2	Análise técnico-económica do armazenamento por bombagem [10].	21
3.3	Análise técnico-económica do armazenamento por ar comprimido [10].	22
3.4	Análise técnico-económica do armazenamento térmico [10].	22
3.5	Análise técnico-económica do armazenamento <i>Power to Gas</i> [10].	23
3.6	Análise técnico-económica do armazenamento com recurso ao hidrogénio [10]. .	24
3.7	Análise técnico-económica do armazenamento com recurso a supercondensadores [10].	24
3.8	Análise técnico-económica do armazenamento com recurso a supercondutores magnéticos [10].	25
3.9	Análise técnico-económica do armazenamento em baterias de fluxo regenerativo (VRB) [10].	26
3.10	Análise técnico-económica do armazenamento em baterias de fluxo regenerativo (ZnBr) [10].	26
3.11	Análise técnico-económica do armazenamento em baterias de Chumbo-Ácido [10].	27
3.12	Análise técnico-económica do armazenamento em baterias de Níquel-Cádmio [10].	28
3.13	Análise técnico-económica do armazenamento em baterias de Iões de Lítio [10]. .	28
3.14	Análise técnico-económica do armazenamento em baterias de elevada temperatura (NaS) [10].	30
3.15	Análise técnico-económica do armazenamento em baterias de elevada temperatura (ZEBRA) [10].	30
3.16	Análise técnico-económica do armazenamento em Volantes de Inércia (<i>Flywheel</i>) [10].	31
3.17	Graus do indicador de <i>Technology Readiness Level</i> [10].	32
3.18	Graus do indicador de <i>Market Readiness Level</i> [10].	33
3.19	Graus do indicador de <i>Regulation Readiness Level</i> [10].	34
3.20	Comparação entre os indicadores tecnológicos para os dispositivos de armazena- mento considerados.	35
4.1	Exemplo de propostas de venda casadas.	41
4.2	Conteúdo da variável <i>vend</i> para um dia exemplo.	54
4.3	Exemplo de propostas de compra e venda.	57
4.4	Valores exemplo da função <i>f</i>	58
4.5	Valores exemplo dos vetores <i>Aeq</i> e <i>Beq</i>	58
4.6	Limites superiores e inferiores das propostas de compra e venda, <i>lb</i> e <i>ub</i>	59
4.7	Resultado da função <i>linprog</i> para o exemplo em questão.	60

5.1	Preços médios mensais, em €/MWh, nas horas de carga e descarga, com e sem baterias, para o ano de 2018 (Caso de Estudo 1).	67
5.2	<i>Spread</i> do preço de mercado, por mês, resultante da introdução das baterias (Caso de Estudo 1).	69
5.3	Resultado financeiro da simulação da introdução das baterias para o ano de 2018 (Caso de Estudo 1).	70
5.4	Preços médios mensais, em €/MWh, nas horas de carga e descarga, com e sem baterias, para o ano de 2018 (Caso de Estudo 2).	71
5.5	<i>Spread</i> do preço de mercado, por mês, resultante da introdução das baterias (Caso de Estudo 2).	73
5.6	Resultado financeiro da simulação da introdução das baterias para o ano de 2018 (Caso de Estudo 2).	74
5.7	Análise financeira da simulação da introdução das baterias para o ano de 2018 (Caso de Estudo 1).	75
5.8	Análise financeira da simulação da introdução das baterias para o ano de 2018 (Caso de Estudo 2).	76
5.9	Preços médios mensais, em €/MWh, nas horas de carga e descarga, com e sem baterias, para o ano de 2018 (Caso de Estudo 1).	78
5.10	<i>Spread</i> do preço de mercado, por mês, resultante da introdução das baterias (Caso de Estudo 1).	80
5.11	Resultado financeiro da simulação da introdução das baterias para o ano de 2018 (Caso de Estudo 1).	81
5.12	Preços médios mensais, em €/MWh, nas horas de carga e descarga, com e sem baterias, para o ano de 2018 (Caso de Estudo 2).	82
5.13	<i>Spread</i> do preço de mercado, por mês, resultante da introdução das baterias (Caso de Estudo 2).	84
5.14	Resultado financeiro da simulação da introdução das baterias para o ano de 2018 (Caso de Estudo 2).	85
5.15	Análise financeira da simulação da introdução das baterias para o ano de 2018 (Caso de Estudo 1).	86
5.16	Análise financeira da simulação da introdução das baterias para o ano de 2018 (Caso de Estudo 2).	87
5.17	Comparação financeira entre as simulações efetuadas.	88

Lista de Algoritmos

4.1	Divisão em <i>arrays</i> de compras e vendas casadas e não casadas	40
4.2	Cálculo dos pontos A, B e C.	42
4.3	Cálculos dos mínimos e máximos diários.	43
4.4	Cálculo das equações das retas necessárias.	45
4.5	Cálculo matricial para interseção entre duas retas.	47
4.6	Algoritmo relativo às propostas de compra e venda casadas e ofertadas, ao preço de mercado.	51
4.7	Algoritmo relativo às propostas de compra e venda casadas e ofertadas, ao preço de mercado.	51
4.8	Chamada da função <i>linprog_sim</i> por parte da função <i>mercado_linprog</i>	52
4.9	Conjunto de operações necessárias à execução da função <i>linprog</i>	53
4.10	Cálculo do novo preço de mercado resultante da inclusão da bateria como proposta de compra ou venda.	55
4.11	Cálculo dos preços médios máximos e mínimos diários.	61
4.12	Inclusão dos novos preços simulados nas horas respetivas.	64
A.1	Programa base (Aproximação Linear).	93
A.2	Função mercado (Aproximação Linear).	95
A.3	Função importcsv (Aproximação Linear).	97
A.4	Função simularprecos (Aproximação Linear).	98
A.5	Função eqreta (Aproximação Linear).	103
A.6	Função npreco (Aproximação Linear).	104
B.1	Programa base (Função de Benefício Social).	107
B.2	Função mercado_linprog (Função de Benefício Social).	109
B.3	Função importcsv (Função de Benefício Social).	112
B.4	Função linprog_sim (Função de Benefício Social).	113
B.5	Função horas_pico (Função de Benefício Social).	115

Abreviaturas e Símbolos

CMVM	Comissão do Mercado de Valores Mobiliários
CNE	Comissão Nacional de Energia
CNMV	Comissão Nacional do Mercado de Valores
CSP	Centrais Solares de Concentração
DH	<i>District Heating</i> (redes urbanas de calor)
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
IRR	<i>Internal Rate of Return</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MRL	<i>Market Readiness Level</i>
NPV	<i>Net Present Value</i>
OMI	Operador do Mercado Ibérico
OMIE	Operador do Mercado Ibérico (pólo espanhol)
OMIP	Operador do Mercado Ibérico (pólo português)
RRL	<i>Regulation Readiness Level</i>
SMES	<i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i>
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
TRL	<i>Technology Readiness Level</i>
VAL	Valor Atual Líquido

Capítulo 1

Introdução

1.1 Motivação e Objetivo

Em Portugal e Espanha, o mercado diário gerido pelo Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), é influenciado pelas propostas de compra e venda que são submetidas pelos vários agentes registados neste mercado. O preço de mercado é obtido através da análise dessas propostas para cada hora de um determinado dia, e está diretamente relacionado com a carga e com a produção em cada hora. Essa variabilidade do preço ao longo do dia permite que existam diferentes horas em que o preço é máximo e mínimo para cada dia.

A introdução de dispositivos de armazenamento, como por exemplo baterias, nestas horas em que o preço é máximo ou mínimo, permite aproveitar a oscilação do preço de mercado para essas mesmas horas. O propósito desta dissertação é avaliar o impacto da introdução destes dispositivos no MIBEL e analisar a rentabilidade do investimento nestes dispositivos, considerando apenas o seu contexto de mercado.

Assim, foi feita uma recolha dos dados existentes do MIBEL através de uma aplicação disponibilizada pelo Eng.º José Carlos Sousa da *EDP - Gestão da Produção de Energia, SA*, que permite obter, em bruto, as propostas de compra e venda casadas (que foram aceites) ou ofertadas (propostas submetidas) para cada hora do ano de 2018.

Posteriormente, foi desenvolvida uma aplicação através do *software* Matlab que analisa as propostas recolhidas, ordenando-as para uma melhor análise do mercado para cada hora, e que identifica quais são as melhores horas para carregamento e descarregamento das baterias. Após conhecer estas horas em que o preço é mínimo ou máximo durante um determinado dia, procede-se à estimativa de um novo preço de mercado para cada um desses períodos, que advém da introdução de uma proposta de compra e venda correspondente à introdução do dispositivo de armazenamento em análise. Para a estimativa destes novos preços de mercados recorreu-se a duas abordagens distintas, uma linear e outra que resolve um problema de maximização da Função de Benefício Social para cada hora em análise.

1.2 Estrutura

Para além desta introdução, no Capítulo 2 aborda-se de uma forma introdutória o funcionamento geral do Mercado Ibérico de Eletricidade, a sua origem e principais objetivos. De seguida, de modo a compreender o contexto em que os dispositivos de armazenamento se vão inserir, estuda-se o funcionamento do mercado diário do MIBEL, compreendendo de que forma é realizada a negociação e como se obtém o preço de mercado para cada hora.

No Capítulo 3 analisa-se o contexto atual das tecnologias de armazenamento existentes quanto à forma de armazenamento de energia, nível de maturação, contexto técnico-económico e contexto de integração atual, de modo a que seja possível não só conhecer a variabilidade de tecnologias que se têm desenvolvido nos últimos anos, mas também de forma a que seja escolhido o dispositivo de armazenamento que melhor se enquadra no âmbito desta dissertação.

O Capítulo 4 inclui o modelo utilizado tanto para análise do mercado diário do MIBEL como para a estimativa dos novos preços de mercado através das duas abordagens já mencionadas. Neste capítulo, para além de uma descrição teórica sobre como são realizados os cálculos necessários para a inclusão das propostas de compra e venda relativas às baterias consideradas, inclui-se também uma breve descrição do código implementado através do *software* Matlab.

O Capítulo 5 contém os resultados obtidos devido à inclusão dos dispositivos de armazenamento de energia no MIBEL, de acordo com os casos de estudo propostos e com as abordagens utilizadas. É realizada uma comparação entre os dois métodos utilizados e os casos propostos, de modo a melhor interpretar os resultados obtidos. Neste capítulo, igualmente, está descrita a análise financeira elaborada para cada caso de estudo e o método utilizado, permitido que sejam obtidas conclusões quanto à viabilidade do investimento nestes dispositivos de armazenamento no âmbito da arbitragem dos preços de mercado.

Por fim, o Capítulo 6 inclui as conclusões relativas aos resultados obtidos e à análise da viabilidade do investimento nas baterias de iões de lítio no âmbito da arbitragem dos preços do MIBEL. Ainda neste capítulo, são incluídas algumas considerações finais sobre esta dissertação, bem como outras considerações sobre futuros trabalhos nesta área de interesse dos mercados energéticos.

Capítulo 2

O MIBEL

2.1 Aspetos Gerais

O Mercado Ibérico de Energia Elétrica (MIBEL) resulta da integração dos sistemas elétricos de Portugal e Espanha através de um acordo de cooperação entre os governos dos dois países [11] e surge da necessidade de aceleração do processo de aplicação prática das disposições de uma diretiva do Parlamento Europeu e do Conselho, a *Diretiva n° 2003/54/CE* [12, 13].

O MIBEL é supervisionado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e a Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM), por parte de Portugal, e pela Comissão Nacional de Energia (CNE) e a Comissão Nacional do Mercado de Valores (CNMV), por parte de Espanha. Tem como principais objetivos a convergência, a nível ibérico, de benefícios para os consumidores de ambos os países, garantindo o acesso a todos os interessados num processo de igualdade, transparência e objetividade [14].

Durante a estruturação do MIBEL, tanto a ERSE como a CNE recolheram e analisaram sugestões no âmbito de um processo de consulta pública e chegaram à conclusão que o modelo de organização do MIBEL deverá assegurar os seguintes aspectos [15]:

- Colocar o mercado organizado e a contratação bilateral em pé de igualdade;
- Assegurar a transparência e liquidez do mercado organizado;
- Oferecer a todos os consumidores iguais oportunidades;
- Incentivar o investimento através de um pagamento aos produtores pela "garantia de potência";
- Evitar que a recuperação dos "custos ociosos" constitua uma distorção do mercado;
- Garantir a estabilidade e previsibilidade

2.2 Organização do MIBEL

A liberdade de contratação entre os participantes no MIBEL é apenas restringida pelas medidas estabelecidas no Protocolo de Colaboração que assegura um nível de liquidez e concorrência. Assim, os participantes no MIBEL podem utilizar os seguintes mercados para fazer as suas ofertas [15]:

- mercado livre de contratação bilateral física;
- mercados geridos pelo Operador de Mercado Ibérico, o OMI (mercados organizados):
 - mercados de produtos físicos a prazo;
 - mercado intradiário;
 - mercado diário.

Através de um acordo de cooperação assinado em 2004 em Lisboa, o MIBEL entrou em funcionamento antes de 30 de Julho de 2005 e, desde então, a sua operação tem estado a cargo do Operador de Mercado Ibérico, o OMI, que contempla duas entidades: o OMIE (pólo espanhol) e o OMIP (pólo português).

O OMIP é responsável pela gestão do mercado a prazo, que compreende transações referentes a blocos de energia com entrega posterior ao dia seguinte de contratação, no qual a liquidação pode ser feita quer por entrega física da energia, quer por diferenças.

O OMIE, por sua vez, é responsável pela gestão do mercado diário e intradiário, que compreende transações referentes a blocos de energia com entrega no dia seguinte ao da contratação, no qual a liquidação é obrigatoriamente física [12].

2.3 O Mercado Diário

O mercado diário do MIBEL é a plataforma de negociação das propostas de compra e venda de energia para o dia seguinte ao da negociação, para cada hora de cada dia, ao longo do ano.

Este mercado organiza as propostas de compra e venda de energia por parte dos diversos agentes registados no MIBEL, indicando para cada oferta o dia e a hora à qual se reportam, bem como a quantidade de energia e preço correspondentes. Em seguida, todas estas propostas que chegam ao mercado são organizadas pelo OMIE, que as ordena de forma crescente de acordo com o preço das ofertas de venda e de forma decrescente de acordo com o preço das ofertas de compra, para cada hora. Por fim, o preço de mercado para cada hora é encontrado através do cruzamento destas duas curvas de oferta e compra, e corresponde ao menor dos preços que garante que a oferta satisfaz a procura.

A Figura 2.1 ilustra essa situação, em que o Ponto C é o ponto em que as duas curvas se intersectam.

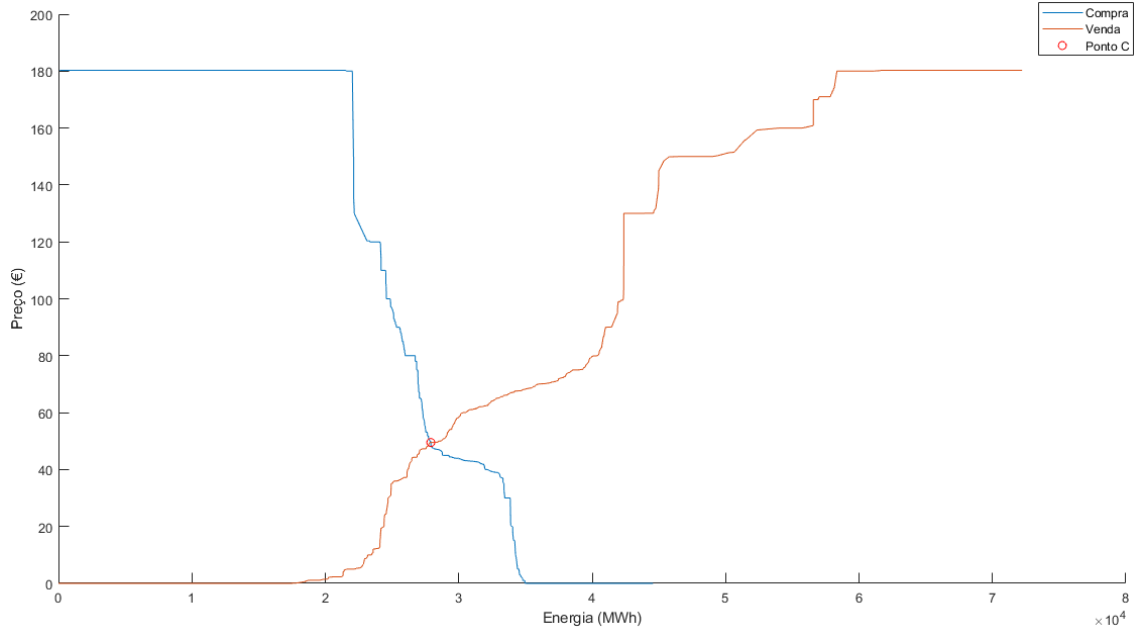


Figura 2.1: Exemplo do mercado diário para a hora 1 do dia 10 de Fevereiro de 2018.

No final, todos os agentes compradores que participam neste mercado e vêm as suas propostas aceites pagam o mesmo preço e todos os vendedores recebem esse mesmo preço, sendo este designado por preço marginal único [1].

Este tipo de estratégia de funcionamento do mercado tem origem num modelo em *pool* simétrico, cujo princípio de funcionamento assenta no despacho centralizado baseado em preços. Este despacho ocorre através da resolução de um modelo matemático que utiliza a Função de Benefício Social como função objetivo do mesmo.

Tal como referido anteriormente, as propostas de venda e compra são ordenadas segundo o valor do seu preço (de forma ascendente ou descendente, respetivamente) para que seja possível resolver o problema matemático de maximização. Nas equações seguintes encontra-se descrito o modelo matemático que utiliza a Função de Benefício Social para realização do despacho do mercado através do modelo de *pool* simétrico.

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

Sujeito a:

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

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

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

Sendo que,

- P_{Di} quantidade da proposta de compra i ;
- P_{Gj} quantidade da proposta de venda j ;
- P_{Di}^{of} quantidade máxima da proposta de compra i ;
- P_{Gj}^{of} quantidade máxima da proposta de venda j ;
- C_{Di} preço da proposta de compra i ;
- C_{Gj} preço da proposta de venda j ;
- N_D número total das propostas de compra;
- N_G número total das propostas de venda.

Como podemos observar pela Equação 2.1, a função Z é a Função do Benefício Social e corresponde graficamente à diferença entre duas áreas distintas: uma entre a curva das propostas de compra aceites e o eixo horizontal e a outra, entre a curva das propostas de venda também aceites e o eixo horizontal. Em alternativa, o valor desta função corresponde à soma do excedente dos consumidores e do excedente dos produtores tal como se ilustra na Figura 2.2. O excedente dos consumidores é representado pela área entre a curva das propostas de compra aceites e a linha horizontal associada ao preço de mercado, e o excedente dos produtores está associado à área entre a linha horizontal associada ao preço de mercado e a curva das propostas de venda aceites.

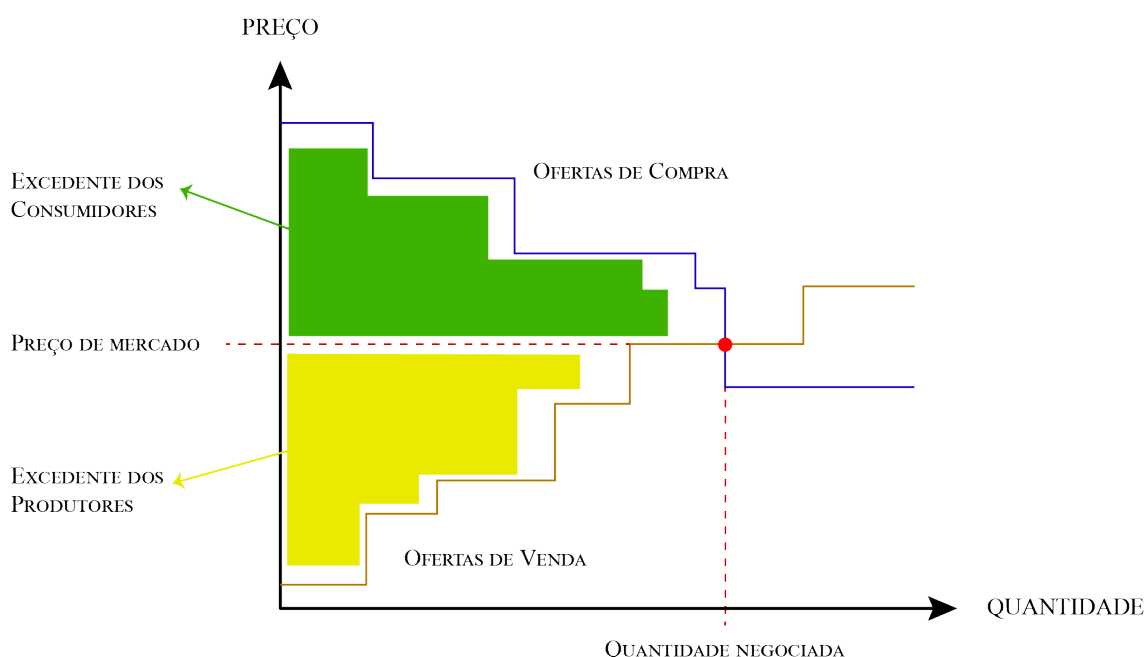


Figura 2.2: Modelo do mercado em *Pool* simétrico.

O cálculo deste problema de maximização pode ser tão mais complexo quão complexas forem as propostas que são apresentadas ao mercado. Para o efeito, as propostas de compra e venda

podem ser propostas simples ou propostas complexas.

As propostas simples compõem-se apenas por uma quantidade de energia elétrica a ser transacionada e um preço relativo a essa quantidade. Esta é a situação mais comum no mercado e é a mais benéfica para o mesmo, de uma perspetiva de rapidez na resolução do cálculo do despacho.

Por outro lado, as propostas complexas são compostas não só por uma quantidade de energia e um preço, como também pela taxa de tomada ou diminuição de carga das centrais, mínimos técnicos e rentabilidades mínimas dos geradores, por exemplo. Em suma, o cálculo para a resolução de um problema de despacho em que se apresentam muitas mais restrições face às existentes com as propostas simples, é mais complexo e, consequentemente, moroso na obtenção de um resultado ótimo.

2.4 Gestão das Interligações

Após esta organização por parte do OMIE, é necessário prever se a capacidade de interligação máxima entre Portugal e Espanha foi ultrapassada. Se esta não tiver sido ultrapassada, ocorre o mercado integrado com um preço único para Portugal e Espanha; se esta tiver sido ultrapassada, existe a necessidade de separação dos mercados, fenómeno a que chamamos de *Market Splitting*, dando origem a preços diferentes para Portugal e para Espanha.

Em suma, caso não ocorra *Market Splitting*, as propostas aceites são aquelas que se encontram graficamente à esquerda da intersecção entre as curvas de compra e venda de energia, ou seja, as que têm um preço superior ao preço de mercado, no caso das propostas de compra, ou um preço inferior ao preço de mercado, no caso das propostas de venda. Todas as restantes propostas são recusadas para a hora em consideração. Caso a capacidade das interligações entre Portugal e Espanha seja excedida, ocorre *Market Splitting*, dando origem a um sistema com dois mercados separados com preços distintos entre si, ou seja, um preço português diferente de um preço espanhol.

A forma como a tomada de decisão é efetuada pelo OMIE neste assunto está ilustrada na Figura 2.3.

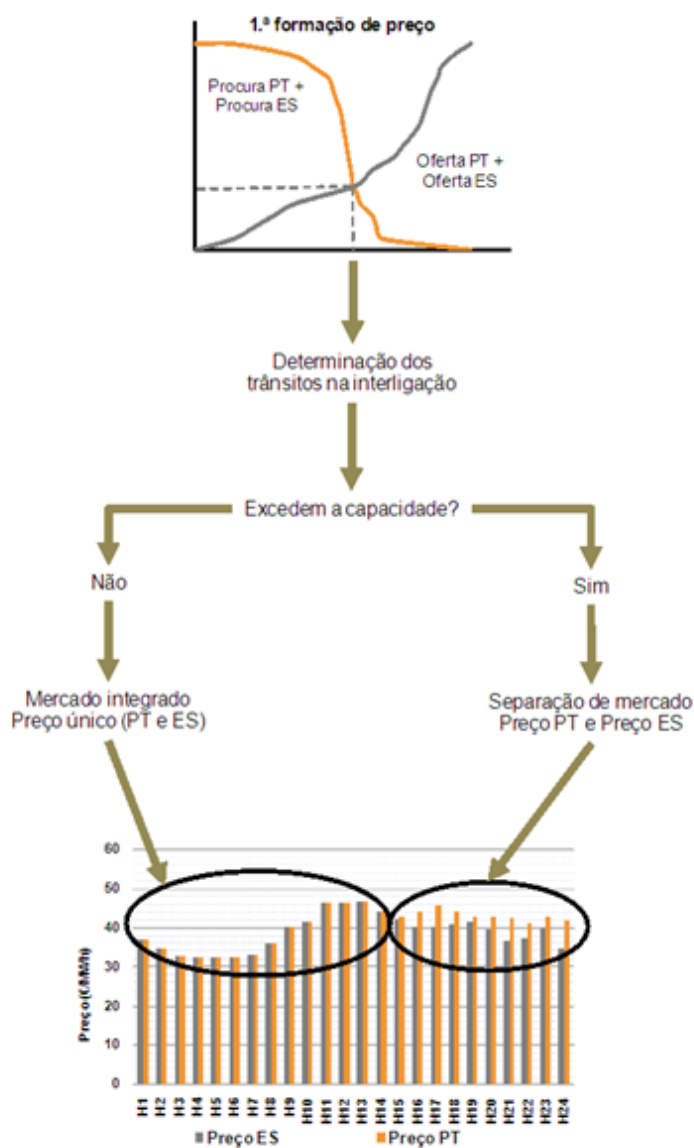


Figura 2.3: Processo de formação do mercado diário do MIBEL [1].

A Figura 2.4 reporta-se a um dia em que ocorreu *Market Splitting* durante algumas horas do dia (das 13h às 20h). Como podemos verificar, a curva superior de cor azul indica a capacidade de exportação de Espanha para Portugal para uma determinada hora e a área a verde representa a ocupação da exportação para uma determinada hora.

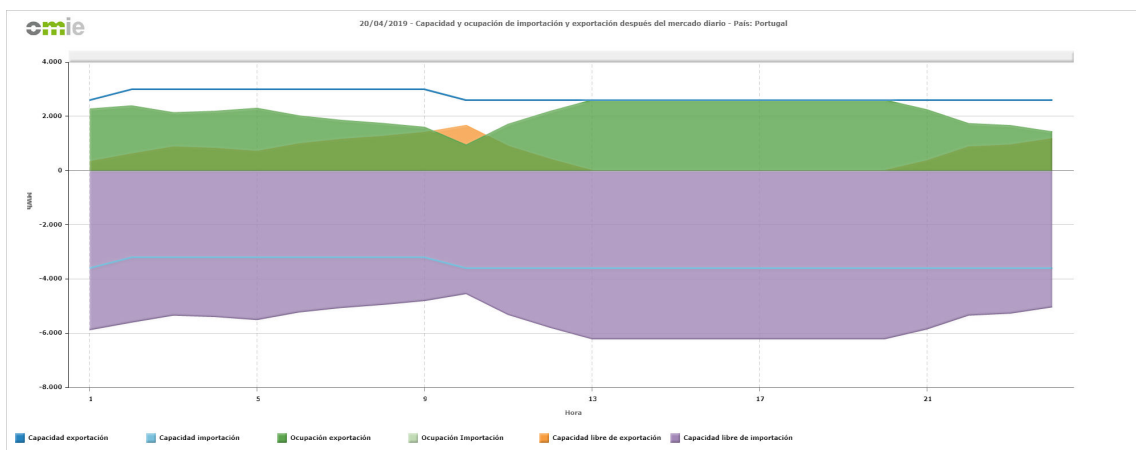


Figura 2.4: Capacidade de importação e exportação do mercado diário do MIBEL para o dia 20 de Abril de 2019 [2]

Quando a capacidade de interligação é excedida, podemos ver que a área a verde coincide com a curva a azul, significando que não existe capacidade de exportação para a hora em questão (neste caso, entre as 13h e as 20h), o que dá origem a mercados separados e a preços para Portugal e Espanha diferentes, como também podemos observar na Figura 2.5. Em todas as outras horas o mercado ocorre normalmente sendo a ocupação de exportação mais baixa face à curva da capacidade de exportação.

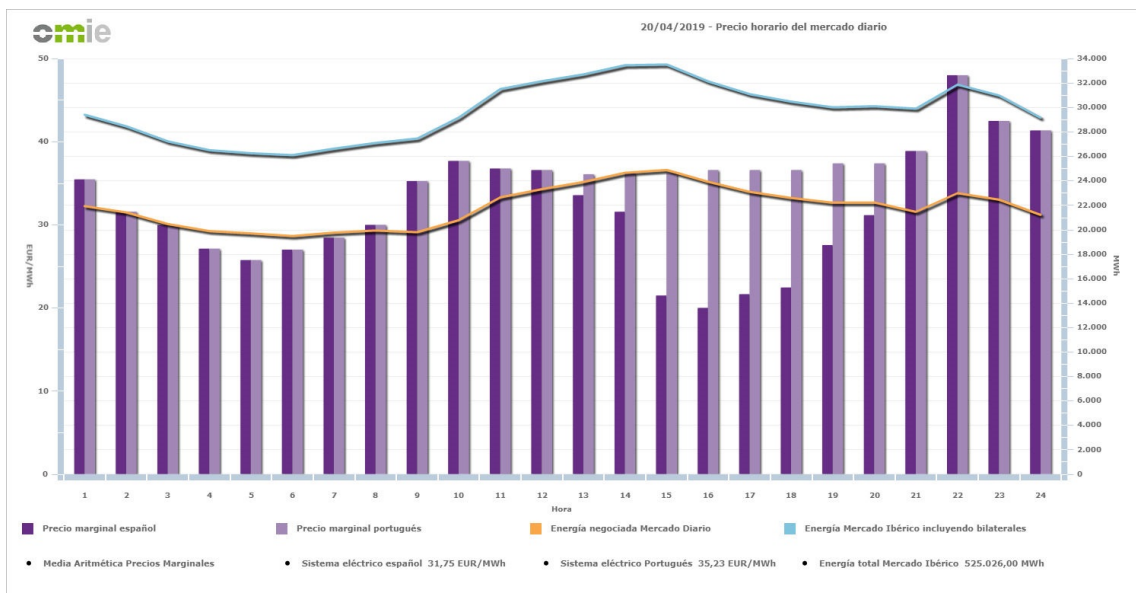


Figura 2.5: Preços do mercado diário do MIBEL para o dia 20 de Abril de 2019 [2]

2.5 Mercado Intradiário

O mercado intradiário é um mecanismo do MIBEL que permite o ajuste do resultado do mercado diário por parte dos agentes de mercado, através de propostas de compra e venda de energia, conforme as necessidades que possuem em tempo real. No MIBEL, existe um mercado de leilões estruturado em seis sessões diferentes e um mercado contínuo transfronteiriço europeu.

O mercado de leilões gere a capacidade livre das interligações existentes entre Portugal e Espanha, as áreas de cada um dos países e os horizontes de programação existentes em cada sessão do mercado. O resultado de cada sessão é publicado num Programa Intradiário Básico de Emparelhamento Incremental (PIBCI) a partir do qual o operador do sistema publica o Programa do Horário Final (PHF), sendo esse o programa resultante. Na Figura 2.6 podemos verificar a distribuição de horários por sessão, para este mercado [2].

	SESSÃO 1ª	SESSÃO 2ª	SESSÃO 3ª	SESSÃO 4ª	SESSÃO 5ª	SESSÃO 6ª
Abertura de sessão	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Encerramento de sessão	18:50	21:50	01:50	04:50	08:50	12:50
Emparelhamento	18:50	21:50	01:50	04:50	08:50	12:50
Publicação do programa acumulado (PIBCA)	18:57	21:57	01:57	04:57	08:57	12:57
Publicação PHF dos OSs	19:20	22:20	02:20	05:20	09:20	13:20
Horizonte da Programação (Períodos horários)	27 horas (22-24 y 1-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Figura 2.6: Distribuição de horários por sessão do mercado intradiário do MIBEL [2].

Assim, como podemos verificar, no mercado intradiário do MIBEL ocorrem 6 sessões de negociação diárias. A primeira sessão permite aos agentes apresentarem propostas para 28 horas (4 horas do dia atual e 24 horas do dia seguinte), a segunda sessão abrange apenas o dia seguinte para a negociação, a terceira sessão abrange as últimas 20 horas do dia de negociação, a quarta sessão ocorre para as últimas 17 horas do dia de negociação, a quinta sessão ocorre para as últimas 13 horas do dia de negociação e, por último, a sexta sessão ocorre para as últimas 9 horas do dia de negociação.

O segundo, o mercado intradiário contínuo, é um mercado europeu gerido por vários operadores de mercado com o propósito de facilitar o comércio de energia na zona Europa e aumentar a eficiência global das transações de energia nos mercados intradiários de toda a Europa. Este tipo de mercado contínuo possibilita a gestão dos desequilíbrios da energia transacionada por parte dos agentes de mercado.

Capítulo 3

Os Dispositivos de Armazenamento

3.1 Aspetos Gerais

Na atualidade, tem existido uma grande sensibilização para a redução de energias não renováveis, nomeadamente para a redução de utilização de combustíveis fósseis, devido ao facto destes serem prejudiciais para o meio ambiente. Com esta preocupação, o Conselho Europeu concordou em 2014 na criação de uma plataforma sustentável para 2030 com objetivos ao nível de energia e do clima. Este acordo permitirá à União Europeia não só ser mais competitiva, segura e sustentável a nível energético, como também atingir os seus objetivos a longo prazo, para 2050, na redução da emissão dos gases de efeito de estufa [16].

Algumas das metas acordadas pelo Conselho Europeu são:

- Redução de **40%** das emissões de gases de efeito de estufa;
- Consumo global de pelo menos **32%** de energia renovável.

Neste sentido, tem existido uma grande procura por parte das grandes empresas e dos governos de soluções que sejam energeticamente mais eficientes e ambientalmente mais limpas, de modo a que os objetivos propostos sejam atingidos. Torna-se, portanto, essencial a aposta em dispositivos que permitam o armazenamento de energia para que esta possa ser aproveitada de forma mais eficiente e a matéria prima utilizada para a sua produção seja, consequentemente, reduzida.

Atualmente, 96% da capacidade total dos dispositivos de armazenamento de energia de grande escala correspondem a bombagem hidroelétrica, com cerca de 180 GW a nível mundial [17]. No entanto, através duma análise mais cuidada dos últimos anos, podemos verificar que há uma utilização crescente de novas tecnologias de armazenamento de energia, nomeadamente:

- Armazenamento térmico;
- Armazenamento eletroquímico;
- Armazenamento de hidrogénio;
- Armazenamento de ar comprimido.

Neste capítulo serão analisadas várias tecnologias de armazenamento de energia existentes atualmente. Dar-se-á destaque ao tipo de armazenamento de energia, desenvolvimento tecnológico, custo de investimento e à eficiência da tecnologia, entre outros fatores relevantes.

3.2 Descrição das Tecnologias de Armazenamento

Uma vez que a energia não pode ser armazenada em forma de eletricidade, torna-se necessário converter essa energia em energia mecânica, química, eletroquímica, eletromagnética ou térmica. Desta forma, podemos classificar os dispositivos de armazenamento de energia de acordo com o tipo de energia armazenada.

Mecânica	Química	Eletroquímica	Eletromagnética	
Bombagem		Baterias convencionais	Supercondutores magnéticos	
Ar comprimido		Baterias de elevada temperatura		
		Baterias de fluxo regenerativo		
Volante de inércia		<i>Power to Gas</i>	Supercondensadores	
	Hidrogénio			Térmica

Tabela 3.1: Classificação dos dispositivos de armazenamento de energia [10].

3.2.1 Dispositivos de armazenamento mecânico

Nesta secção encontram-se descritos alguns dos dispositivos de armazenamento de energia sob a forma mecânica.

3.2.1.1 Bombagem

As centrais hídricas, durante o seu funcionamento e para a produção de energia elétrica, turbinam a água que se encontra a montante, na albufeira, para jusante da barragem, habitualmente nas horas de cheia. Nas horas de vazio, uma vez que o preço da eletricidade é mais baixo, é realizado o aproveitamento da água existente no reservatório a jusante bombando-a para o reservatório a montante da central hídrica. O conceito de bombagem surge, então, como o armazenamento de energia elétrica sob a forma do seu potencial hidráulico, que ocorre ao bombear a água do reservatório que se encontra numa cota inferior para uma cota superior [5].

Deste modo, é possível aproveitar o excesso de produção eólica, por exemplo, para fazer a bombagem numa barragem, de modo a que a água bombada possa posteriormente voltar a ser turbinada, especialmente em horas de ponta, como se pode observar na Figura 3.1.

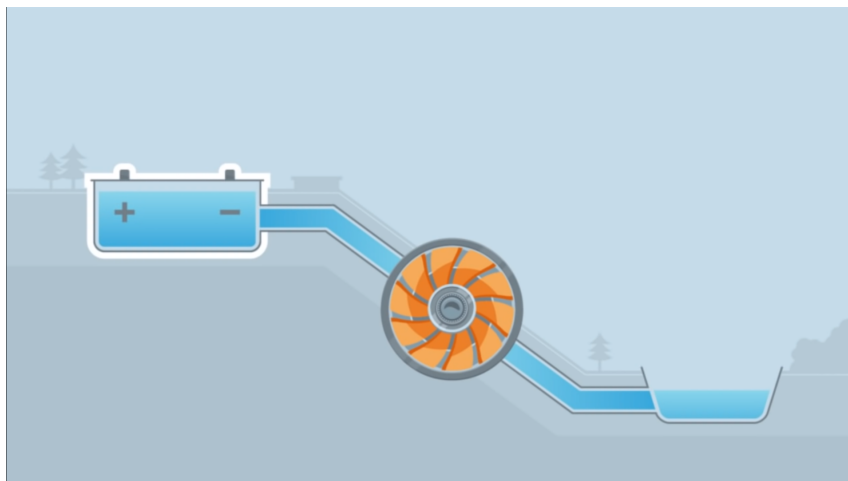


Figura 3.1: Exemplo de funcionamento de uma central hídrica com bombagem [3].

As principais desvantagens que surgem neste tipo de dispositivo de armazenamento prendem-se com a necessidade de existirem condições geológicas favoráveis à instalação do sistema de bombagem e com as restrições que possam existir quanto à utilização da água. No entanto, estes aproveitamentos hidroelétricos equipados com turbinas reversíveis possuem uma capacidade de operação bastante flexível sendo, desta forma, uma tecnologia bastante relevante para efeitos de regulação e controlo da variabilidade de produção de energia existente.

Em Portugal, uma vez que possuímos uma vasta costa marítima existe a oportunidade de, futuramente, se apostar num novo conceito de bombagem, o *Sea Water Pumped Hydro Energy Storage*, que utiliza o mar como um reservatório natural numa cota inferior, sendo apenas necessário a construção de um reservatório artificial a uma cota superior. No entanto, visto ainda não existir qualquer versão comercial disponível, é necessário aguardar pelos avanços tecnológicos necessários à execução prática deste conceito inovador [10].

3.2.1.2 Ar comprimido

A tecnologia de armazenamento de ar comprimido é uma técnica utilizada em sistemas com turbinas a gás de alta potência. O seu modo de funcionamento assenta no mesmo princípio de funcionamento da bombagem nas centrais hídricas. Através da energia que surge da queima de gás ou da rede elétrica, durante as horas de vazio, o ar é comprimido, com recurso a um compressor, e armazenado, por exemplo, em formações geológicas subterrâneas adequadas [6].

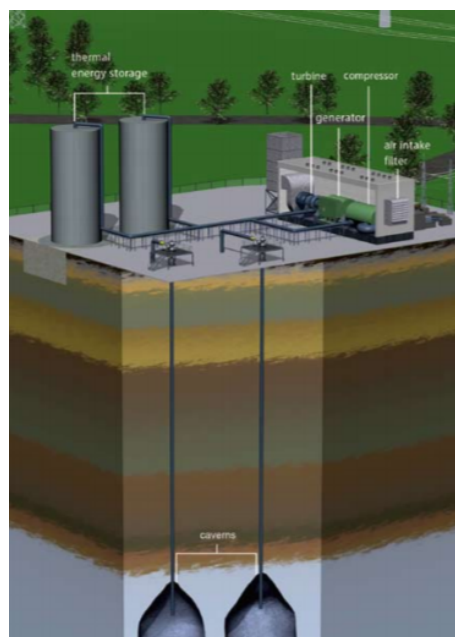


Figura 3.2: Exemplo de armazenamento de energia a ar comprimido [4].

Durante as horas de cheia e ponta, para que a produção de energia seja mais rentável quando comparadas com as centrais convencionais, o ar comprimido mistura-se com o combustível de modo a que consiga produzir até três vezes mais energia do que seria possível nas centrais convencionais [6].

As principais desvantagens associadas à utilização deste tipo de dispositivo de armazenamento de energia prendem-se com os requisitos geológicos necessários à instalação deste sistema, bem como com questões de segurança ou de origem regulatória. Os sistemas de armazenamento de ar comprimido de primeira geração apresentam ainda o inconveniente de terem uma baixa eficiência no processo de arrefecimento/aquecimento do ar atmosférico, bem como uma elevada emissão de CO_2 durante o processo de reaquecimento [10].

3.2.1.3 Volantes de inércia

Os volantes de inércia ou *flywheels* são um conceito já muito antigo e bastante utilizado quanto ao armazenamento de energia. Originais da idade do bronze, em rodas de oleiros, rodas de água ou até em teares de lã, tinham todos o mesmo princípio de funcionamento, ou seja, a utilização de um objeto de grandes dimensões e pesado, para proporcionar um movimento de rotação constante [8].

O princípio básico de funcionamento deste tipo de armazenamento consiste na conversão de energia elétrica em energia cinética/rotacional e vice-versa. Durante o seu funcionamento os volantes de inércia são acionados por um motor utilizando energia elétrica que irá acelerar o rotor até velocidades muito elevadas. O rotor continuará a girar até que exista uma necessidade de

produção de energia elétrica, altura em que, com recurso a um gerador, se converte a energia cinética existente na rotação do rotor em energia elétrica [10].

Uma vez que este dispositivo assenta num funcionamento mecânico e de modo a que seja possível aproveitar o máximo de energia proveniente da rotação, este sistema é inserido num sistema de vácuo de modo a que sejam reduzidas as perdas por fricção. A quantidade de energia cinética que pode ser armazenada por este dispositivo é proporcional ao momento de inércia da massa e ao quadrado da velocidade angular [5]. A expressão (3.1) apresenta esta relação, em que E_c representa a energia cinética armazenada na *flywheel*, I representa o momento de inércia e ω a velocidade angular da *flywheel* [18].

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot I \cdot \omega^2 \quad (3.1)$$

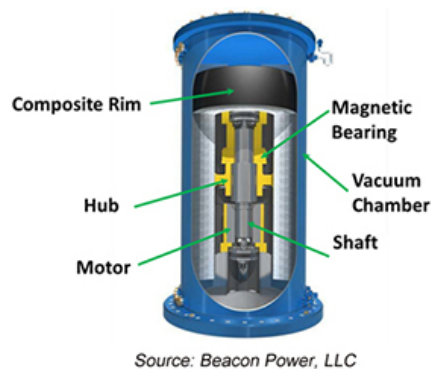


Figura 3.3: Exemplo de um sistema de armazenamento de energia de um volante de inércia [5].

Este tipo de dispositivos de armazenamento apresentam ainda vantagens como a elevada densidade de potência e o elevado número de ciclos de carga/descarga possíveis. Em contrapartida, apresentam valores excessivamente elevados de auto-descarga devido a perdas por fricção, e uma reduzida densidade de energia [10].

3.2.2 Dispositivos de armazenamento químico

Nesta secção encontra-se descrito um tipo de dispositivo de armazenamento de energia sob a forma química, o armazenamento em hidrogénio.

3.2.2.1 Hidrogénio

Segundo os investigadores chineses *Z. Yan* e *W. Gu*, o hidrogénio é considerado o portador de energia mais promissor do futuro. Os processos industriais atuais utilizam maioritariamente combustíveis fósseis para a produção de hidrogénio, o que implica grandes desvantagens quando abordamos este tema numa perspetiva ambiental. Portanto, estes processos tornam-se inviáveis devido ao impacto negativo que têm no ambiente.

Assim, na procura de novos processos de produção de hidrogénio que não sejam poluentes, surge um termo utilizado pelos investigadores chineses: o “*Green Hydrogen*” [19].

O facto deste hidrogénio recorrer a recursos de energia renovável não poluentes na sua produção, facilita a sua integração em dispositivos de armazenamento como as designadas *fuel cells*, que baseiam o seu princípio de funcionamento num processo de eletrólise [6, 8].

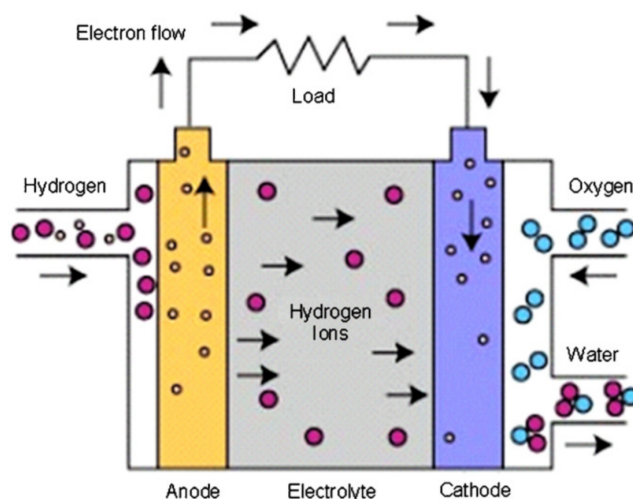


Figura 3.4: Exemplo de uma *fuel cell* [6].

Estas *fuel cells* apresentam uma elevada densidade de potência, uma capacidade de ajuste rápido às variações de carga que possam existir e uma baixa temperatura de operação, o que é vantajoso já que permite que não se tome muito tempo a atingir o seu ponto de funcionamento ideal.

3.2.3 Dispositivos de armazenamento eletroquímico

Nesta secção encontram-se descritos alguns dos dispositivos de armazenamento de energia sob a forma eletroquímica.

3.2.3.1 Baterias convencionais

O princípio de funcionamento de uma bateria convencional assenta em reações de oxidação e redução que permitem o fluxo de iões entre um eléctrodo positivo e um eléctrodo negativo, provocando deste modo a criação de uma corrente eléctrica. Atualmente, existem vários tipos de baterias utilizadas em sistemas de armazenamento, no entanto, o foco incidirá em três tipos de baterias convencionais: chumbo-ácido, níquel-cádmio e iões de lítio [8, 10].

(A) Baterias de Chumbo-ácido

Este tipo de baterias é o mais conhecido e o mais antigo no que toca ao armazenamento de energia. Estas são uma solução atrativa uma vez que apresentam uma eficiência relativamente alta e

um baixo custo de investimento. Ainda assim, a sua utilização apresenta alguns pontos negativos, tais como: o número limitado de ciclos de carga/descarga, uma baixa intensidade de energia e elevada taxa de manutenção, para além do facto do chumbo ser um elemento prejudicial para a saúde.

O seu processo de carga assenta em reações entre o dióxido de chumbo e o chumbo esponjoso com o ácido sulfúrico para criar sulfato de chumbo, água e chumbo. No processo de descarga ocorrem as reações inversas entre os elementos [10].

(B) Baterias de Níquel-Cádmio

As baterias baseadas em níquel são constituídas por eléktodos positivos de hidróxido de níquel e eléktodos negativos de cádmio. Apesar deste tipo de baterias apresentar um custo relativamente baixo, um grande número de ciclos de carga/descarga e uma reduzida necessidade de manutenção, estas baterias já foram banidas em alguns países da União Europeia por possuírem materiais tóxicos na sua composição.

Este tipo de baterias apresenta também elevadas taxas de auto-descarga, o que implica que, a longo prazo, a sua utilização não seja eficiente [10].

(C) Baterias de Iões de lítio

As baterias de iões de lítio têm-se destacado nos últimos anos essencialmente pelo seu elevado grau de eficiência, elevado número de ciclos de carga/descarga, elevada densidade de energia e elevada potência, quando comparadas aos anteriores tipos de baterias referidos.

O seu princípio de funcionamento assenta num processo de oxidação-redução do eléktrodo positivo composto por um óxido de lítio, que provoca um movimento de iões de lítio para o eléktrodo negativo, composto por grafite, durante o processo de carga, ou no sentido inverso no processo de descarga [10].

3.2.3.2 Baterias de elevada temperatura

As baterias de elevada temperatura conseguem operar em temperaturas bastante elevadas e o seu processo de funcionamento assenta no movimento de iões de sódio e de eletrões entre os eléktodos positivos e negativos, provocando uma corrente elétrica num circuito externo devido ao fluxo de eletrões.

Genericamente, apesar destas baterias apresentarem um elevado grau de eficiência, possuírem uma elevada densidade de energia e elevado número de ciclos de carga/descarga, têm também um elevado custo de investimento e apresentam também grandes valores de auto-descarga, o que indica que a sua utilização não é viável em longos períodos de armazenamento [10].

3.2.3.3 Baterias de fluxo regenerativo

As baterias de fluxo regenerativo, também conhecidas como pilhas de combustível reversível, superam algumas das limitações existentes nas baterias tradicionais uma vez que a área de superfície

onde ocorre a reação química não é limitada. Esta tecnologia baseia-se num sistema de eletrólitos positivos e negativos armazenados externamente em depósitos ou tanques que, durante a operação da bateria, são introduzidos numa pilha onde se dá origem a uma reação de oxidação-redução que produz energia elétrica [8, 10]. Na figura 3.5 podemos observar o funcionamento descrito anteriormente.

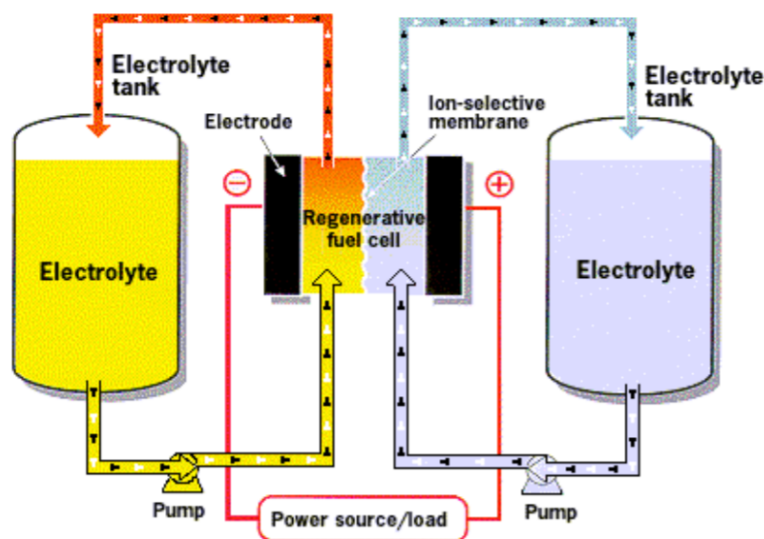


Figura 3.5: Exemplo de uma bateria de fluxo regenerativo [7, 8].

Uma vez que os eletrólitos se encontram armazenados externamente, torna-se mais fácil aumentar a potência e a energia da bateria, aumentando o número de pilhas e o volume dos eletrólitos, respetivamente.

O nível de eficiência deste tipo de baterias é bastante satisfatório, entre os 70% e os 85%, dependendo do tipo de bateria. O valor da auto-descarga deste tipo de dispositivo de armazenamento também é, tipicamente, muito reduzido podendo atingir, no máximo, os 10% de auto-descarga [10].

3.2.3.4 *Power to Gas*

Apesar de ser uma tecnologia com custos associados bastante elevados, o *Power to Gas* é considerado por muitos especialistas como uma das soluções mais promissoras a nível de armazenamento de energia de longa duração.

O seu princípio de funcionamento está relacionado com a conversão de energia elétrica, obtida com recurso a fontes renováveis, em energia química, sob a forma de gás natural sintético que poderá ser utilizado na produção de eletricidade em períodos de maior necessidade. Com recurso a um eletrolisador, produz-se hidrogénio que, utilizado conjuntamente com o CO_2 , através de um processo de metanização, produz gás natural sintético.

No entanto, esta tecnologia apresenta um alto custo de instalação e um baixo rendimento global, na ordem dos 30% a 40%, devido ao baixo rendimento de alguns constituintes do sistema. Uma vez que este tipo de tecnologia ainda se apresenta numa fase piloto, não se conhecem outras características técnicas de modo a coloca-la em pé de igualdade com outras tecnologias já abordadas [10].

3.2.4 Dispositivos de armazenamento eletromagnético

Nesta secção encontram-se descritos alguns dos dispositivos de armazenamento de energia sob a forma eletromagnética.

3.2.4.1 Supercondutores magnéticos

Os supercondutores magnéticos (SMES) armazenam energia no campo magnético gerado pelos seus condutores aquando da presença de uma corrente elétrica.

O seu princípio de funcionamento consiste na circulação de uma corrente elétrica numa bobina que, por sua vez, induz um campo magnético, onde será armazenada a energia. A corrente circulante continua a fluir na bobina indefinidamente até que seja necessário proceder-se ao descarregamento deste sistema, altura em que será extraída com uma resposta quase instantânea e entregue por períodos que variam desde uma fração de segundos até várias horas [8, 20].



Figura 3.6: Dispositivo de armazenamento de energia em supercondutores magnéticos [8].

Os SMES são extremamente eficientes, possuem uma capacidade de resposta muito rápida e têm uma capacidade de controlo da potência ativa e reativa. Outro dos fatores vantajosos do

uso desta tecnologia é que não apresentam um limite de ciclos de carga/descarga. No entanto, necessitam de grandes espaços e temperaturas muito baixas para a sua operação, para além do seu custo de investimento ser algo elevado [10].

3.2.4.2 Supercondensadores

Este tipo de dispositivos de armazenamento permitem armazenar grandes quantidades de energia devido à elevada área superficial criada pelos seus eléktodos e à pequena separação criada pelo dielétrico.

O seu princípio de funcionamento assenta no movimento de aniões para os eléktodos negativos e de catiões para os eléktodos positivos. Nesse momento, o dielétrico evita o movimento da carga entre os eléktodos. Este funcionamento permite que estes dispositivos possam carregar e descarregar milhares de vezes, devido à sua reversibilidade.

Como principais vantagens da utilização desta tecnologia temos a elevada eficiência destes dispositivos, bem como a elevadíssima densidade de potência e o seu reduzido tempo de resposta. Em contrapartida, o seu valor de auto-descarga é elevado, o que indica que a sua utilização não é viável para armazenamentos de longa duração, limitando assim o uso destes dispositivos [10].

3.2.5 Dispositivos de armazenamento térmico

Existem três tipos de formas sob os quais a energia térmica pode ser armazenada: sob a forma de calor sensível, calor latente ou energia química.

O armazenamento sob a forma de calor sensível aproveita a energia libertada no aquecimento de materiais que não alteram o seu estado durante a fase de acumulação. Este sistema é próprio para aplicações de baixa temperatura. O armazenamento sob a forma de calor latente aproveita a energia resultante do processo da mudança de fase de um material que, após a sua fusão e solidificação a uma determinada temperatura, são capazes de armazenar e libertar grandes quantidades de energia. Existem também as reações termoquímicas e a absorção e adsorção de materiais que permitem uma capacidade de armazenamento térmico superior a todos os outros tipos de armazenamento térmico.

Podemos considerar duas tecnologias principais quanto ao armazenamento térmico: centrais solares de concentração (CSP) e redes urbanas de distribuição de calor (DH - *District Heating*).

As centrais solares de concentração convertem energia solar em energia térmica e, em seguida, em energia mecânica através de painéis solares com concentração de modo a que seja possível aquecer um fluido que é armazenado. Este fluido pode ser posteriormente turbinado sob a forma de vapor de água, produzindo assim energia elétrica. Este tipo de armazenamento de energia é considerado um armazenamento de energia de larga escala, em que os equipamentos se podem ligar à rede de transporte de energia elétrica.

As redes urbanas de calor, ou *District Heating*, estão incluídas num conceito já antigo que remonta ao século XIX, o *District Energy*, que consiste num sistema de aquecimento e arrefecimento de edifícios através da circulação de água quente ou de vapor de baixa pressão, através de uma rede

subterrânea. As centrais de produção estão conectadas com os centros industriais, comerciais e residenciais através de um sistema de tubagens subterrâneas.

Existem diversas vantagens na utilização deste tipo de armazenamento térmico de energia desde o seu contributo na diversificação das fontes de energia, ao aumento da competitividade nos mercados de eletricidade e do gás natural, às reduções na utilização de combustíveis fósseis e das emissões poluentes dos seus gases, bem como dos custos de aquecimento e de operação. No entanto, uma vez que exige que a fonte de produção de calor esteja perto dos consumidores finais, existe alguma dificuldade em encontrar locais propícios à construção destas fontes de calor. É também uma tecnologia que requer custos de investimento bastante elevados [21, 10].

3.3 Comparação Técnico-económica

De modo a organizar e comparar todas estas tecnologias, podemos fazer uma análise técnico-económica entre as diversas tecnologias de armazenamento. Assim, através das tabelas seguintes, é possível tirar algumas conclusões quanto à eficiência, custo de investimento, custo de manutenção, tempo de vida, entre outros, de cada tecnologia. Faz-se notar que os valores apresentados nas tabelas seguintes se reportam ao ano de 2015.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS						
Capacidade de Armazenamento (MW)	Densidade de Energia (Wh/kg)	Eficiência (%)	Duração da descarga	Tempo de resposta	Auto descarga (%/dia)	Estado de Maturação
100 - 5000	0,5 - 1,5	75 - 85	1h - dias	s - min	0 - 0,02	Maturo

CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS			
Custo de investimento potência (€/kW)	Custo de investimento energia (€/kWh)	Custo de manutenção (€/kW/ano)	Tempo de vida (anos)
500 - 3600	5 - 150	13	50 - 100

Tabela 3.2: Análise técnico-económica do armazenamento por bombagem [10].

Através da análise da Tabela 3.2 referente à tecnologia do armazenamento por bombagem, podemos destacar a sua elevada capacidade de potência (100 - 5000 MW), o seu elevado tempo de vida (50 - 100 anos), a sua rápida capacidade de resposta (s - min) e a elevada quantidade de energia que consegue armazenar sem ocorrer um valor significativo de auto-descarga. Em contrapartida, este tipo de armazenamento por bombagem necessita de locais próprios para a sua instalação e apresenta baixos valores de densidade de energia (0,5 - 1,5 Wh/kg) [10].

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS						
Capacidade de Armazenamento (MW)	Densidade de Energia (Wh/kg)	Eficiência (%)	Duração da descarga	Tempo de resposta	Auto descarga (%/dia)	Estado de Maturação
100 - 300	30 - 60	42 - 70	6h - dias	5 - 15 min	0 - 1	Maturo
CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS						
Custo de investimento potência (€/kW)	Custo de investimento energia (€/kWh)		Custo de manutenção (€/kW/ano)		Tempo de vida (anos)	
400 - 1150	10 - 120		10		25 - 40	

Tabela 3.3: Análise técnico-económica do armazenamento por ar comprimido [10].

A Tabela 3.3 apresenta características relativas ao armazenamento de energia por ar comprimido, das quais se destacam a sua elevada capacidade de potência (100 - 300 MW), a sua elevada duração de descarga devido à sua capacidade de armazenamento de energia sem sofrer praticamente auto-descargas e o seu elevado número de ciclos de carga/descarga (5000 - 20000). No entanto, apesar de ter um elevado grau de maturação, esta tecnologia não se encontra geograficamente difundida devido às condições geológicas necessárias à sua instalação. Para além disso, esta tecnologia tem uma baixa eficiência (42 - 70%) e apresenta um tempo de resposta lento (5 - 15 min) [10].

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS						
Capacidade de Armazenamento (MW)	Densidade de Energia (Wh/kg)	Eficiência (%)	Duração da descarga	Tempo de resposta	Auto descarga (%/dia)	Estado de Maturação
0,1 - 200	n.d.	< 60	h	n.d.	~ 0,1	Testes e implementação
CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS						
Custo de investimento potência (€/kW)	Custo de investimento energia (€/kWh)		Custo de manutenção (€/kW/ano)		Tempo de vida (anos)	
900 - 1500	75 - 125		n.d.		n.d.	

Tabela 3.4: Análise técnico-económica do armazenamento térmico [10].

O armazenamento térmico, cuja a análise técnico-económica se encontra na Tabela 3.4, ainda não dispõe de grande informação técnica devido ao seu estado de maturação ser mais reduzido e

ainda se encontrar em fase de desenvolvimento. No entanto, destaca-se positivamente pelo seu baixo custo de investimento de potência e energia (900 - 1500 €/kW | 75 - 125 €/kWh), pelos valores reduzidos de auto-descarga ($\sim 0,1$ %/dia), pela capacidade de potência bastante mais elevada comparativamente a outras tecnologias (nomeadamente baterias convencionais e de fluxo regenerativo); e negativamente pela sua baixa eficiência (< 60 %) [10].

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS						
Capacidade de Armazenamento (MW)	Densidade de Energia (Wh/kg)	Eficiência (%)	Duração da descarga	Tempo de resposta	Auto descarga (%/dia)	Estado de Maturação
n.d.	3x superior a sist. de Hidrogénio	30 - 40	n.d.	10 min	0,003 - 0,03	Investigação em curso
CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS						
Custo de investimento potência (€/kW)		Custo de investimento energia (€/kWh)		Custo de manutenção (€/kW/ano)		Tempo de vida (anos)
1000 - 2000		Sem custos adicionais para o armazenamento na rede de gás		n.d.		n.d.

Tabela 3.5: Análise técnico-económica do armazenamento *Power to Gas* [10].

Uma vez que a tecnologia de *Power to Gas* é relativamente recente, a Tabela 3.5 apresenta informação bastante reduzida. Ainda assim, salienta-se o facto destes equipamentos não comportarem custos adicionais para o armazenamento da rede de gás, a elevada densidade de energia (três vezes superior quando comprada com o armazenamento com recuso ao hidrogénio) e o baixo valor de auto descarga (0,003 - 0,03 %/dia). Por outro lado, este tipo de armazenamento de energia apresenta uma eficiência muito baixa (30 - 40 %) e um tempo de resposta elevado (10 min) [10].

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS						
Capacidade de Armazenamento (MW)	Densidade de Energia (Wh/kg)	Eficiência (%)	Duração da descarga	Tempo de resposta	Auto descarga (%/dia)	Estado de Maturação
0,001 - 50	800 - 10000	20 - 50	min - h	min	0,003 - 2	Investigação em curso
CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS						
Custo de investimento potência (€/kW)	Custo de investimento energia (€/kWh)		Custo de manutenção (€/kW/ano)		Tempo de vida (anos)	
550 - 2000	1 - 15 0.3 - 0.6 (caverna)		n.d.		5 - 15	

Tabela 3.6: Análise técnico-económica do armazenamento com recurso ao hidrogénio [10].

A Tabela 3.6 apresenta alguns fatores técnico-económicos relativos ao armazenamento de energia com recurso ao hidrogénio. Analisando a mesma, podemos caracterizar este tipo de dispositivos como de baixo custo de investimento (1 - 15 €/kWh), de baixa eficiência (20 - 50%), de elevada densidade de energia (800 - 10000 Wh/kg) e de capacidade de resposta lenta (min), comparativamente a outras tecnologias. Ainda assim, é previsto que a sua eficiência e custo de investimento melhorem ao longo dos próximos anos, uma vez que é uma tecnologia ainda em fase de investigação [10].

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS						
Capacidade de Armazenamento (MW)	Densidade de Energia (Wh/kg)	Eficiência (%)	Duração da descarga	Tempo de resposta	Auto descarga (%/dia)	Estado de Maturação
0,01 - 1	0,1 - 15	85 - 98	s - min	ms	2 - 40	Investigação em curso
CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS						
Custo de investimento potência (€/kW)	Custo de investimento energia (€/kWh)		Custo de manutenção (€/kW/ano)		Tempo de vida (anos)	
10 - 400	300 - 20000		n.d.		15 - 20+	

Tabela 3.7: Análise técnico-económica do armazenamento com recurso a supercondensadores [10].

Analisando a Tabela 3.7 podemos afirmar que o armazenamento de energia com recurso a supercondensadores tem bastantes valias, tais como: a elevada eficiência (85 - 98%), a rápida

capacidade de resposta (ms) e o elevado número de ciclos de carga/descarga (10^4 - 10^8). No entanto, este tipo de dispositivos apresenta um custo de investimento de potência bastante elevado e elevados valores de auto-descarga (2 - 40 %/dia) [10].

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS						
Capacidade de Armazenamento (MW)	Densidade de Energia (Wh/kg)	Eficiência (%)	Duração da descarga	Tempo de resposta	Auto descarga (%/dia)	Estado de Maturação
0,01 - 10	0,5 - 5	80 - 95	1 s - 30 min	ms	10 - 15	Investigação em curso
CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS						
Custo de investimento potência (€/kW)		Custo de investimento energia (€/kWh)		Custo de manutenção (€/kW/ano)	Tempo de vida (anos)	
100 - 400		700 - 7000		n.d.	20	

Tabela 3.8: Análise técnico-económica do armazenamento com recurso a supercondutores magnéticos [10].

Para além dos valores apresentados na Tabela 3.8, os supercondutores magnéticos têm uma vantagem essencial que se prende com a capacidade de não recorrerem a qualquer processo de conversão de energia para proceder ao armazenamento de energia. Este facto permite que estes dispositivos tenham uma capacidade de resposta quase imediata (ms), bem como uma elevada eficiência ($\sim 95\%$) e um elevado número de ciclos de carga/descarga (10000). No entanto, esta tecnologia tem um custo de investimento de energia bastante elevado (700 - 7000 €/kWh) e apresenta um elevado valor de auto-descarga (10 - 15%/dia) [10].

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS						
Capacidade de Armazenamento (MW)	Densidade de Energia (Wh/kg)	Eficiência (%)	Duração da descarga	Tempo de resposta	Auto descarga (%/dia)	Estado de Maturação
0,03 - 7	75	60 - 85	2 - 20 h	ms	0 - 10	Testes e implementação
CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS						
Custo de investimento potência (€/kW)		Custo de investimento energia (€/kWh)		Custo de manutenção (€/kW/ano)		Tempo de vida (anos)
1000 - 2500		100 - 1000		17 - 47		5 - 20

Tabela 3.9: Análise técnico-económica do armazenamento em baterias de fluxo regenerativo (VRB) [10].

A elevada eficiência das baterias de fluxo regenerativo do tipo VRB ($\sim 85\%$), tal como apresentado na Tabela 3.9, a rápida capacidade de resposta (ms) e o elevado número de ciclos de carga/descarga (10000+), são umas das principais vantagens deste tipo de baterias. O facto destes dispositivos se encontrarem numa fase de testes e implementação poderá explicar que os custos de investimento de potência sejam ainda elevados (2500 €/kW). Normalmente, estes dispositivos têm valores reduzidos de auto-descarga, no entanto podem verificar-se alguns casos em que este valor chegue a atingir os 10%/dia. Salienta-se ainda o facto destas baterias terem um impacto ambiental bastante reduzido, em comparação com baterias de Chumbo-Ácido, e o facto de apresentarem alguns custos de manutenção consideráveis (17 - 47 €/kW/ano) [10].

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS						
Capacidade de Armazenamento (MW)	Densidade de Energia (Wh/kg)	Eficiência (%)	Duração da descarga	Tempo de resposta	Auto descarga (%/dia)	Estado de Maturação
0,05 - 2	60 - 80	60 - 75	2 - 20 h	ms	0,1 - 1	Testes e implementação
CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS						
Custo de investimento potência (€/kW)		Custo de investimento energia (€/kWh)		Custo de manutenção (€/kW/ano)		Tempo de vida (anos)
500 - 1800		100 - 700		11 - 34		5 - 15

Tabela 3.10: Análise técnico-económica do armazenamento em baterias de fluxo regenerativo (ZnBr) [10].

Através da análise da Tabela 3.10 verificamos que as baterias de fluxo regenerativo do tipo ZnBr têm custos de investimento de energia e potência mais baixos quando comparados com os das baterias de tipo VRB (100 - 700 €/kWh | 500 - 1800 €/kW) e valores de auto-descarga mais reduzidos, no máximo 1%/dia. No entanto, ainda em comparação com as baterias de tipo VRB, têm um tempo de vida (5 - 10 anos) e uma eficiência mais reduzidas (60 - 75%). Apresentam também uma rápida capacidade de resposta (ms) e uma duração de descarga razoavelmente longa (2 - 20h) [10].

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS						
Capacidade de Armazenamento (MW)	Densidade de Energia (Wh/kg)	Eficiência (%)	Duração da descarga	Tempo de resposta	Auto descarga (%/dia)	Estado de Maturação
0,001 - 50	30 - 50	60 - 95	min - h	~ 20 ms	0,1 - 0,4	Maturo
CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS						
Custo de investimento potência (€/kW)		Custo de investimento energia (€/kWh)		Custo de manutenção (€/kW/ano)		Tempo de vida (anos)
200 - 650		50 - 300		n.d.		3 - 15

Tabela 3.11: Análise técnico-económica do armazenamento em baterias de Chumbo-Ácido [10].

As baterias de Chumbo-Ácido, tal como apresentado na Tabela 3.11, apresentam um estado de maturação bastante elevado, uma grande eficiência (60 - 95%), um baixo valor de auto-descarga (0,1 - 0,3 %/dia) e um reduzido custo de investimento de potência e energia (200 - 650 €/kW | 50 - 300 €/kWh). No entanto, como desvantagem desta tecnologia, temos os elevados custos de manutenção e o baixo número de ciclos de carga/descarga (100 - 1000).

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS						
Capacidade de Armazenamento (MW)	Densidade de Energia (Wh/kg)	Eficiência (%)	Duração da descarga	Tempo de resposta	Auto descarga (%/dia)	Estado de Maturação
0,001 - 40	40 - 60	60 - 91	min - h	~ 20 ms	0,2 - 0,6	Testes e implementação
CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS						
Custo de investimento potência (€/kW)		Custo de investimento energia (€/kWh)		Custo de manutenção (€/kW/ano)		Tempo de vida (anos)
350 - 1000		200 - 1000		n.d.		15 - 20

Tabela 3.12: Análise técnico-económica do armazenamento em baterias de Níquel-Cádmio [10].

As baterias de Níquel-Cádmio apresentam custos de investimento de potência e de energia baixos (350 - 1000 €/kW | 200 - 1000 €/kWh), altos valores de eficiência (podendo atingir os 91%) e uma capacidade de potência que pode atingir os 40 MW, tal como se pode observar pela Tabela 3.12. Ainda assim, quando comparadas com as baterias de iões de lítio, verificamos que a densidade de energia destas baterias é bastante baixa e a auto-descarga pode atingir valores de 0,6%/dia. Tal como referido anteriormente, estas baterias apresentam cádmio na sua constituição, que é um elemento muito prejudicial à saúde humana como também para o ambiente [10].

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS						
Capacidade de Armazenamento (MW)	Densidade de Energia (Wh/kg)	Eficiência (%)	Duração da descarga	Tempo de resposta	Auto descarga (%/dia)	Estado de Maturação
0,001 - 40	75 - 250	83 - 100	min - h	~ 20 ms	0,1 - 0,3	Maturo
CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS						
Custo de investimento potência (€/kW)		Custo de investimento energia (€/kWh)		Custo de manutenção (€/kW/ano)		Tempo de vida (anos)
700 - 3000		200 - 1800		9 - 22		5 - 20

Tabela 3.13: Análise técnico-económica do armazenamento em baterias de Iões de Lítio [10].

As baterias de iões de lítio apresentam várias vantagens quanto às suas características técnico-económicas, como podemos verificar na Tabela 3.13, entre as quais, uma elevada eficiência (85

- 100%), uma elevada densidade de energia (75 - 250 Wh/kg), um elevado número de ciclos de carga/descarga (1000 - 10000+) e uma considerável capacidade de potência (0,001 - 40 MW). Por outro lado, apresentam custos de investimento de potência bastante elevados (700 - 3000 €/kW) que são expectáveis de diminuir rapidamente num futuro próximo, devido à sua introdução massiva nos veículos elétricos, bem como em outras aplicações [10]. De facto, podemos ver a evolução do seu custo de investimento de energia, em \$/kWh, nos últimos anos através da Figura 3.7 [10].

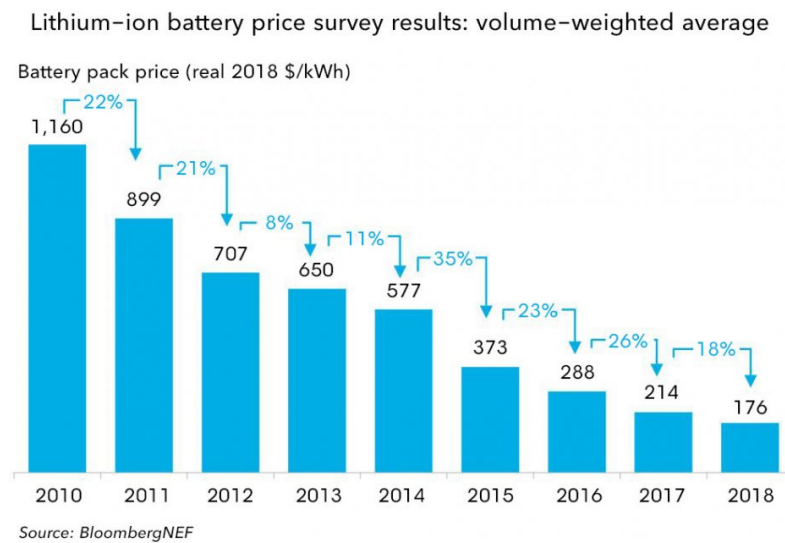


Figura 3.7: Variação do preço das baterias de iões de lítio, em \$/kWh, desde 2010 até 2018 [9].

Através de uma conversão rápida, na qual $1,00\$ = 0,90\text{€}$, facilmente verificamos que o preço deste tipo de baterias, no final de 2018, rondava os 160 €/kWh.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS						
Capacidade de Armazenamento (MW)	Densidade de Energia (Wh/kg)	Eficiência (%)	Duração da descarga	Tempo de resposta	Auto descarga (%/dia)	Estado de Maturação
0,5 - 50	150 - 240	75 - 90	min - h	~ 20 ms	10 - 20	Maturo
CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS						
Custo de investimento potência (€/kW)		Custo de investimento energia (€/kWh)		Custo de manutenção (€/kW/ano)		Tempo de vida (anos)
700 - 2000		200 - 900		17 - 44		10 - 20

Tabela 3.14: Análise técnico-económica do armazenamento em baterias de elevada temperatura (NaS) [10].

Através da análise da Tabela 3.14, verificamos que as baterias de elevada temperatura do tipo NaS têm uma elevada densidade de energia (150 - 240 Wh/kg), eficiência (75 - 90%) e uma elevada capacidade de potência (0.5 - 50 MW). Em contrapartida, estes dispositivos têm elevados custos de investimento de potência (700 - 2000 €/kW), elevados valores de auto-descarga (20%/dia) e custos de manutenção consideráveis (17 - 44 €/kW/ano) [10].

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS						
Capacidade de Armazenamento (MW)	Densidade de Energia (Wh/kg)	Eficiência (%)	Duração da descarga	Tempo de resposta	Auto descarga (%/dia)	Estado de Maturação
0,001 - 1	125	90	min - h	~ 20 ms	15	Fase inicial de comercialização
CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS						
Custo de investimento potência (€/kW)		Custo de investimento energia (€/kWh)		Custo de manutenção (€/kW/ano)		Tempo de vida (anos)
100 - 200		70 - 150		17 - 44		10 - 14

Tabela 3.15: Análise técnico-económica do armazenamento em baterias de elevada temperatura (ZEBRA) [10].

As baterias de elevada temperatura do tipo ZEBRA, tal como indicado na Tabela 3.15, apresentam baixos custos de investimento de potência e energia (100 - 200 €/kW | 70 - 150 €/kWh), uma elevada eficiência (90%) e elevada densidade de energia (125 Wh/kg). No entanto, como principais

desvantagens salienta-se os elevados valores de auto-descarga (15%) e a reduzida capacidade de potência (0.001 - 1 MW) [10].

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS						
Capacidade de Armazenamento (MW)	Densidade de Energia (Wh/kg)	Eficiência (%)	Duração da descarga	Tempo de resposta	Auto descarga (%/dia)	Estado de Maturação
0,002 - 20	5 - 130	80 - 95	< 1 h	s	20 - 100	Maturo
CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS						
Custo de investimento potência (€/kW)		Custo de investimento energia (€/kWh)		Custo de manutenção (€/kW/ano)		Tempo de vida (anos)
100 - 300		1000 - 3500		n.d.		15 - 20+

Tabela 3.16: Análise técnico-económica do armazenamento em Volantes de Inércia (*Flywheel*) [10].

Analisando a Tabela 3.16 verificamos que os volantes de inércia se encontram num elevado estado de maturação e têm uma elevada eficiência (80 - 95%), uma elevada densidade de potência (400 - 160 W/kg), um elevado número de ciclos de carga/descarga (10^5 - 10^7) e um rápido tempo de resposta (s). Ainda assim, apresentam um elevado valor de auto-descarga (20 - 100%/dia) que indica que a sua utilização não é viável por longos períodos de tempo, e têm também um elevado custo de investimento em energia (1000 - 3500 €/kWh) [10].

3.4 Comparação da disponibilidade tecnológica, regulatória e de mercado

3.4.1 Indicadores utilizados

Após realizar a análise técnico-económica de cada tecnologia, torna-se necessário compreender o estado destes dispositivos de armazenamento quanto à sua disponibilidade tecnológica, capacidade regulatória e de mercado. Para tal, utilizaram-se três índices: o *Technology Readiness Level* (TRL), o *Market Readiness Level* (MRL) e o *Regulation Readiness Level* (RRL). Cada um destes indicadores pode assumir valores de um a nove de acordo com o nível em que se encontra cada tecnologia [10].

Technology Readiness Level

O *Technology Readiness Level*, ou TRL, é um índice que caracteriza o nível de maturidade de uma tecnologia. Foi introduzido pela NASA na década de 1980 e ainda hoje é utilizado por empresas públicas ou privadas, ou até em meios académicos [10]. Na Tabela 3.17 estão descritos os vários níveis deste indicador e o seu significado.

1	Investigação Básica: Princípios básicos observados e documentados	
2	Investigação Aplicada: Conceito tecnológico e possíveis aplicações definido e concretizado	
3	Investigação para avaliar a exequibilidade: Provas experimentais do conceito experimental	
4	Validação da tecnologia em laboratório	
5	Validação da tecnologia em ambiente controlado relevante/ambiente industrial no caso de tecnologias integradas	
6	Demonstração da tecnologia em ambiente controlado relevante/ambiente industrial no caso de tecnologias integradas	
7	Demonstração com protótipo em ambiente operacional/final	
8	Validação do sistema completo e qualificado	
9	Sistema em modo de operação final (produção competitiva em caso de tecnologia integrada)	

Investigação em curso

Testes e implementação /
Fase inicial de comercialização

Disponível /
Disponível-Comercial /
Mature

Tabela 3.17: Graus do indicador de *Technology Readiness Level* [10].

A utilização deste indicador está associada a algumas vantagens, tais como [22]:

- Permite um melhor conhecimento do estado atual de uma tecnologia;
- Permite a gestão de risco associada à utilização de uma tecnologia;
- Ajuda na tomada de decisões sobre o financiamento tecnológico;
- Ajuda na tomada de decisões relativas a transições de tecnologias.

Market Readiness Level

O *Market Readiness Level*, ou MRL, é um índice que advém de uma adaptação do TRL ao vasto contexto mercantil das tecnologias que se encontra ainda em desenvolvimento devido à complexidade dos mercados a que se pode aplicar. É um indicador que pretende relacionar a maturidade tecnológica de um dispositivo com a receção desses dispositivos no mercado por parte dos consumidores, algo que tem uma importância significativa para as empresas que desenvolvem de novas tecnologias [10]. Na Tabela 3.18 estão descritos os vários níveis deste indicador e o seu significado.

1	Identificação de necessidade genérica do mercado	
2	Identificação de necessidade específica (nicho)	
3	Identificação das especificações e requisitos necessários para satisfazer necessidade (expectativas de resposta ao nicho)	
4	Quantificação da dimensão desse produto/serviço no mercado	
5	Transposição das especificações requeridas para o produto/serviço	
6	Aquisição de sistemas laboratoriais	
7	Aquisição de sistemas de pequena escala experimentais	
8	Aquisição dos primeiros sistemas comerciais por encomenda	
9	Aquisição do serviço em massa	

Fase de Identificação da
necessidade de um
produto/serviço

Fase de teste de mercado

Fase de produção e distribuição

Tabela 3.18: Graus do indicador de *Market Readiness Level* [10].

Para obtermos este indicador, normalmente temos em conta as seguintes variáveis [10]:

- Análise de mercado;
- Nível de interesse da tecnologia;
- Potencial taxa de penetração no mercado;
- Características críticas requeridas pela tecnologia;
- Intervalo de preço aceitável e disponibilidade do consumidor para compra do produto.

Regulation Readiness Level

O *Regulation Readiness Level*, ou RRL, é um índice inovador que pretende quantificar a capacidade regulatória de um determinado mercado de forma a acomodar uma nova tecnologia, caracterizando assim o estado regulatório do mercado para a inclusão desta tecnologia. É um índice que tem vindo a ser usado por algumas empresas com o objetivo de realizar projeções e investimentos financeiros [10]. Na Tabela 3.19 estão descritos os vários níveis deste indicador e o seu significado.

1	Identificação da existência de mecanismos regulatórios num determinado mercado	Fase de Identificação dos mecanismos regulatórios/vazios legais
2	Identificação da existência de mecanismos regulatórios específicos para uma dada tecnologia	
3	Identificação dos parceiros no mercado interessados na regulação de um dado mercado	
4	Definição do âmbito da regulação (tecnologia, operadores)	Fase de adaptação da regulação
5	Existência de projeto-piloto para nivelamento de medidas de regulação	
6	Adaptação do serviço ou produto ao mercado regulatório esperado	
7	Primeira fase regulatória	
8	Segunda fase regulatória	Fase com regulação completa
9	Mercado totalmente regulado	

Tabela 3.19: Graus do indicador de *Regulation Readiness Level* [10].

3.4.2 Comparação final entre as tecnologias de armazenamento

Utilizando os indicadores anteriores, foi possível efetuar uma comparação entre as tecnologias de armazenamento de energia descritas, de modo a perceber em que estado de maturação se encontra cada uma. Deste modo, a Tabela 3.20 apresenta os indicadores para cada tecnologia para o ano de 2015 e, posteriormente, o *Technology Readiness Level* de cada uma para o ano de 2017.

Tecnologia de armazenamento		2015 *			2017 **
		TRL	MRL	RRL	TRL
Térmico	Bombagem	9	9	7	9
	Ar comprimido	8	8	4	8 - 9
	CSP	6	3	4	9
	DH	5	3	4	8 - 9
	<i>Power to Gas</i>	3	7	5	4 - 5
Hidrogénio	Convencional	3	7	5	4 - 5
	<i>Fuel Cells</i>	5	5	4	8
Baterias Convencionais	Supercondensadores	3	1	1	8 - 9
	Supercondutores magnéticos	4	6	1	8
	Baterias de Fluxo Regenerativo	5	4	5	6 - 7
	Chumbo - Ácido	8	7	7	8 - 9
	Níquel - Cádmio	6	7	7	8 - 9
	Iões de Lítio	8	4	5	8 - 9
	Volantes de Inércia	8	8	4	9
Baterias de elevada temperatura (NAS)		8	7	5	-

* Os valores de 2015 apresentados foram retirados de [10].

** Os valores de 2017 apresentados foram retirados de [23] e [24].

Tabela 3.20: Comparação entre os indicadores tecnológicos para os dispositivos de armazenamento considerados.

Como podemos verificar, já existem alguns dispositivos de armazenamento de energia num estado razoável quanto à sua maturidade a nível de disponibilidade tecnológica, regulatória e de mercado. Em geral, como podemos observar, os valores da TRL são superiores aos valores da MRL, e ambos são superiores ao RRL, existindo uma clara necessidade de ser feito um esforço a nível regulatório no sentido de melhor acomodar as tecnologias de armazenamento. Nesse sentido, para um melhor desenvolvimento do tópico desta dissertação, irão ser consideradas as baterias convencionais de íões de lítio como dispositivo de armazenamento de energia, cuja tecnologia se encontra num bom grau de desenvolvimento e tem vindo a crescer ao longo dos últimos anos.

Recorda-se que esta tecnologia apresenta uma grande eficiência, elevado número de ciclos de carga/descarga, elevada densidade de energia e que os custos de investimento específico de energia e de potência têm vindo a diminuir ao longo dos últimos anos. A Figura 3.8 indica uma projeção futura do custo de investimento específico de energia desta tecnologia até ao ano 2030.

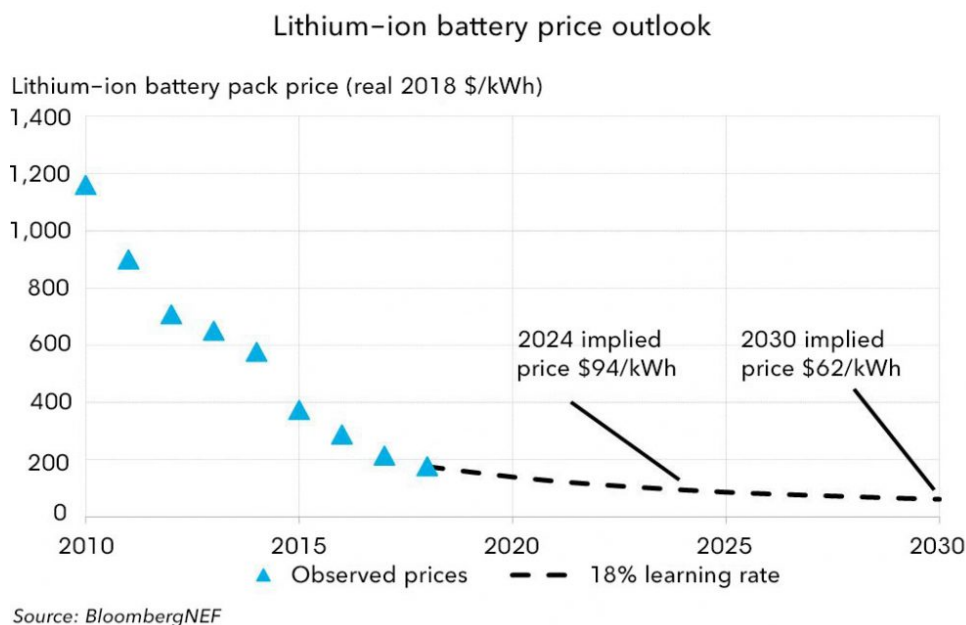


Figura 3.8: Projeção dos preços das baterias de íões de lítio, em \$/kWh, até 2030 [9].

Capítulo 4

Modelos Implementados para Avaliar o Impacto de Dispositivos de Armazenamento nos Preços de Mercado

Com esta dissertação pretende-se estudar o impacto da introdução de um dispositivo de armazenamento, neste caso baterias de íões de lítio, no preço do mercado do MIBEL. Para tal, desenvolveu-se uma aplicação recorrendo ao *software* Matlab que permitisse a análise dos dados do mercado diário do MIBEL e que incluísse o número de baterias pretendido, considerando uma nova proposta de compra ou venda, de acordo com o carregamento ou descarregamento das baterias, respetivamente.

Numa primeira fase, descarregaram-se os dados necessários do *website* do OMIE [2] utilizando um *script* disponibilizado pela EDP Produção, tendo inicialmente sido guardados em formato *Excel* (“.xls”) e, posteriormente, convertidos para o formato de *comma-separated values* (“.csv”), para uma leitura mais rápida por parte do Matlab. Estes dados correspondem às propostas de compra e venda de energia, elaboradas pelos agentes que intervêm no mercado, que foram aceites ou não (propostas casadas ou ofertadas, respetivamente), para cada hora do período em análise.

O programa foi desenvolvido de modo genérico, permitindo que seja aplicado a qualquer ano, desde que se incluam todos os ficheiros do MIBEL respetivos a esse mesmo ano na raiz do mesmo. De igual forma, é possível alterar a capacidade de cada bateria, o valor de profundidade de descarga das mesmas, o número de baterias que se considera, o número de horas de carga e o número de horas de descarga.

Como propósito inicial, o programa observa e regista o preço de mercado para cada hora (correspondente ao preço da última proposta de compra casada) e regista quais as horas com o preço médio máximo (bloco de 4h) e mínimo (bloco de 5h) durante um dia, para que posteriormente se consiga colocar a bateria a carregar e a descarregar nas horas mais adequadas.

Como referido anteriormente, utilizaram-se dois métodos diferentes para se simular a introdução das baterias. No primeiro, foi realizada uma aproximação linear das curvas do mercado em análise

e no segundo, considerou-se o casamento das propostas de compra e venda de energia através da maximização Função de Benefício Social.

4.1 Simulação através de Aproximação Linear

Nesta secção apresenta-se uma descrição do funcionamento das funções implementadas para a simulação através de uma aproximação linear das curvas do mercado. Esta aproximação linear é feita através de 3 pontos distintos analisados para cada hora. O ponto A corresponde à primeira proposta com o preço diferente face à anterior, na curva das propostas de venda; o ponto B corresponde à primeira proposta com o preço diferente face à anterior, na curva das propostas de compra; e o ponto C corresponde à ultima proposta de compra casada, em que as duas curvas se intersectam.

O princípio da introdução de uma bateria como proposta de compra ou venda de energia, de acordo com o seu carregamento ou descarregamento, irá provocar uma deslocação das curvas correspondentes segundo a energia correspondente a ser entregue ou retirada pela bateria do sistema. Esta energia é calculada, tanto para a situação de carregamento ou descarregamento utilizando 4.1.

$$\frac{P_{bat} \cdot N_{bat} \cdot (1 - f_{descarregamento})}{t_{carga/descarga}} \quad (4.1)$$

Nesta expressão P_{bat} corresponde à potência de uma bateria em MW (neste caso 1 MW), N_{bat} ao número de baterias a serem consideradas, $f_{descarregamento}$ ao fator de profundidade de descarrega da bateria (neste caso 20%) e $t_{carga/descarga}$ ao tempo de carga e descarga da bateria (5 horas de carga e 4 horas de descarga, neste caso).

Por último, um exemplo do funcionamento deste mecanismo está ilustrado nas Figuras 4.1 e 4.2 que exemplificam uma situação de carregamento e de descarregamento. Através do cálculo do novo ponto de interseção entre as duas retas, é possível obter o novo preço de mercado correspondente à estimativa da introdução da bateria no mercado, para cada hora. Na Figura 4.1 exemplifica-se a introdução de uma nova proposta de compra correspondente ao carregamento da bateria, mantendo-se inalterada a curva das vendas. Na Figura 4.2 exemplifica-se a introdução de uma nova proposta de venda correspondente ao descarregamento da bateria, mantendo-se inalterada a curva das compras.

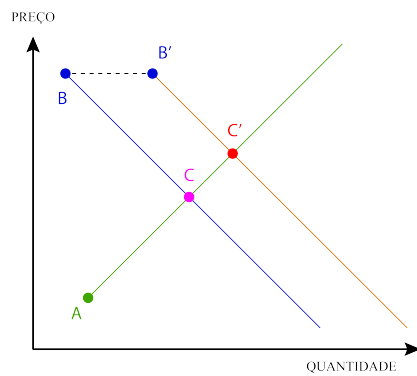


Figura 4.1: Situação de carregamento da bateria como proposta de compra no mercado.

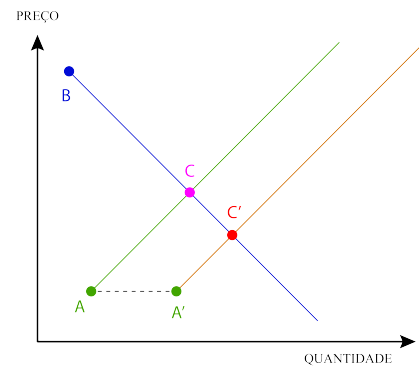


Figura 4.2: Situação de descarregamento da bateria como proposta de venda no mercado.

Na Figura 4.3, encontra-se uma breve descrição do funcionamento do *script* base e quais as funções que são utilizadas em cada etapa do programa. Note-se que as variáveis *hcnt* e *cnt* existem para prever situações de troca de horas de verão e inverno e, a segunda, para prever situações em que os meses têm apenas 30 dias ou 28/29 dias, como é o caso do mês de fevereiro.

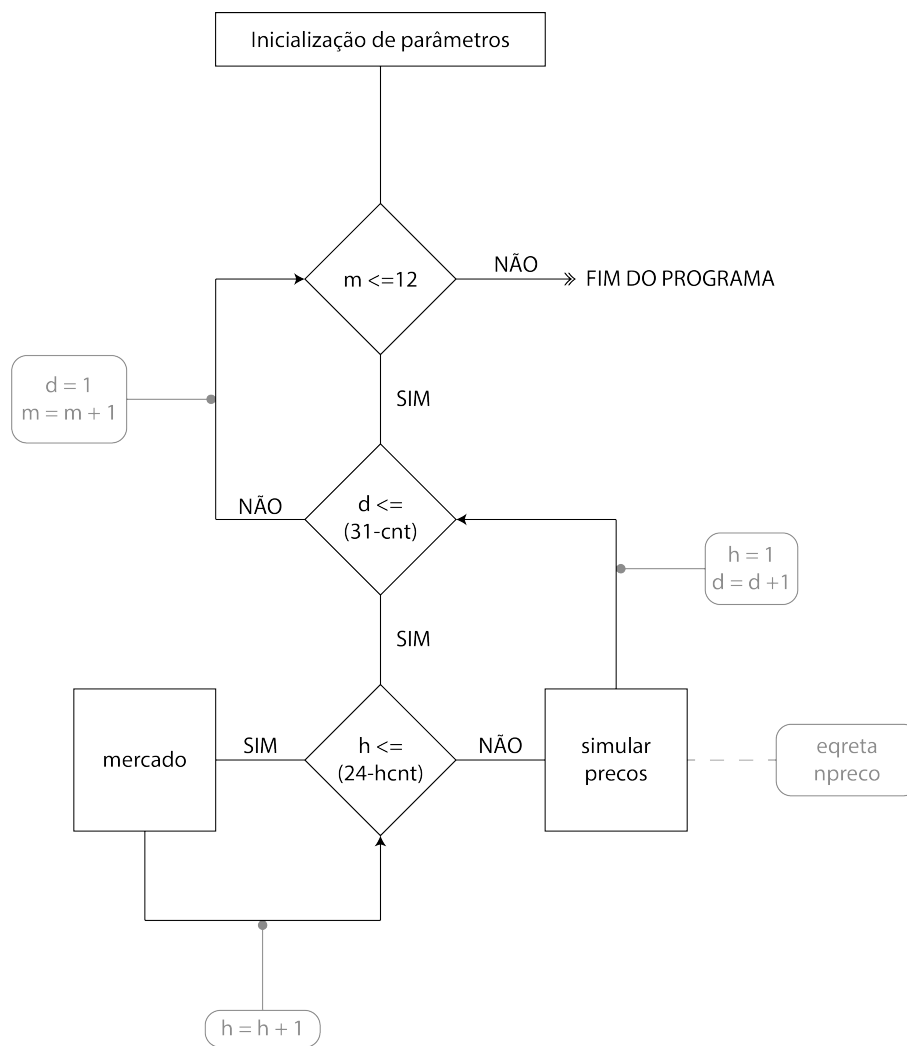


Figura 4.3: Fluxograma do programa implementado.

4.1.1 Função *mercado*

Esta função é a primeira a ser executada pelo programa e recebe o nome do ficheiro que contém os dados do mercado para uma determinada hora e grava todos os dados desse dia numa variável chamada *dados*.

```

1 %% Dividir em 2 arrays Compra e Venda Casadas
2 c1=0;
3 c2=0;
4 for i=1:length(dados)
5     if dados(i,5)=='C' && dados(i,8)=='C'
6         c1=c1+1;
7         dcompra(c1,:)=str2double([dados(i,6) dados(i,7)]);

```

```

8     elseif dados(i,5)=='V' && dados(i,8)=='C'
9         c2=c2+1;
10        dvenda(c2,:)=str2double([dados(i,6) dados(i,7)]);
11    end
12 end
13
14 %% Dividir em 2 arrays Compra e Venda NAO Casadas
15 for i=1:length(dados)
16     if dados(i,5)=='C' && dados(i,8)=='O'
17         c1=c1+1;
18         dcomprao(c1,:)=str2double([dados(i,6) dados(i,7)]);
19     elseif dados(i,5)=='V' && dados(i,8)=='O'
20         c2=c2+1;
21         dvendao(c2,:)=str2double([dados(i,6) dados(i,7)]);
22     end
23 end

```

Algoritmo 4.1: Divisão em *arrays* de compras e vendas casadas e não casadas

O Algoritmo 4.1 permite a organização em quatro *arrays* das propostas de compra e venda casadas (*dcompra* e *dvenda*) e das propostas de compra e venda ofertadas (*dcomprao* e *dvendao*) ao mercado. Na primeira posição de cada *array* encontra-se a energia associada a cada proposta e o preço negociado da mesma, como podemos verificar para a Tabela 4.1.

MWh	€/MWh
60,2	180,3
381,6	180,3
58,4	180,3
2633,8	180,3
543,4	180,3
32,2	180,3
510,5	180,3
...	...

Tabela 4.1: Exemplo de propostas de venda casadas.

De seguida, encontra-se o preço de mercado, correspondente à última proposta de compra casada, e verifica-se se a primeira posição da variável *dvenda* contém uma proposta cujo preço seja diferente de zero. Caso se verifique, remove-se esse elemento pois este corresponde a uma

inconsistência dos dados descarregados do OMIE, uma vez que essa proposta não deveria encontrar-se ali em primeiro lugar.

Posteriormente, como podemos observar através do Algoritmo 4.2, soma-se cumulativamente a energia de uma proposta à energia da proposta anterior, de modo a que se consigam encontrar os pontos pretendidos e exista efetivamente uma contagem da energia a ser despachada no mercado. Por fim, os pontos A, B e C são obtidos da forma anteriormente descrita, e corresponderão ao resultado da função *mercado*.

```

1  %% Ordenar Casadas
2  preco_ini=dcompra(length(dcompra),2);
3  if dvenda(1,2)≠0
4      dvenda(1,:)=[];
5  end
6
7  for i=2:length(dcompra)
8      dcompra(i,1)=dcompra(i,1)+dcompra(i-1,1);
9  end
10
11 for i=2:length(dvenda)
12     dvenda(i,1)=dvenda(i,1)+dvenda(i-1,1);
13 end
14
15 %% Intersecao
16 % Calculo do Ponto C
17 pC = [dcompra(length(dcompra),1) dcompra(length(dcompra),2)];
18 % Calculo do Ponto A
19 i=1;
20 while dvenda(i,2)==dvenda(1,2)
21     if dvenda(i,2)==dvenda(1,2)
22         pA=[dvenda(i,1) dvenda(i,2)];
23         b=i;
24     end
25     i=i+1;
26 end
27 % Calculo do Ponto B
28 i=1;
29 while dcompra(i,2)==dcompra(1,2)
30     if dcompra(i,2)==dcompra(1,2)
31         pB=[dcompra(i,1) dcompra(i,2)];
32         a=i;
33     end
34     i=i+1;
35 end
36 clear i

```

Algoritmo 4.2: Cálculo dos pontos A, B e C.

4.1.2 Função *simularprecos*

Após conhecermos os pontos A, B e C para cada hora de um dia inteiro, torna-se necessário verificar quais serão as melhores horas de carregamento e descarregamento e, conseqüentemente, simular a integração da bateria nessas horas no mercado, que provocará um deslocamento das curvas linearizadas, tal como referido anteriormente.

Assim, é necessário conhecer todos os pontos A, B, C durante um dia, ordenados de forma horária nas variáveis *pDiaA*, *pDiaB* e *pDiaC* e quais as horas cujo o preço é máximo e mínimo durante o dia. Para se determinar os máximos e os mínimos de cada dia, consideraram-se blocos de horas de carregamento e descarregamento e verificou-se quais seriam, em média, as horas mais baratas e mais caras para carregar e descarregar a bateria, respetivamente. No entanto, torna-se necessário verificar se os mínimos ocorrem primeiro que os máximos, ou seja, se a bateria carrega primeiro e descarrega posteriormente.

O Algoritmo 4.3, permite identificar os máximos e os mínimos para cada dia, sendo que *tcar* e *tdes* correspondem ao período de carregamento e descarregamento.

```

1  maximo=[-99999 -99999];
2  minimo=[99999 99999];
3
4  for i=1:(24-tcar)
5      for bat=0:tcar
6          pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
7      end
8
9      medi=mean(pDiaMed);
10
11     if minimo(1,2)>medi
12         minimo=[i medi];
13     end
14 end
15
16 for i=1:(24-tdes)
17     for bat=0:tdes
18         pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
19     end
20
21     medi=mean(pDiaMed);
22
23     if maximo(1,2)<medi
24         maximo=[i medi];
25     end
26 end

```

Algoritmo 4.3: Cálculos dos mínimos e máximos diários.

Numa situação normal, a bateria carregará e descarregará todos os dias, por esta ordem. No entanto, caso se verifique que o melhor período para descarregar a bateria ocorre antes do carregamento, é necessário proceder a ajustes.

Assim, a Figura 4.4 ilustra um exemplo da sequência de carregamento e descarregamento durante quatro dias de operação da bateria. Se a bateria estiver descarregada e, num determinado dia (Dia 1), o descarregamento ocorre primeiro que o carregamento, ignora-se o primeiro estado da bateria, fazendo com que ela não descarregue nesse dia e apenas carregue. Caso contrário, se a bateria estiver carregada e, num determinado dia (Dia 2), o carregamento ocorrer primeiro que o descarregamento, também este primeiro estado será ignorado e a bateria apenas irá descarregar durante esse dia. Note-se que no exemplo da Figura 4.4, o Dia 3 corresponde ao funcionamento normal da bateria, ou seja, iguala o Dia 0.



Figura 4.4: Exemplo da sequência de carregamento e descarregamento da bateria durante quatro dias.

Por fim, com recurso às funções *eqreta* e *npreco* descritas no próximo ponto, é possível à função *simularprecos* retornar o valor final do preço de mercado simulado para cada hora, relativo à carga e descarga das baterias.

4.1.3 Função *eqreta*

A função *eqreta* foi implementada de modo a que fosse mais simples calcular a ordenada na origem e o declive das retas AB e BC ilustradas nas Figuras 4.1 e 4.2, necessárias ao cálculo da equação da nova reta, resultante da translação das retas AB e BC, que dá origem ao novo preço de mercado. O algoritmo implementado encontra-se descrito em seguida.

```

1 function [eqAC,eqBC,eqN] = ...
    eqreta(extremo,pDiaA,pDiaB,pDiaC,t,modobat,capbat)
2 if modobat=="carregar"
3     cbat=capbat(1,2);
4 elseif modobat=="descarregar"
5     cbat=capbat(1,1);
6 end
7
8 j=1;
9
10 for i=extremo(1,1):(extremo(1,1)+t)
11     pAM(j,:)=pDiaA(i,:);
12     pBM(j,:)=pDiaB(i,:);
13     pCM(j,:)=pDiaC(i,:);
14     j=j+1;
15 end
16
17 [tam_pAM,~]=size(pAM);
18
19 for i=1:tam_pAM
20     mM1(i,1)=(pCM(i,3)-pAM(i,3))/(pCM(i,2)-pAM(i,2));
21     bM1(i,1)=pCM(i,3)-mM1(i,1)*pCM(i,2);
22
23     mM2(i,1)=(pCM(i,3)-pBM(i,3))/(pCM(i,2)-pBM(i,2));
24     bM2(i,1)=pCM(i,3)-mM2(i,1)*pCM(i,2);
25 end
26
27 eqAC=[mM1 bM1];
28 eqBC=[mM2 bM2];
29
30
31 %% Calculo da nova reta
32 pAAM=pAM;
33 pBBM=pBM;
34 pCCM=pCM;
35
36 [rowsCM,~]=size(pCM);
37 if modobat=="descarregar"
38
39     for j=1:rowsCM
40         pAAM(j,2)=pAAM(j,2)+cbat;

```

```

41     pCCM(j,2)=pCCM(j,2)+cbat;
42 end
43
44 for i=1:tam_pAM
45     mM3(i,1)=(pCCM(i,3)-pAAM(i,3))/(pCCM(i,2)-pAAM(i,2)); %AC
46     bM3(i,1)=pCCM(i,3)-mM3(i,1)*pCCM(i,2);
47 end
48 end
49
50 j=1;
51 if modobat=="carregar"
52
53     for j=1:rowsCM
54         pBBM(j,2)=pBBM(j,2)+cbat;
55         pCCM(j,2)=pCCM(j,2)+cbat;
56     end
57
58     for i=1:tam_pAM
59         mM3(i,1)=(pCCM(i,3)-pBBM(i,3))/(pCCM(i,2)-pBBM(i,2)); %BC
60         bM3(i,1)=pCCM(i,3)-mM3(i,1)*pCCM(i,2);
61     end
62 end
63
64 eqN=[mM3 bM3];

```

Algoritmo 4.4: Cálculo das equações das retas necessárias.

De notar que a variável *extremos* contém a primeira hora que inicia o intervalo de carregamento ou descarregamento, a variável *t* contém o período de carregamento ou descarregamento de acordo com o inicialmente estipulado e a variável *capbat* contém informações relativas à energia da bateria que irá ser incluída na proposta, também definidas inicialmente através da expressão (4.1).

Como podemos verificar, a função retorna três vetores correspondentes às ordenadas na origem e aos declives de cada reta. O vetor *eqN* resulta da nova reta obtida da translação da reta AC ou BC, de acordo com o modo de operação da bateria (carregamento ou descarregamento, ditado pela variável *modobat*).

4.1.4 Função *npreco*

Por último, é necessário obter o novo ponto de interseção das retas, uma vez que já temos, para cada período de horas de preços máximos e mínimos, o declive e ordenada na origem da *eqN*, reta que sofreu uma translação devido à introdução da bateria.

Tal como anteriormente, é necessário indicar à função qual o modo de operação da bateria, de modo a que a função identifique qual das retas deverá utilizar (AC ou BC) para efetuar a interseção com a nova reta (seja ela A'C ou B'C). Assim, temos 3 modos de operação: o carregamento, o descarregamento e o *off* que simboliza casos em que a bateria não deve carregar ou descarregar

apesar de se tratar de horas com preços máximos ou mínimos (correspondentes a situações como as assinaladas a vermelho na Figura 4.4).

Uma vez que o *Matlab* não possui uma função nativa para obter a interseção entre duas retas, sendo conhecidas as ordenadas na origem e os declives das retas, recorreu-se a um método de resolução matricial que encontra o ponto pretendido, que inclui a nova energia despachada no mercado e o novo preço resultante da introdução da bateria com uma nova proposta de compra ou de venda. O Algoritmo 4.5 indica o raciocínio utilizado para a resolução da situação apresentada.

```

1 function [RES] = npreco(eqAC,eqBC,eqN,modobat)
2 if modobat=="descarregar"
3     A=eqN(1,1);
4     B=-eqN(1,2);
5
6     C=eqBC(1,1);
7     D=-eqBC(1,2);
8
9     M1 = [A -1;C -1];
10    M2 = [B;D];
11
12    RES = M1\M2;
13
14    RES=RES';
15
16 elseif modobat=="carregar"
17     A=eqAC(1,1);
18     B=-eqAC(1,2);
19
20     C=eqN(1,1);
21     D=-eqN(1,2);
22
23     M1 = [A -1;C -1];
24     M2 = [B;D];
25
26     RES = M1\M2;
27
28     RES=RES';
29
30 elseif modobat=="off"
31     A=eqAC(1,1);
32     B=-eqAC(1,2);
33
34     C=eqBC(1,1);
35     D=-eqBC(1,2);
36
37     M1 = [A -1;C -1];
38     M2 = [B;D];
39

```

```

40     RES = M1\M2;
41
42     RES=RES';
43 end
44 end

```

Algoritmo 4.5: Cálculo matricial para interseção entre duas retas.

De notar que o primeiro elemento dos *eq* é o declive da reta e o segundo é a ordenada na origem da mesma.

Por fim, no *script* que serve de base a todas estas funções, este novo preço e nova energia despachada é guardada numa matriz chamada *precos_novos* e os preços anteriores, resultantes do mercado original e correspondentes aos pontos C referentes a cada hora, são guardados numa matriz chamada *precos_antigos*.

Ambas estas matrizes serão, posteriormente, exportadas para uma folha de cálculo de modo a que possam ser analisados os resultados desta simulação.

4.2 Simulação através da Função de Benefício Social

O princípio de funcionamento deste método de simulação assenta na utilização dos dados em bruto e não linearizados para se efetuar uma simulação mais precisa, já que são utilizados os dados originais do mercado e não uma aproximação linear dos mesmos.

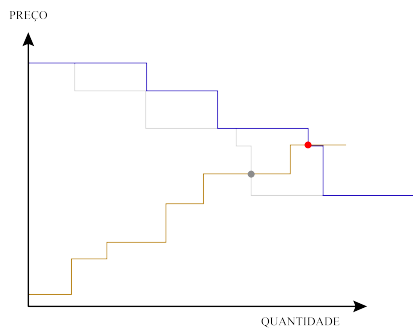


Figura 4.5: Situação de carregamento da bateria como proposta de compra no mercado.

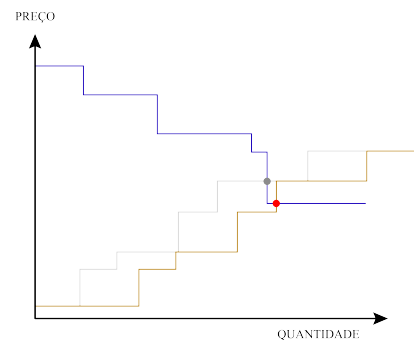


Figura 4.6: Situação de descarregamento da bateria como proposta de venda no mercado.

A introdução de uma bateria a carregar ou a descarregar provocará uma deslocação da curva das propostas de compra ou venda, respetivamente, e permitirá que seja simulado um novo mercado com esta proposta que será aceite. No final, chegar-se-á a valores de preço de mercado distintos, de acordo com as novas propostas de compra ou venda que são aceites para complementar esta subida de energia que tem de ser despachada. As Figuras 4.5 e 4.6 ilustram estas duas situações. Note-se que, ao implementar este método é possível que o novo preço de mercado seja igual ao original, visto que a próxima proposta a ser aceite pode ter o mesmo preço que a originalmente aceite em

último lugar. A Figura 4.7 ilustra essa mesma situação, em que a proposta aceite se encontra num segmento horizontal, dando origem a um preço de mercado igual ao valor original.

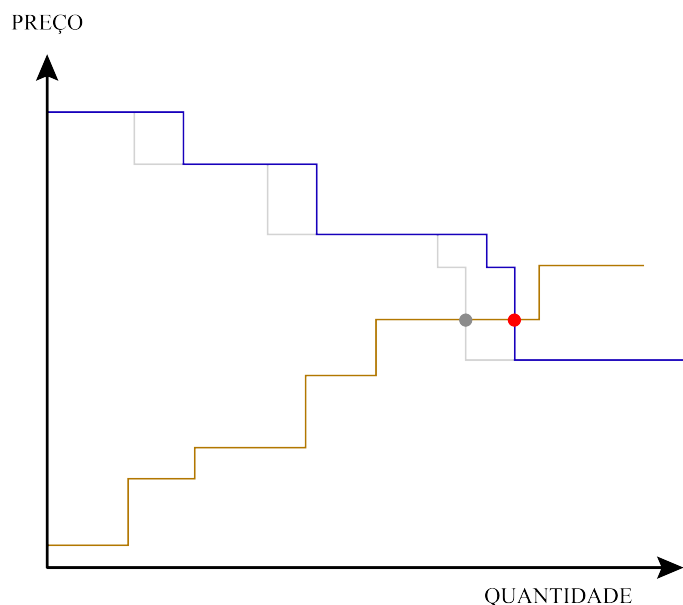


Figura 4.7: Exemplo de uma rampa que dá origem a um preço de mercado igual ao original.

A implementação de uma simulação através do uso da Função de Benefício Social, implica alterar em alguns aspetos o código inicialmente elaborado. Assim, foram efetuadas ligeiras modificações à função *mercado* e introduziram-se novas funções que realizassem o despacho relativo ao mercado para cada hora.

Deste modo, o fluxograma apresentado na Figura 4.8, enquadra as modificações efetuadas ao código original.

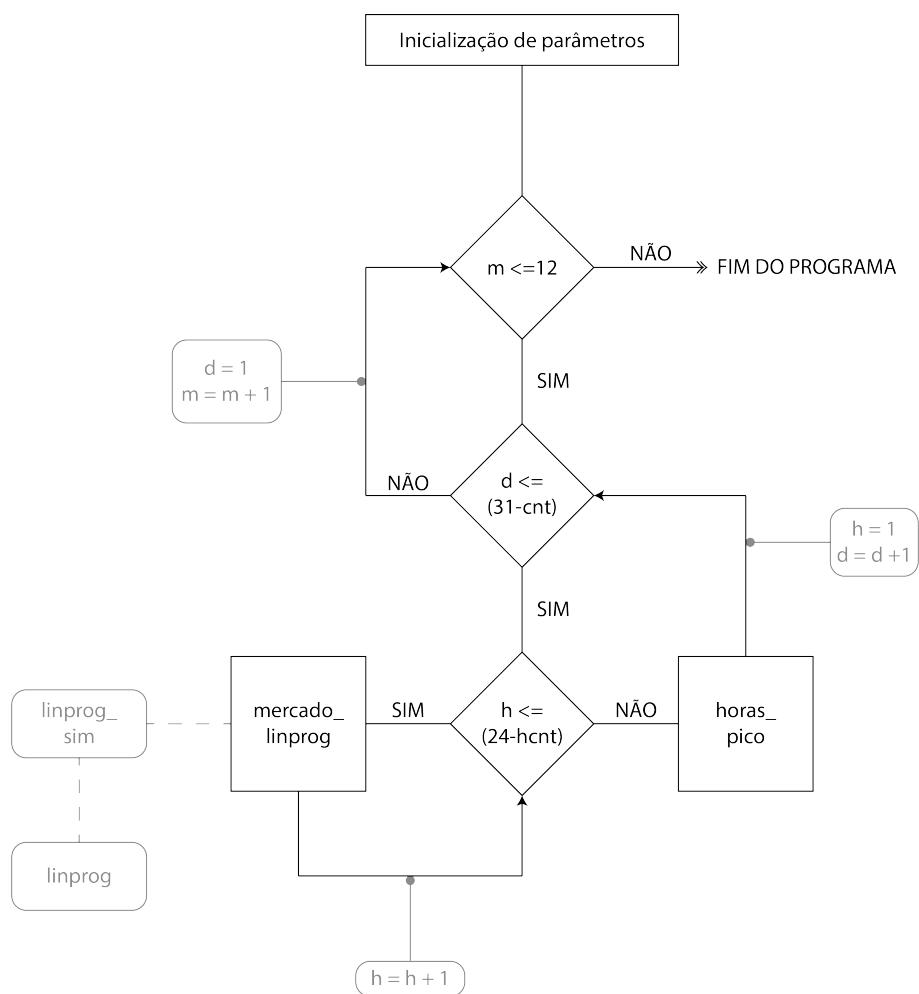


Figura 4.8: Fluxograma do programa elaborado para despachar o mercado diário.

4.2.1 Função *mercado_linprog*

Tal como a função *mercado* apresentada anteriormente, esta função recebe e organiza os dados recolhidos do OMIE em quatro matrizes diferentes: *dcompra*, *dvenda*, *dcompra* e *dvenda*, relativas às propostas ordenadas de compra e venda casadas ou ofertadas, respetivamente.

Em seguida, faz-se novamente a verificação se existe alguma proposta de venda casada na posição inicial do vetor a um preço diferente de zero. Se existir, essa será retirada pelos motivos já anteriormente referidos.

Posteriormente, procura-se em cada um dos vetores as propostas cujo preço é igual ao preço do mercado e soma-se entre si a energia de cada proposta encontrada, de modo a criar uma proposta única a ser incluída de seguida. O Algoritmo 4.6 reflete, assim, o descrito anteriormente. Lembra-se que a variável *preco_ini* corresponde ao preço da última proposta de compra casada.

```

1 PotPrv1=0;
2 for i=1:length(dvenda)
3     if dvenda(i,2)==preco_ini
4         PotPrv1=PotPrv1+dvenda(i,1);
5     end
6 end
7
8 PotPrv2=0;
9 for i=1:length(dvendao)
10    if dvendao(i,2)==preco_ini
11        PotPrv2=PotPrv2+dvendao(i,1);
12    end
13 end
14
15 PotPrc1=0;
16 for i=1:length(dcompra)
17    if dcompra(i,2)==preco_ini
18        PotPrc1=PotPrc1+dcompra(i,1);
19    end
20 end
21
22 PotPrc2=0;
23 for i=1:length(dcompraot)
24    if dcompraot(i,2)<preco_ini
25        PotPrc2=PotPrc2+dcompraot(i,1);
26    end
27 end

```

Algoritmo 4.6: Algoritmo relativo às propostas de compra e venda casadas e ofertadas, ao preço de mercado.

Em seguida, de modo a simplificar os cálculos e se compreender melhor todo o processo, criaram-se duas variáveis *dcompraot* e *dvendaot* que incluem as propostas ofertadas ao mercado com um preço superior e inferior ao preço de mercado, respetivamente. Em seguida, estas permitem criar outras duas matrizes, *tcompra* e *tvenda* que incluem as propostas de compra e venda casadas, uma proposta de compra e venda relativamente ao excesso de energia não casada ao preço de mercado e as propostas ofertadas contidas nas matrizes *dcompraot* e *dvendaot*.

```

1 dcompraot=[];
2 for i=1:length(dcompraot)
3     if dcompraot(i,2)<preco_ini
4         dcompraot=[dcompraot;dcompraot(i,1) dcompraot(i,2)];
5     end
6 end
7
8 auxd=[];
9 for i=1:length(dcompraot)

```

```

10     if dcompraot(i,1)==0 && dcompraot(i,2)==0
11     else
12         auxd=[auxd;dcompraot(i,1) dcompraot(i,2)];
13     end
14 end
15 dcompraot=auxd;
16 clear auxd
17
18 dvendaot=[];
19 for i=1:length(dvendaot)
20     if dvendaot(i,2)>preco_ini
21         dvendaot=[dvendaot;dvendaot(i,1) dvendaot(i,2)];
22     end
23 end
24
25 auxd=[];
26 for i=1:length(dvendaot)
27     if dvendaot(i,1)==0 && dvendaot(i,2)==0
28     else
29         auxd=[auxd;dvendaot(i,1) dvendaot(i,2)];
30     end
31 end
32 dvendaot=auxd;
33 clear auxd
34
35 %% Correcao de valores
36 if (sum(dcompra(:,1))>(sum(dvenda(:,1))))
37     excesso=sum(dcompra(:,1))-sum(dvenda(:,1));
38     dvenda=[dvenda;excesso dcompra(length(dcompra),2)];
39 end
40
41 tcompra=[dcompra;(PotPrc2-PotPrc1) preco_ini;dcompraot];
42 tvenda=[dvenda;(PotPrv2-PotPrv1) preco_ini;dvendaot];

```

Algoritmo 4.7: Algoritmo relativo às propostas de compra e venda casadas e ofertadas, ao preço de mercado.

Por último, encontram-se reunidas todas as condições para se executar a função *linprog_sim*, utilizando os seguintes argumentos.

```

1 pcompra=dcompra;
2 pvenda=dvenda;
3
4 base=pC;
5 [¬, carga]=linprog_sim(tvenda,[capbat(1,2) tcompra(1,2);tcompra]);
6 [descarga,¬]=linprog_sim([capbat(1,1) tvenda(1,2);tvenda],tcompra);

```

Algoritmo 4.8: Chamada da função *linprog_sim* por parte da função *mercado_linprog*.

Executada esta função, será possível obter os valores da quantidade de energia e do preço de mercado originais para cada hora, contidos na variável *base*; os valores da quantidade de energia e do preço de mercado caso seja necessário carregar a bateria nessa mesma hora, contidos na variável *carga*; e os valores da quantidade de energia e do preço de mercado caso seja necessário descarregar a bateria nessa mesma hora, contidos na variável *descarga*. Os preços de mercado correspondem à variável dual ou preço de sombra da restrição de igualdade entre as quantidades das ofertas de compra e de venda.

4.2.2 Função *linprog_sim*

Como foi possível observar, esta função retorna valores diferentes consoante o carregamento ou descarregamento das baterias. Supondo o caso em que elas se encontram em carregamento, recebe, no primeiro argumento, a matriz *tvenda* relativa à curva das propostas de venda completa, com as propostas casadas e ofertadas e, como segundo argumento, inclui-se na curva das propostas de compra casadas (*pcompra*) a proposta referente ao carregamento da bateria, no início do vetor.

O Algoritmo 4.9, que se segue, apresenta um conjunto de operações que são realizadas para a melhor execução da função *linprog*. Estas operações estarão melhor descritas na secção referente à função *linprog*, que comporta um pequeno exemplo explicativo do funcionamento desta função.

```

1  pcompra=round(pcompra,3);
2  pvenda=round(pvenda,3);
3
4  [tamcompra, ~]=size(pcompra);
5  [tamvenda, ~]=size(pvenda);
6
7  f=[pvenda(:,2);-pcompra(:,2)];
8  A=[];
9  b=[];
10
11 [tamf, ~]=size(f);
12
13 for i=1:tamvenda
14     Aeq1(i)=-1;
15 end
16
17 for i=1:tamcompra
18     Aeq2(i)=1;
19 end
20
21 Aeq=[Aeq1 Aeq2];
22
23 for i=1:tamf
24     beq(i)=0;
25     lb(i)=0;
26 end

```

```

27
28 [~, tamAeq]=size (Aeq) ;
29
30 Aeq=[Aeq zeros (1, tamf-tamAeq) ] ;
31 Aeq=[Aeq; zeros (tamf-1, tamf) ] ;
32
33 ub=[pvenda (:, 1) ; pcompra (:, 1) ] ' ;
34
35 x = linprog (f, A, b, Aeq, beq, lb, ub) ;

```

Algoritmo 4.9: Conjunto de operações necessárias à execução da função *linprog*.

Por último, após a realização da maximização da Função de Benefício Social executada pela função *linprog*, a variável x é composta por um vetor contendo a energia despachada por cada proposta de compra e venda. As propostas cuja energia seja igual a zero correspondem a propostas não casadas.

Para uma melhor análise, organizou-se esse vetor em duas matrizes de compra e venda (*comp* e *vend*) e incluiu-se na primeira coluna dessa matriz, os valores da energia das propostas originais, para que se consiga compreender se foram ou não despachadas. Na Tabela 4.2 está ilustrado um exemplo do que foi retornado na variável *vend* para um determinado dia.

Proposta (MWh)	Proposta (€/MWh)	Simulado (MWh)
1897,5	0	1897,5
20	0	20
650	0	650
1	0	1
90	0,1	90
90	0,1	90
90	0,1	90
7,4	1	7,4
210	5,01	210
90	6,01	90
2000	6,74	2000
30	10,1	30
30	11,1	30
0	28,1	0
0	28,1	0
350	32,9	0
350	33	0
...	...	...

Tabela 4.2: Conteúdo da variável *vend* para um dia exemplo.

Em seguida, para se determinar o novo preço de mercado, identifica-se se a energia da última proposta de compra (ou venda, dependendo se estamos numa situação de carregamento ou descarregamento) com energia diferente de zero foi totalmente despachada ou não. Caso não tenha sido totalmente despachada, o preço do mercado corresponde assim ao preço da última proposta de compra (ou venda) casada. Caso a capacidade tenha sido ultrapassada por completo, é necessário procurar o custo marginal caso a carga aumente em uma unidade, ou seja, o novo preço de mercado é o preço da proposta de venda (ou compra) imediatamente a seguir à última proposta de venda (ou compra) casada.

O Algoritmo 4.10 reflete o referido no parágrafo anterior, e retorna o preço final resultante da inclusão da bateria como proposta de compra ou venda, de acordo com o que foi inicialmente indicado nos argumentos da função.

```

1 pool_venda=x(1:tamvenda,1);
2 pool_compra=x(tamvenda+1:tamvenda+tamcompra);
3
4 comp=[pcompra pool_compra];
5 vend=[pvenda pool_venda];
6
7 [tcomp,~]=size(comp);
8 [tvend,~]=size(vend);
9
10 comp=round(comp,3);
11 vend=round(vend,3);
12
13 icompra=-1;
14 for i=1:tcomp
15     if (comp(i,3)~=0)
16         icompra=i;
17     end
18 end
19
20 ivenda=-1;
21 for i=1:tvend
22     if (vend(i,3)~=0)
23         ivenda=i;
24     end
25 end
26
27 if comp(icompra,1)~=comp(icompra,3)
28     pcompra=comp(icompra,2);
29     qcompra=sum(comp(1:icompra,1));
30 else
31     if vend(ivenda,1)==vend(ivenda,3) && ivenda<tvend
32         ivenda=ivenda+1;
33     end
34     pcompra=vend(ivenda,2);

```

```

35     qcompra=sum(comp(1:icompra,1)); %Energia ultima prop. de compra
36 end
37
38 if vend(ivenda,1)~=vend(ivenda,3)
39     pvenda=vend(ivenda,2);
40     qvenda=sum(vend(1:ivenda,1));
41 else
42     if comp(icompra,1)==comp(icompra,3) && icompra<tcomp
43         icompra=icompra+1;
44     end
45     pvenda=comp(icompra,2);
46     qvenda=sum(vend(1:ivenda,1)); %Energia ultima prop. de venda
47 end
48
49 ncompra=[qcompra pcompra];
50 nvenda=[qvenda pvenda];

```

Algoritmo 4.10: Cálculo do novo preço de mercado resultante da inclusão da bateria como proposta de compra ou venda.

Assim, são retornados os novos valores relativos ao preço de mercado aquando da presença de uma bateria em regime de carregamento ou descarregamento.

4.2.3 Função *linprog*

Nesta secção ilustrar-se-á o funcionamento da função *linprog* do *Matlab* através de um exemplo simples e de menor dimensão face à complexidade do problema.

De acordo com [25] a função *linprog* procura o mínimo de um problema de programação linear definido por (4.2).

$$\min_x f^T x \text{ tal que } \begin{cases} A \cdot x & \leq b, \\ Aeq \cdot x & = beq, \\ lb & \leq x \leq ub. \end{cases} \quad (4.2)$$

Nesta formulação f , x , b , beq , lb e ub são vetores e A e Aeq são matrizes.

Uma vez que o *linprog* apenas realiza a minimização de uma função, é necessário transformar o nosso problema de maximização num problema de minimização. Conseguimos tal, formulando o problema através do simétrico da função objetivo original (4.3).

$$\min Z = \sum_{j=1}^{N_G} C_{Gj} \cdot P_{Gj} - \sum_{i=1}^{N_D} C_{Di} \cdot P_{Di} \quad (4.3)$$

Considerando um problema com 10 propostas de compra e 20 propostas de venda, podemos efetuar o despacho através da função *linprog*. Tomemos por exemplo a situação apresentada na Tabela 4.3.

<u>PROPOSTAS DE COMPRA</u>			<u>PROPOSTAS DE VENDA</u>		
	Energia (MWh)	Preço (€/MWh)		Energia (MWh)	Preço (€/MWh)
Pc1	20	50	Pv1	30	22,3
			Pv2	20	24,6
Pc2	35	45	Pv3	25	35
			Pv4	35	16
Pc3	15	30	Pv5	30	70,9
			Pv6	20	5,1
Pc4	30	20	Pv7	10	99,98
			Pv8	10	19
Pc5	30	25	Pv9	50	20
			Pv10	10	25
Pc6	40	45	Pv11	5	26,4
			Pv12	3	8
Pc7	20	40	Pv13	5	10,5
			Pv14	3	9
Pc8	30	35	Pv15	10	9
			Pv16	20	5
Pc9	10	20	Pv17	35	2,3
			Pv18	40	10
Pc10	20	25	Pv19	50	5
			Pv20	20	13

Tabela 4.3: Exemplo de propostas de compra e venda.

A função objetivo será composta pelo vetor f , que integra os valores da Tabela 4.4. Os vetores Aeq e beq estão relacionados pela restrição de igualdade (4.4).

$$\sum_{j=1}^{N_G} P_{Gj} = \sum_{i=1}^{N_D} P_{Di} \Leftrightarrow \sum_{i=1}^{N_D} P_{Di} - \sum_{j=1}^{N_G} P_{Gj} = 0 \quad (4.4)$$

Vetor f		Vetor Acq	Vetor Beq
Pv1	22,3	-1	0
Pv2	24,6	-1	0
Pv3	35	-1	0
Pv4	16	-1	0
Pv5	70,9	-1	0
Pv6	5,1	-1	0
Pv7	99,98	-1	0
Pv8	19	-1	0
Pv9	20	-1	0
Pv10	25	-1	0
Pv11	26,4	-1	0
Pv12	8	-1	0
Pv13	10,5	-1	0
Pv14	9	-1	0
Pv15	9	-1	0
Pv16	5	-1	0
Pv17	2,3	-1	0
Pv18	10	-1	0
Pv19	5	-1	0
Pv20	13	-1	0
Pc1	50	1	0
Pc2	45	1	0
Pc3	30	1	0
Pc4	20	1	0
Pc5	25	1	0
Pc6	45	1	0
Pc7	40	1	0
Pc8	35	1	0
Pc9	20	1	0
Pc10	25	1	0

Tabela 4.4: Valores exemplo da função f .**Tabela 4.5:** Valores exemplo dos vetores Aeq e Beq .

Os valores de lb e ub são relativos às restrições de desigualdade correspondentes aos limites inferiores e superiores das variáveis. São dadas pelas Equações (4.5) e (4.6) e os seus valores para este exemplo encontram-se na Tabela 4.6.

$$0 \leq P_{Di} \leq P_{Di}^{of} \quad (4.5)$$

$$0 \leq P_{Gj} \leq P_{Gj}^{of} \quad (4.6)$$

	Vetor lb	Vetor ub
Pv1	0	30
Pv2	0	20
Pv3	0	25
Pv4	0	35
Pv5	0	30
Pv6	0	20
Pv7	0	10
Pv8	0	10
Pv9	0	50
Pv10	0	10
Pv11	0	5
Pv12	0	3
Pv13	0	5
Pv14	0	3
Pv15	0	10
Pv16	0	20
Pv17	0	35
Pv18	0	40
Pv19	0	50
Pv20	0	20
Pc1	0	50
Pc2	0	45
Pc3	0	30
Pc4	0	20
Pc5	0	25
Pc6	0	45
Pc7	0	40
Pc8	0	35
Pc9	0	20
Pc10	0	25

Tabela 4.6: Limites superiores e inferiores das propostas de compra e venda, *lb* e *ub*.

Como neste problema não existem restrições do tipo $A \cdot x \leq b$, as variáveis A e B serão consideradas como matrizes vazias.

Por fim, o vetor x corresponde ao valor que resulta da função *linprog*. Neste caso, o vetor x encontra-se na Tabela 4.7.

Vetor x	
Pv1	0
Pv2	0
Pv3	0
Pv4	35
Pv5	0
Pv6	20
Pv7	0
Pv8	9
Pv9	0
Pv10	0
Pv11	0
Pv12	3
Pv13	5
Pv14	3
Pv15	10
Pv16	20
Pv17	35
Pv18	40
Pv19	50
Pv20	20
Pc1	20
Pc2	35
Pc3	15
Pc4	30
Pc5	30
Pc6	40
Pc7	20
Pc8	30
Pc9	10
Pc10	20

Tabela 4.7: Resultado da função *linprog* para o exemplo em questão.

Através da análise da Tabela 4.7 verificamos que as propostas de venda Pv4, Pv6, Pv8, Pv12,

Pv13, Pv14, Pv15, Pv16, Pv17, Pv18, Pv19 e Pv20 foram aceites e que as propostas de compra foram todas aceites no mercado. Por outro lado, as propostas que foram recusadas apresentam o seu resultado igual a zero, o que indica que não foram despachadas. Por último, de modo a verificar a restrição de igualdade, se somarmos a energia despachada associada às propostas de compra obtem-se 250 MWh, valor que também corresponde à soma da energia de todas as propostas de venda aceites [21].

4.2.4 Função *horas_pico*

Tal como no método linear apresentado anteriormente, é necessário identificar quais as horas em que o preço médio é máximo e mínimo para o descarregamento e carregamento da bateria. Para além deste facto, foi necessário analisar em que estado se encontra a bateria anteriormente, para não ocorrerem situações de carga ou descarga, tal como referido previamente.

Assim, o Algoritmo 4.11 foi implementado no sentido de obter esses extremos diários e indicar também o estado em que a bateria se encontra, se em carregamento ou descarregamento.

```

1 function [maximo,minimo,estado] = horas_pico(pDiaC,estado,tcar,tdes)
2
3 maximo=[-99999 -99999];
4 minimo=[99999 99999];
5
6 for i=1:(24-tcar)
7     for bat=0:tcar
8         pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
9     end
10
11     medi=mean(pDiaMed);
12
13     if minimo(1,2)>medi
14         minimo=[i medi];
15     end
16 end
17
18 for i=1:(24-tdes)
19     for bat=0:tdes
20         pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
21     end
22
23     medi=mean(pDiaMed);
24
25     if maximo(1,2)<medi
26         maximo=[i medi];
27     end
28 end
29
30 if estado==0 && minimo(1,1) > maximo(1,1)

```

```

31     estado=2;
32 end
33 if estado== -1
34     estado=0;
35 end
36
37 switch estado
38     case 0
39         for i=1:(24-tcar)
40             for bat=0:tcar
41                 pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
42             end
43
44             medi=mean(pDiaMed);
45
46             if minimo(1,2)>medi
47                 minimo=[i medi];
48             end
49         end
50
51         for i=1:(24-tdes)
52             for bat=0:tdes
53                 pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
54             end
55
56             medi=mean(pDiaMed);
57
58             if maximo(1,2)<medi
59                 maximo=[i medi];
60             end
61         end
62
63         if minimo(1,1) < maximo(1,1)
64             estado=0;
65         elseif minimo(1,1) > maximo(1,1)
66             estado=1;
67         end
68
69     case 1
70         for i=1:(24-tcar)
71             for bat=0:tcar
72                 pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
73             end
74
75             medi=mean(pDiaMed);
76
77             if minimo(1,2)>medi
78                 minimo=[i medi];
79         end

```

```

80         end
81
82         for i=1:(24-tdes)
83             for bat=0:tdes
84                 pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
85             end
86
87             medi=mean(pDiaMed);
88
89             if maximo(1,2)<medi
90                 maximo=[i medi];
91             end
92         end
93
94         if minimo(1,1) < maximo(1,1)
95             estado=0;
96             minimo=[99999 99999];
97         elseif minimo(1,1) > maximo(1,1)
98             estado=1;
99         end
100
101     case 2
102         for i=1:(24-tcar)
103             for bat=0:tcar
104                 pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
105             end
106
107             medi=mean(pDiaMed);
108
109             if minimo(1,2)>medi
110                 minimo=[i medi];
111             end
112         end
113
114         for i=1:(24-tdes)
115             for bat=0:tdes
116                 pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
117             end
118
119             medi=mean(pDiaMed);
120
121             if maximo(1,2)<medi
122                 maximo=[i medi];
123             end
124         end
125         if minimo(1,1) < maximo(1,1)
126             estado=0;
127         elseif minimo(1,1) > maximo(1,1)
128             estado=1;

```

```

129         maximo=[99999 99999];
130     end
131 end
132 end

```

Algoritmo 4.11: Cálculo dos preços médios máximos e mínimos diários.

Caso seja necessário ignorar o carregamento ou o descarregamento da bateria, desta vez optou-se por manter inalterado o vetor *maximo* e *minimo* que indica a hora em que se deve iniciar o carregamento e descarregamento. Mantendo-se inalterados, não entrarão na condição que se verifica em seguida, nos quais se inclui os novos preços nas horas de carregamento e descarregamento respetivas.

Note-se que o Algoritmo 4.12 utiliza os valores obtidos pela função *horas_pico* com as horas de carregamento e descarregamento das baterias.

```

1  [maximo,minimo,estado] = horas_pico(pDiaC,estado,tcar,tdes);
2
3  precosdiarios=[];
4  for w=1:(24-hcnt)
5      if w≥maximo(1,1) && w≤(maximo(1,1)+tdes)
6          precosdiarios(w,:)=descarga{w,1};
7      elseif w≥minimo(1,1) && w≤(minimo(1,1)+tcar)
8          precosdiarios(w,:)=carga{w,1};
9      else
10         precosdiarios(w,:)=base{w,1};
11     end
12 end
13
14 preco_novo=[preco_novo;precosdiarios];

```

Algoritmo 4.12: Inclusão dos novos preços simulados nas horas respetivas.

Capítulo 5

Resultados

Neste capítulo apresentam-se os resultados obtidos utilizando as duas abordagens descritas anteriormente. Para isso, consideraram-se dois casos de estudo distintos para cada abordagem. Os dados utilizados para esta simulação foram retirados do *website* do OMIE e reportam-se ao ano de 2018. É expectável que durante as horas de carregamento da bateria os preços de mercado subam face ao preço de mercado original e que durante as horas de descarregamento da bateria o preço de mercado desça face ao preço de mercado original.

O **Caso de Estudo 1** considera 100 baterias de 1 MWh cada, com um fator de profundidade de descarga de 20%. Neste caso de estudo a bateria carrega durante 5 horas e descarrega durante 4 horas.

O **Caso de Estudo 2** considera 1000 baterias de 1 MWh cada, com um fator de profundidade de descarga de 20%. Este caso de estudo também considera que a bateria carrega durante 5 horas e descarrega durante 4 horas.

Para cada um dos casos de estudo é identificado o período que, em média, tem o preço mais elevado e o mais reduzido, para se colocarem as baterias a descarregar e a carregar, respetivamente.

Os resultados obtidos através do *script* do *Matlab* que permitiu a simulação estão contidos na variável *precos_novos* e o resultado da análise do mercado em bruto encontra-se na variável *precos_antigos*. Estes dados são copiados para uma folha de cálculo que permite uma melhor leitura e análise dos mesmos, para que seja possível retirar-se algumas conclusões. A Figura 5.1 demonstra como são guardados os dados para que seja feita, posteriormente, a análise dos mesmos.

REAL					SIMULADO					MODO BATERIA	Variação Preços
Hora	Dia	Mês	Energia	Preço	Hora	Dia	Mês	Energia	Preço		
1	4	1	6298	41,11	1	4	1	6298,00	41,110		0,000
2	4	1	5813	44,19	2	4	1	5813,00	44,190		0,000
3	4	1	5381,5	42,11	3	4	1	5381,50	42,110		0,000
4	4	1	5129,8	41,11	4	4	1	5283,62	43,373	CARGA	2,263
5	4	1	5026,5	41,09	5	4	1	5179,92	43,502	CARGA	2,412
6	4	1	4982,2	40,08	6	4	1	5135,31	42,613	CARGA	2,533
7	4	1	5020	39,11	7	4	1	5173,35	41,737	CARGA	2,627
8	4	1	5339,2	39,1	8	4	1	5492,89	41,553	CARGA	2,453
9	4	1	27504,8	47,23	9	4	1	27504,80	47,230		0,000
10	4	1	30200,5	49,14	10	4	1	30200,50	49,140		0,000
11	4	1	31665,1	49,63	11	4	1	31665,10	49,630		0,000
12	4	1	32026	48,86	12	4	1	32026,00	48,860		0,000
13	4	1	31866,4	48,36	13	4	1	31866,40	48,360		0,000
14	4	1	32054,6	48,19	14	4	1	32054,60	48,190		0,000
15	4	1	31408,5	45,58	15	4	1	31408,50	45,580		0,000
16	4	1	30701,5	44,19	16	4	1	30701,50	44,190		0,000
17	4	1	30142,1	44,19	17	4	1	30142,10	44,190		0,000
18	4	1	29921,7	50,08	18	4	1	29955,18	49,451	DESCARGA	-0,629
19	4	1	30988,1	49,96	19	4	1	31021,96	49,342	DESCARGA	-0,618
20	4	1	31632,4	49,14	20	4	1	31667,18	48,496	DESCARGA	-0,644
21	4	1	32075,8	49,36	21	4	1	32108,70	48,732	DESCARGA	-0,628
22	4	1	31934,6	48,97	22	4	1	31934,60	48,970		0,000
23	4	1	30251	48,11	23	4	1	30251,00	48,110		0,000
24	4	1	27514,8	40	24	4	1	27514,80	40,000		0,000

Figura 5.1: Folha de cálculo exemplo para análise de resultados.

Os resultados que se apresentam em seguida partem da análise de tabelas semelhantes à apresentada na Figura 5.1.

5.1 Resultados da Simulação através de Aproximação Linear

Nesta secção encontram-se os resultados obtidos para a simulação através da aproximação linear descrita na secção 4.1. Em primeiro lugar será analisado o Caso de Estudo 1 e depois o Caso de Estudo 2. Por último, será efetuada uma comparação entre os dois.

5.1.1 Resultados do Caso de Estudo 1

Na Tabela 5.1 apresentam-se os valores médios mensais, em €/MWh, do preço de mercado calculados nas horas de carregamento e descarregamento das baterias. É possível verificar a variação percentual face ao preço de mercado original quando comparado com o preço de mercado resultante da introdução das baterias. Quando essa variação é positiva, significa que o preço de mercado subiu, quando é negativa significa que o preço de mercado desceu, tal como seria de prever numa situação de carga e descarga de uma bateria. Assinala-se que estes preços médios se referem apenas a horas de cada dia em que ocorreram carregamentos ou descarregamentos, uma vez que nas restantes horas os preços se mantêm inalterados.

	CARGA			DESCARGA		
	Sem bat.	Com bat.	Variação (%)	Sem bat.	Com bat.	Variação (%)
janeiro	41,43	41,53	0,25%	61,04	60,98	-0,11%
fevereiro	46,06	46,15	0,19%	62,86	62,79	-0,10%
março	32,07	32,13	0,18%	50,65	50,57	-0,14%
abril	34,46	34,52	0,17%	49,64	49,54	-0,19%
maio	48,47	48,57	0,20%	58,16	58,07	-0,14%
junho	54,68	54,77	0,16%	61,37	61,29	-0,14%
julho	57,13	57,21	0,14%	65,17	65,08	-0,14%
agosto	57,18	57,27	0,16%	68,75	68,66	-0,13%
setembro	65,43	65,51	0,13%	75,86	75,78	-0,11%
outubro	55,35	55,44	0,18%	73,98	73,89	-0,12%
novembro	51,30	51,39	0,18%	69,87	69,79	-0,10%
dezembro	52,55	52,66	0,20%	67,81	67,73	-0,11%

Tabela 5.1: Preços médios mensais, em €/MWh, nas horas de carga e descarga, com e sem baterias, para o ano de 2018 (Caso de Estudo 1).

Analisando a Tabela 5.1 verificamos que, no **Caso de Estudo 1**, as variações dos preços médios mensais são inferiores a 0,25%, o que demonstra que a capacidade total de 100 MWh das baterias introduzidas têm pouco impacto nos preços de mercado. Verificamos também que, em média, o mês que apresenta a variação mais alta a nível de preço de carregamento é o mês de janeiro e que o mês de abril é o que tem a variação mais alta nas horas de descarregamento.

Na Figura 5.2 podemos igualmente verificar a distribuição percentual mensal dos preços nas horas de carga e descarga mensais e ter uma melhor noção de como estes se distribuem ao longo do ano de 2018.

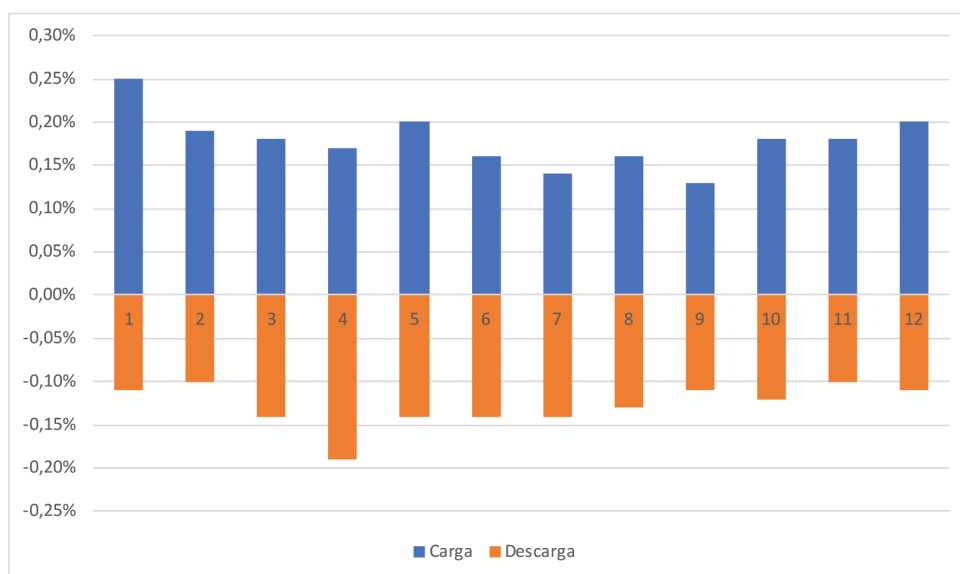


Figura 5.2: Variação percentual mensal dos preços médios das horas de carga e descarga (Caso de Estudo 1).

Através da análise da Figura 5.2 verificamos que o impacto da introdução de baterias com capacidade total de 100 MWh é mais acentuado nas horas em que as baterias se encontram a carregar do que nas horas em que descarregam. Tal indica que, percentualmente, as variações do preço de mercado nas horas de carga são superiores às horas de descarga.

A Tabela 5.2 apresenta o resultado da diferença de preços de mercado (em €/MWh) resultante da operação das baterias, quer em carregamento quer em descarregamento.

	<i>Spread</i> do Preço (€/MWh)
janeiro	7,41
fevereiro	5,32
março	0,18
abril	-1,97
maio	3,85
junho	2,76
julho	1,39
agosto	2,45
setembro	3,35
outubro	4,37
novembro	4,95
dezembro	6,88
TOTAL	40,94

Tabela 5.2: *Spread* do preço de mercado, por mês, resultante da introdução das baterias (Caso de Estudo 1).

Analisando a Tabela 5.2 verificamos que o mês com o valor de *spread* mais elevado foi o mês de janeiro. Por outro lado, o mês de abril é o que apresenta um valor negativo no *spread* do preço de mercado, significando que durante este mês a descida de preço nas horas de descarregamento superou a subida de preço nas horas de carregamento em 1,97 €/MWh. Verificamos também pelo valor de **40,94 €/MWh** resultante da análise desta tabela, para este caso, que o preço de mercado nas horas de carregamento superou o preço de mercado nas horas de descarregamento.

Para se compreender o interesse económico da utilização de baterias para realizar arbitragem de preços, avaliou-se em cada hora de descarregamento o proveito obtido com a venda da energia que se encontrava armazenada nas baterias subtraindo-se a este valor o custo de aquisição de energia necessária ao carregamento. Para este efeito foi utilizada a expressão (5.1). Nesta expressão Ev_i corresponde à energia descarregada, isto é, vendida ao preço de mercado Pv_i em cada hora i de descarregamento e Ec_i corresponde à energia carregada, isto é, comprada ao preço de mercado Pc_i em cada hora i de carregamento. Nesta expressão o primeiro somatório deve incluir todas as horas de descarregamento do período de tempo analisado e o segundo somatório deve incluir todas as horas de carregamento.

$$\sum Ev_i \cdot Pv_i - \sum Ec_i \cdot Pc_i \quad (5.1)$$

Assim, a Tabela 5.3 apresenta o descrito anteriormente, bem como o resultado correspondente à Rentabilidade Anual resultante da introdução das baterias.

	Impacto (€)
janeiro	45 116,69 €
fevereiro	35 955,41 €
março	42 790,84 €
abril	30 043,36 €
maio	18 248,49 €
junho	14 094,09 €
julho	16 365,53 €
agosto	28 237,57 €
setembro	23 831,47 €
outubro	44 278,94 €
novembro	44 163,71 €
dezembro	37 380,15 €
TOTAL	380 506,25 €

Tabela 5.3: Resultado financeiro da simulação da introdução das baterias para o ano de 2018 (Caso de Estudo 1).

Como podemos verificar, para o **Caso de Estudo 1**, em que são consideradas 100 baterias de 1 MWh, e considerando uma aproximação linear do problema em questão, o resultado, da introdução das baterias é de **380 506,25 €**. Analisando a Tabela 5.3, observamos que o mês em que a introdução da bateria foi menos rentável foi o mês de junho e que, por outro lado, o mês em que a introdução da bateria foi mais rentável foi o mês de janeiro. Verificamos também que, para este caso, é mais vantajoso colocar a bateria em operação no último semestre do ano de 2018 do que no primeiro semestre.

5.1.2 Resultados do Caso de Estudo 2

Tal como no Caso de Estudo 1, a Tabela 5.4, que se apresenta em seguida, é referente aos valores médios mensais, em €/MWh, do preço de mercado calculados nas horas de carregamento e descarregamento das baterias.

	CARGA			DESCARGA		
	Sem bat.	Com bat.	Variação (%)	Sem bat.	Com bat.	Variação (%)
janeiro	41,43	42,47	2,45%	61,04	60,38	-1,10%
fevereiro	46,06	46,95	1,90%	62,86	62,23	-1,00%
março	32,07	32,66	1,80%	50,65	49,93	-1,44%
abril	34,46	35,05	1,69%	49,64	48,70	-1,93%
maio	48,47	49,45	1,97%	58,16	57,34	-1,42%
junho	54,68	55,55	1,57%	61,37	60,54	-1,38%
julho	57,13	57,95	1,41%	65,17	64,28	-1,38%
agosto	57,18	58,08	1,54%	68,75	67,82	-1,36%
setembro	65,43	66,30	1,32%	75,86	75,06	-1,07%
outubro	55,35	56,34	1,76%	73,98	73,10	-1,20%
novembro	51,30	52,21	1,73%	69,87	69,15	-1,04%
dezembro	52,55	53,61	1,98%	67,81	67,04	-1,15%

Tabela 5.4: Preços médios mensais, em €/MWh, nas horas de carga e descarga, com e sem baterias, para o ano de 2018 (Caso de Estudo 2).

Através da Tabela 5.4 verificamos que, no **Caso de Estudo 2**, as variações dos preços médios mensais já são mais elevadas mas nunca superiores a 2,50%, o que demonstra que a capacidade total de 1000 MWh das baterias introduzidas já têm algum impacto nas variações médias dos preços de mercado. Observamos também que o mês que em média tem a variação mais alta a nível de preço de carregamento é, na mesma, o mês de janeiro e que o mês de abril também é o que apresenta a variação mais alta nas horas de descarregamento.

A Figura 5.3 apresenta a distribuição percentual mensal dos valores médios dos preços nas horas de carga e descarga e ter uma melhor noção de como estes se distribuem ao longo do ano de 2018, para este caso.

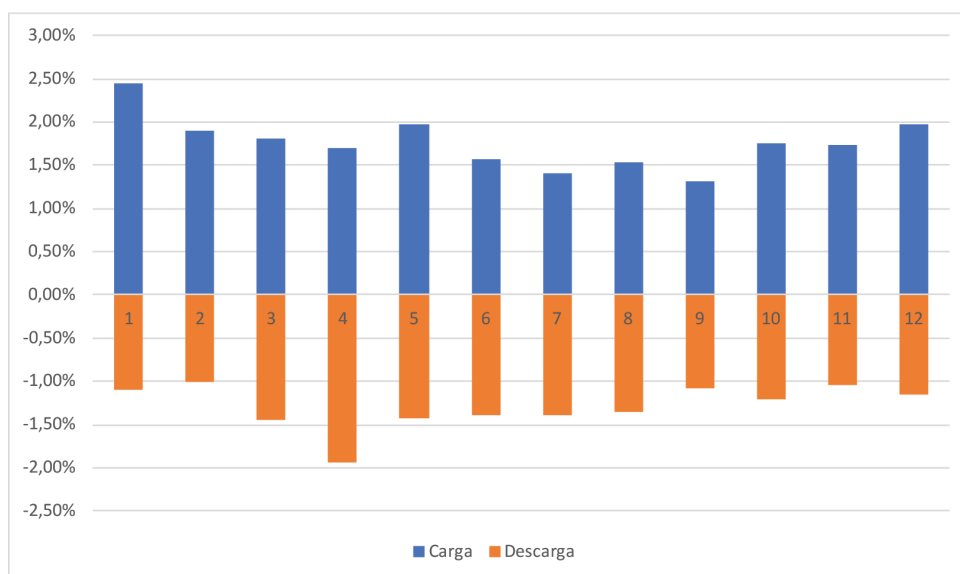


Figura 5.3: Variação percentual mensal dos preços médios das horas de carga e descarga (Caso de Estudo 2).

Tal como no caso de estudo anterior, através da análise da Figura 5.3, podemos verificar que o impacto da introdução de baterias com capacidade total de 1000 MWh é mais acentuado nas horas em que as baterias se encontram a carregar do que nas horas em que descarregam. No entanto, esta diferença das variações percentuais médias não é tão evidente quando comparada com as obtidas para o Caso de Estudo 1.

O resultado da variação do preço de mercado (em €/MWh) devido à operação das baterias, quer em carregamento quer em descarregamento, é apresentado na Tabela 5.5.

	<i>Spread</i> do Preço (€/MWh)
janeiro	74,13
fevereiro	53,16
março	1,80
abril	-19,65
maio	38,55
junho	27,64
julho	13,93
agosto	24,50
setembro	33,49
outubro	43,69
novembro	49,53
dezembro	68,84
TOTAL	409,61

Tabela 5.5: *Spread* do preço de mercado, por mês, resultante da introdução das baterias (Caso de Estudo 2).

Através da Tabela 5.5 verificamos que o mês que apresenta o *spread* mais elevado é o mês de janeiro, tal como no caso anterior. Por outro lado, o mês de abril continua a apresentar um valor negativo no *spread* dos preços de mercado, significando que durante este mês a descida de preço nas horas de descarregamento superou a subida de preço nas horas de carregamento em 19,65 €/MWh. Verificamos, do mesmo modo que no caso anterior, que em termos acumulados o preço de mercado nas horas de carregamento superou o preço de mercado nas horas de descarregamento na ordem dos **409,61 €/MWh**.

Finalmente, utilizando a expressão (5.1) do caso anterior, podemos estimar o impacto financeiro da introdução da bateria ao longo do ano, contabilizando a diferença entre o proveito obtido com a venda da energia armazenada e o custo associado da energia nas horas de carregamento.

Neste sentido, a Tabela 5.6 apresenta mensalmente o resultado desta simulação financeira, bem como o resultado correspondente à Rentabilidade Anual da introdução das baterias, para este caso.

	Impacto (€)
janeiro	415 624,51 €
fevereiro	330 088,98 €
março	400 562,86 €
abril	272 832,07 €
maio	151 579,53 €
junho	107 724,55 €
julho	131 746,07 €
agosto	241 729,40 €
setembro	203 336,12 €
outubro	402 326,71 €
novembro	406 662,54 €
dezembro	332 926,47 €
TOTAL	3 397 139,81 €

Tabela 5.6: Resultado financeiro da simulação da introdução das baterias para o ano de 2018 (Caso de Estudo 2).

Analisando a Tabela 5.6 verificamos que, para o **Caso de Estudo 2**, em que se considera a introdução de 1000 baterias de 1 MWh através de uma aproximação linear, o resultado ao final do ano de 2018 é de **3 397 139,81 €**. Quando comparado com o Caso de Estudo 1 verificamos que este valor é bastante superior. Indica-se ainda que, tal como no caso anterior, o último semestre foi o mais proveitoso a nível da operação da bateria para a arbitragem dos preços de mercado, sendo que o mês menos rentável continua a ser o mês de junho.

5.1.3 Comparação Financeira entre os dois casos de estudo

Após conhecermos os valores da rentabilidade anual para cada caso de estudo, admitiu-se que esse valor se mantém constante ao longo dos próximos anos, e estudou-se a possibilidade de investir em baterias de iões de lítio de modo a que possam ser incluídas no mercado como propostas de compra e venda de energia.

Assim, utilizou-se como custo de investimento o valor atual da Figura 3.7 referenciada anteriormente, para o ano de 2018, 176 \$/kWh, ou seja, arredondando e convertendo, **160 €/kWh** (ou 160 000 €/MWh). Para o Caso de Estudo 1, o valor de investimento será **16 000 000 €**, e para o Caso de Estudo 2 será **160 000 000 €**.

Nesta análise financeira, considerou-se uma taxa de atualização de **5,00%** e, numa segunda tabela, foi igualmente abatida uma parcela associada ao valor do IRC que seria suportado pelo investidor que se assumiu como sendo de 31,5% para 2018.

A Tabela 5.7 apresenta os valores do estudo financeiro para o Caso de Estudo 1, realizado através de uma aproximação linear das curvas de mercado, considerando diversos valores para o tempo de vida da instalação.

Rentabilidade Anual	380 506,25 €	Rentabilidade Anual	380 506,25 €
Taxa de atualização	5,00%	Taxa de atualização	5,00%
IRC	0,00%	IRC	31,50%
Retorno do Investimento ao final de 10 anos	18,36%	Retorno do Investimento ao final de 10 anos	12,58%

Considerando um período de <u>20 anos</u>	
VAL (20 anos)	4 741 948,88 €
VAL	-11 258 051,12 €
TIR	-6,23%
Lucro p/ un.	0,30 €

Considerando um período de <u>15 anos</u>	
VAL (15 anos)	3 949 524,72 €
VAL	-12 050 475,28 €
TIR	-10,78%
Lucro p/ un.	0,25 €

Considerando um período de <u>10 anos</u>	
VAL (10 anos)	2 938 168,37 €
VAL	-13 061 831,63 €
TIR	-20,13%
Lucro p/ un.	0,18 €

Considerando um período de <u>5 anos</u>	
VAL (5 anos)	1 647 392,92 €
VAL	-14 352 607,08 €
TIR	-45,04%
Lucro p/ un.	0,10 €

Considerando um período de <u>20 anos</u>	
VAL (20 anos)	3 248 234,98 €
VAL	-12 751 765,02 €
TIR	-8,92%
Lucro p/ un.	0,20 €

Considerando um período de <u>15 anos</u>	
VAL (15 anos)	2 705 424,43 €
VAL	-13 294 575,57 €
TIR	-13,99%
Lucro p/ un.	0,17 €

Considerando um período de <u>10 anos</u>	
VAL (10 anos)	2 012 645,33 €
VAL	-13 987 354,67 €
TIR	-24,12%
Lucro p/ un.	0,13 €

Considerando um período de <u>5 anos</u>	
VAL (5 anos)	1 128 464,15 €
VAL	-14 871 535,85 €
TIR	-49,88%
Lucro p/ un.	0,07 €

Tabela 5.7: Análise financeira da simulação da introdução das baterias para o ano de 2018 (Caso de Estudo 1).

Como podemos verificar ao analisar a Tabela 5.7, o valor do retorno do investimento ao final

de 10 anos é de **18,36%**, sem considerar o valor do IRC, e **12,58%** considerando o valor do IRC. Uma vez que a percentagem de retorno de investimento ao final de 10 anos é muito baixa, compreendemos que o investimento para este Caso de Estudo não é viável, visto que o tempo de vida das baterias de lítio se situa entre os 5 e os 20 anos.

A Tabela 5.8 apresenta os valores do estudo financeiro para o Caso de Estudo 2, realizado através de uma aproximação linear das curvas de mercado.

Rentabilidade Anual	3 397 139,82 €	Rentabilidade Anual	3 397 139,82 €
Taxa de atualização	5,00%	Taxa de atualização	5,00%
IRC	0,00%	IRC	31,50%
Retorno do Investimento ao final de 10 anos	16,39%	Retorno do Investimento ao final de 10 anos	11,23%

Considerando um período de 20 anos	
VAL (20 anos)	42 335 870,99 €
VAL	-117 664 129,01 €
TIR	-7,06%
Lucro p/ un.	0,26 €

Considerando um período de 20 anos	
VAL (20 anos)	29 000 071,63 €
VAL	-130 999 928,37 €
TIR	-9,67%
Lucro p/ un.	0,18 €

Considerando um período de 15 anos	
VAL (15 anos)	35 261 149,63 €
VAL	-124 738 850,37 €
TIR	-11,77%
Lucro p/ un.	0,22 €

Considerando um período de 15 anos	
VAL (15 anos)	24 153 887,50 €
VAL	-135 846 112,50 €
TIR	-14,90%
Lucro p/ un.	0,15 €

Considerando um período de 10 anos	
VAL (10 anos)	26 231 813,20 €
VAL	-133 768 186,80 €
TIR	-21,37%
Lucro p/ un.	0,16 €

Considerando um período de 10 anos	
VAL (10 anos)	17 968 792,04 €
VAL	-142 031 207,96 €
TIR	-25,25%
Lucro p/ un.	0,11 €

Considerando um período de 5 anos	
VAL (5 anos)	14 707 837,59 €
VAL	-145 292 162,41 €
TIR	-46,55%
Lucro p/ un.	0,09 €

Considerando um período de 5 anos	
VAL (5 anos)	10 074 868,75 €
VAL	-149 925 131,25 €
TIR	-51,22%
Lucro p/ un.	0,06 €

Tabela 5.8: Análise financeira da simulação da introdução das baterias para o ano de 2018 (Caso de Estudo 2).

Analisando a Tabela 5.8, sem considerar o valor do IRC, a percentagem de retorno do investimento ao final de 10 anos é de **16,39%** e, considerando o valor do IRC, esta percentagem decresce para **11,23%**. Visto que, quando comparados com o Caso de Estudo 1, estes valores de retorno são inferiores, conclui-se que para o mesmo período, temos um lucro menor, tornando este projeto ainda mais inviável face à vida útil das baterias. Por conseguinte, os valores dos indicadores *VAL* e

TIR também são negativos face às “janelas” de investimento consideradas, indicando que para a arbitragem de preços esta solução de investimento não é viável.

5.2 Resultados da Simulação através da Função de Benefício Social

De modo a obtermos resultados mais precisos face ao real comportamento do mercado, aquando a introdução de baterias de íões de lítio considerando propostas de compra e venda de energia, recorre-se à Função de Benefício Social de acordo com o descrito na secção 4.2. Os resultados da utilização desta função na resolução do problema de maximização do mercado estão descritos em seguida.

Para uma melhor análise irão ser utilizados os mesmo dois casos de estudo anteriormente apresentados.

Recorda-se que o **Caso de Estudo 1** considera 100 baterias de 1 MWh cada, com um fator de profundidade de descarga de 20%. Neste caso de estudo a bateria carrega durante 5 horas e descarrega durante 4 horas.

Recorda-se, igualmente, que o **Caso de Estudo 2** considera 1000 baterias de 1 MWh cada, com um fator de profundidade de descarga de 20%. Este caso de estudo também considera que a bateria carrega durante 5 horas e descarrega durante 4 horas.

5.2.1 Resultados do Caso de Estudo 1

Na Tabela 5.9 podemos observar os valores médios mensais, em €/MWh, dos preços de mercado calculados nas horas de carregamento e descarregamento das baterias. Apresenta-se também a variação percentual do preço de mercado resultante da introdução das baterias com o preço de mercado original.

	CARGA			DESCARGA		
	Sem bat.	Com bat.	Variação (%)	Sem bat.	Com bat.	Variação (%)
janeiro	41,43	41,60	0,41%	61,04	60,95	-0,16%
fevereiro	46,06	46,14	0,18%	62,86	62,83	-0,04%
março	32,07	32,20	0,39%	50,65	50,53	-0,22%
abril	34,46	34,64	0,52%	49,64	49,56	-0,16%
maio	48,47	48,56	0,17%	58,16	58,10	-0,09%
junho	54,68	54,87	0,35%	61,37	61,34	-0,06%
julho	57,13	57,19	0,11%	65,17	65,13	-0,06%
agosto	57,18	57,27	0,15%	68,75	68,70	-0,08%
setembro	65,43	65,52	0,14%	75,86	75,80	-0,09%
outubro	55,35	55,52	0,32%	73,98	73,94	-0,06%
novembro	51,30	51,52	0,43%	69,87	69,82	-0,06%
dezembro	52,55	52,62	0,14%	67,81	67,77	-0,06%

Tabela 5.9: Preços médios mensais, em €/MWh, nas horas de carga e descarga, com e sem baterias, para o ano de 2018 (Caso de Estudo 1).

Analisando a Tabela 5.9 verificamos que, no **Caso de Estudo 1**, as variações dos preços médios mensais já apresentam algum impacto nas variações médias dos preços de mercado. Verificamos que, em média, o mês que tem a variação mais alta a nível de preço de carregamento é o mês de abril e que o mês de março é o que tem a variação mais alta nas horas de descarregamento.

Na Figura 5.4 podemos verificar, tal como nos casos anteriores, a distribuição percentual mensal dos valores médios dos preços nas horas de carga e descarga, de modo a compreender como estes se distribuem ao longo do ano de 2018.

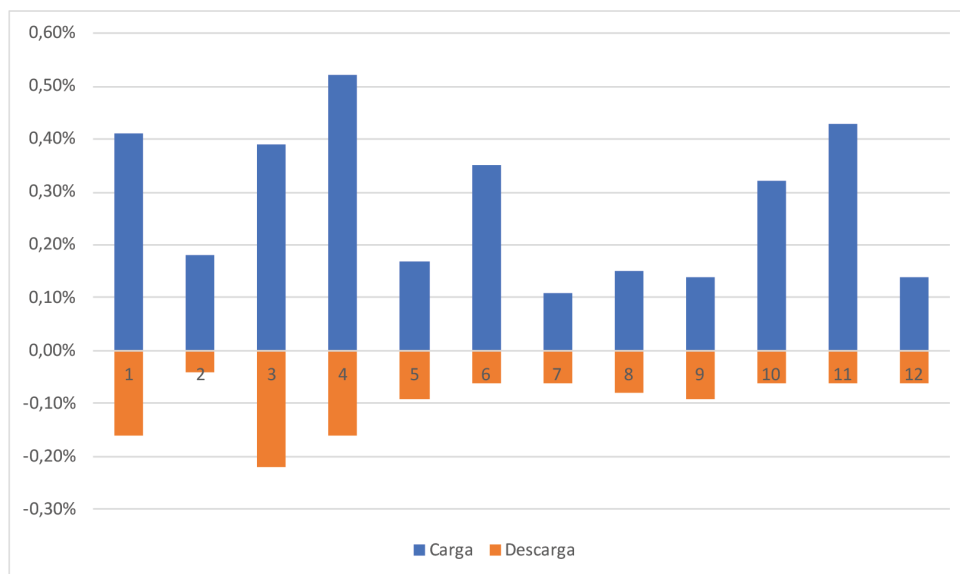


Figura 5.4: Variação percentual mensal dos preços médios das horas de carga e descarga (Caso de Estudo 1).

Analisando a Figura 5.4 continuamos a verificar que o impacto da introdução de baterias com capacidade total de 100 MWh é mais acentuado nas horas em que as baterias se encontram a carregar do que nas horas em que descarregam, tal como obtido para o modelo de aproximação linear. No entanto, se no modelo anterior conseguíamos verificar algum padrão na variação percentual destes preços médios, neste caso esse padrão, a existir, já não é tão claro.

Na Tabela 5.10 podemos observar a variação acumulada do *spread* do preço de mercado (em €/MWh) resultante da operação das baterias quando carregam ou descarregam.

	<i>Spread do Preço</i> (€/MWh)
janeiro	13,42
fevereiro	8,25
março	5,34
abril	14,58
maio	5,02
junho	22,20
julho	3,83
agosto	6,64
setembro	5,56
outubro	21,53
novembro	28,04
dezembro	5,94
TOTAL	140,35

Tabela 5.10: *Spread* do preço de mercado, por mês, resultante da introdução das baterias (Caso de Estudo 1).

De acordo com a Tabela 5.10 conclui-se que o mês em que se obteve uma variação acumulada do preço de mercado mais elevada com a operação das baterias foi o mês de junho, com uma variação de 22,20 €/MWh. No entanto, no mês seguinte, julho, o impacto da introdução das baterias de lítio foi o mais reduzido a nível de variação do preço de mercado real, com 3,83 €/MWh.

Novamente, utilizando a expressão (5.1) dos casos anteriores, obtém-se o impacto financeiro da bateria ao longo do ano, através da estimativa do proveito líquido que é possível obter entre as operações de descarregamento e de carregamento.

Deste modo, a Tabela 5.11 apresenta, para além do resultado correspondente à Rentabilidade Anual da introdução das bateria, os valores mensais referidos anteriormente.

	Impacto (€)
janeiro	44 896,56 €
fevereiro	36 041,36 €
março	42 539,44 €
abril	29 831,28 €
maio	18 327,24 €
junho	13 974,04 €
julho	16 514,80 €
agosto	28 346,80 €
setembro	23 849,64 €
outubro	44 193,60 €
novembro	43 919,00 €
dezembro	37 552,44 €
TOTAL	379 986,20 €

Tabela 5.11: Resultado financeiro da simulação da introdução das baterias para o ano de 2018 (Caso de Estudo 1).

Neste caso de estudo, verificamos que o resultado financeiro final da introdução das baterias de lítio, através da maximização da Função de Benefício Social, é de **379 986,20 €**. Também analisando a Tabela 5.11 verificamos que o mês que apresentou o menor lucro com a introdução das baterias foi o mês de junho e que o mês com lucro mais elevado nesta simulação foi o mês de janeiro. Tal como com a análise linear, o último semestre do ano de 2018 continua a ser o mais rentável na medida em que é o que aproveita mais o facto da bateria estar em operação, conduzindo a lucros mais elevados.

5.2.2 Resultados do Caso de Estudo 2

Os valores médios mensais, em €/MWh, dos preços de mercado calculados nas horas de carregamento e descarregamento das baterias, bem como a variação percentual face ao preço de mercado original quando comparado ao preço de mercado resultante da introdução das baterias, são apresentados na Tabela 5.12.

	CARGA			DESCARGA		
	Sem bat.	Com bat.	Variação (%)	Sem bat.	Com bat.	Variação (%)
janeiro	41,43	42,23	1,90%	61,04	60,70	-0,57%
fevereiro	46,06	46,45	0,85%	62,86	62,62	-0,38%
março	32,07	32,60	1,64%	50,65	49,92	-1,46%
abril	34,46	35,07	1,74%	49,64	49,01	-1,27%
maio	48,47	49,22	1,51%	58,16	57,91	-0,42%
junho	54,68	55,21	0,96%	61,37	61,15	-0,36%
julho	57,13	57,45	0,55%	65,17	64,95	-0,34%
agosto	57,18	57,57	0,68%	68,75	68,49	-0,38%
setembro	65,43	65,82	0,61%	75,86	75,60	-0,35%
outubro	55,35	55,90	1,00%	73,98	73,70	-0,39%
novembro	51,30	51,93	1,21%	69,87	69,62	-0,36%
dezembro	52,55	52,94	0,74%	67,81	67,63	-0,27%

Tabela 5.12: Preços médios mensais, em €/MWh, nas horas de carga e descarga, com e sem baterias, para o ano de 2018 (Caso de Estudo 2).

Verificamos que, para o **Caso de Estudo 2**, as variações dos preços médios mensais apresentam valores superiores quando comparados com os valores obtidos para o Caso de Estudo 1. No entanto, apesar destes valores médios serem superiores, não significa que este caso de estudo seja mais rentável a nível de investimento financeiro, como vamos ter a oportunidade de observar em seguida.

Verifica-se que, em média, o mês que tem a variação mais alta a nível de preço de carregamento é o mês de janeiro e que o mês de março continua a ser o que tem a variação mais alta nas horas de descarregamento.

A distribuição percentual mensal dos valores médios dos preços nas horas de carga e descarga para o ano de 2018 pode ser melhor interpretada através da Figura 5.5.

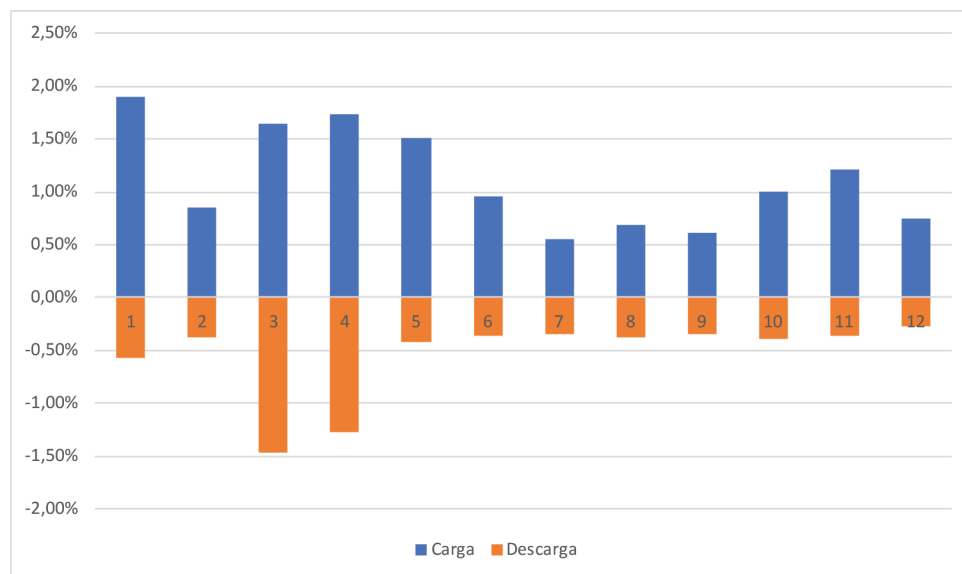


Figura 5.5: Variação percentual mensal dos preços médios das horas de carga e descarga (Caso de Estudo 2).

Verificamos pela Figura 5.5 que o impacto da introdução de baterias com capacidade total de 1000 MWh continua a ser mais acentuado nas horas em que as baterias se encontram a carregar do que nas horas em que descarregam, tal como nos casos apresentados anteriormente.

A variação acumulada do preço de mercado (em €/MWh) resultante da introdução das baterias de iões de lítio aquando do seu carregamento ou descarregamento pode ser observado na Tabela 5.13.

	<i>Spread do Preço</i> (€/MWh)
janeiro	76,37
fevereiro	27,67
março	-6,93
abril	13,86
maio	65,69
junho	47,19
julho	18,31
agosto	28,90
setembro	27,45
outubro	49,68
novembro	64,68
dezembro	38,05
TOTAL	450,92

Tabela 5.13: *Spread* do preço de mercado, por mês, resultante da introdução das baterias (Caso de Estudo 2).

De acordo com a Tabela 5.13 verifica-se que o mês que teve a variação acumulada mais elevada quanto ao seu preço de mercado foi o mês de janeiro, com uma variação de 76,37 €/MWh. Por outro lado, o mês de março impactou negativamente o preço de mercado, provocando uma descida do mesmo de 6,93 €/MWh, significando que as variações do preço provocadas pelas horas de descarregamento foram superiores às variações provocadas pelo número de horas de carregamento nesse mês.

Utilizando novamente a expressão (5.1), obtém-se o impacto financeiro das baterias ao longo do ano, através da estimativa do proveito líquido resultante das operações de descarregamento e carregamento das baterias.

A Tabela 5.14 apresenta o resultado correspondente à Rentabilidade Anual da introdução das bateria e os valores mensais referentes à situação anteriormente referida.

	Impacto (€)
janeiro	428 486,00 €
fevereiro	349 069,60 €
março	401 693,20 €
abril	278 793,60 €
maio	166 991,60 €
junho	128 412,40 €
julho	155 998,40 €
agosto	270 683,20 €
setembro	226 814,80 €
outubro	427 056,80 €
novembro	424 406,80 €
dezembro	364 166,00 €
TOTAL	3 622 572,40 €

Tabela 5.14: Resultado financeiro da simulação da introdução das baterias para o ano de 2018 (Caso de Estudo 2).

Por fim, o resultado financeiro da introdução das baterias de íões de lítio para o **Caso de Estudo 2** utilizando a Função de Benefício Social, para o ano de 2018, é de **3 622 572,40 €**. Pela Tabela 5.14 verificamos também que, para este caso, o mês que menos lucro permitiu obter pela operação das baterias foi o mês de junho e que o mês com lucro mais elevado nesta simulação foi o mês de janeiro. O último semestre deste ano continua a ser o mais rentável quanto ao aproveitamento da arbitragem dos preços de mercados introduzidos pelas baterias de lítio.

5.2.3 Comparação Financeira entre os dois casos de estudo

Tal como no caso anterior, considerou-se que os valores da rentabilidade anual para cada caso de estudo se mantêm constantes ao longo dos próximos anos, e estudou-se a viabilidade deste projeto de introdução de baterias de íões de lítio para arbitragem dos preços de mercado.

Utilizaram-se como custo de investimento os valores anteriormente apresentados para o ano de 2018, **160 €/kWh** (ou 160 000 €/MWh), dando origem a dois investimentos distintos, **16 000 000**

€ para o Caso de Estudo 1 e **160 000 000 €** para o Caso de Estudo 2.

Tal como previamente, utilizou-se uma taxa de atualização de **5,00%** e o valor já referido para o IRC.

A Tabela 5.15 apresenta os valores do estudo financeiro para o Caso de Estudo 1, realizado através do uso da Função de Benefício Social para resolução do problema de despacho do mercado.

Rentabilidade Anual	379 986,20 €	Rentabilidade Anual	379 986,20 €
Taxa de atualização	5,00%	Taxa de atualização	5,00%
IRC	0,00%	IRC	31,50%
Retorno do Investimento ao final de 10 anos	18,34%	Retorno do Investimento ao final de 10 anos	12,56%

Considerando um período de <u>20 anos</u>	
VAL (20 anos)	4 735 467,95 €
VAL	-11 264 532,05 €
TIR	-6,24%
Lucro p/ un.	0,30 €

Considerando um período de <u>20 anos</u>	
VAL (20 anos)	3 243 795,55 €
VAL	-12 756 204,45 €
TIR	-8,92%
Lucro p/ un.	0,20 €

Considerando um período de <u>15 anos</u>	
VAL (15 anos)	3 944 126,82 €
VAL	-12 055 873,18 €
TIR	-10,79%
Lucro p/ un.	0,25 €

Considerando um período de <u>15 anos</u>	
VAL (15 anos)	2 701 726,87 €
VAL	-13 298 273,13 €
TIR	-14,00%
Lucro p/ un.	0,17 €

Considerando um período de <u>10 anos</u>	
VAL (10 anos)	2 934 152,71 €
VAL	-13 065 847,29 €
TIR	-20,14%
Lucro p/ un.	0,18 €

Considerando um período de <u>10 anos</u>	
VAL (10 anos)	2 009 894,61 €
VAL	-13 990 105,39 €
TIR	-24,14%
Lucro p/ un.	0,13 €

Considerando um período de <u>5 anos</u>	
VAL (5 anos)	1 645 141,39 €
VAL	-14 354 858,61 €
TIR	-45,06%
Lucro p/ un.	0,10 €

Considerando um período de <u>5 anos</u>	
VAL (5 anos)	1 126 921,85 €
VAL	-14 873 078,15 €
TIR	-49,90%
Lucro p/ un.	0,07 €

Tabela 5.15: Análise financeira da simulação da introdução das baterias para o ano de 2018 (Caso de Estudo 1).

Neste caso, o retorno do investimento ao final de 10 anos, sem considerar o valor do IRC, é de **18,34%** e, considerando o valor do IRC, **12,56%**. Comparando os resultados obtidos na Tabela 5.15 com os obtidos pela aproximação linear, verificamos que o valor de retorno do investimento é bastante próximo, o que indica que a aproximação linear obteve resultados com um erro de precisão reduzido e que para a arbitragem de preços este projeto não é rentável.

Por outro lado, os indicadores *VAL* e *TIR*, quando comparados ao modelo de aproximação linear, apresentam valores inferiores, como seria de esperar.

A Tabela 5.16 apresenta os valores do estudo financeiro para o Caso de Estudo 2, realizado através do uso da Função de Benefício Social para resolução do problema de despacho do mercado.

Rentabilidade Anual	3 622 572,40 €	Rentabilidade Anual	3 622 572,40 €
Taxa de atualização	5,00%	Taxa de atualização	5,00%
IRC	0,00%	IRC	31,50%
Retorno do Investimento ao final de 10 anos	17,48%	Retorno do Investimento ao final de 10 anos	11,98%

Considerando um período de <u>20 anos</u>	
VAL (20 anos)	45 145 259,23 €
VAL	-114 854 740,77 €
TIR	-6,59%
Lucro p/ un.	0,28 €

Considerando um período de <u>20 anos</u>	
VAL (20 anos)	30 924 502,57 €
VAL	-129 075 497,43 €
TIR	-9,25%
Lucro p/ un.	0,19 €

Considerando um período de <u>15 anos</u>	
VAL (15 anos)	37 601 062,73 €
VAL	-122 398 937,27 €
TIR	-11,21%
Lucro p/ un.	0,24 €

Considerando um período de <u>15 anos</u>	
VAL (15 anos)	25 756 727,97 €
VAL	-134 243 272,03 €
TIR	-14,39%
Lucro p/ un.	0,16 €

Considerando um período de <u>10 anos</u>	
VAL (10 anos)	27 972 543,83 €
VAL	-132 027 456,17 €
TIR	-20,67%
Lucro p/ un.	0,17 €

Considerando um período de <u>10 anos</u>	
VAL (10 anos)	19 161 192,53 €
VAL	-140 838 807,47 €
TIR	-24,61%
Lucro p/ un.	0,12 €

Considerando um período de <u>5 anos</u>	
VAL (5 anos)	15 683 842,69 €
VAL	-144 316 157,31 €
TIR	-45,70%
Lucro p/ un.	0,10 €

Considerando um período de <u>5 anos</u>	
VAL (5 anos)	10 743 432,25 €
VAL	-149 256 567,75 €
TIR	-50,47%
Lucro p/ un.	0,07 €

Tabela 5.16: Análise financeira da simulação da introdução das baterias para o ano de 2018 (Caso de Estudo 2).

Os resultados apresentados na Tabela 5.16 quando comparados com os resultados deste mesmo modelo para o Caso de Estudo 1, vêm quebrar a intuição de que se obteriam melhores resultados se se aumentasse a capacidade das baterias (neste caso passando de 100 MWh para 1000 MWh). Tal como no caso linear, o aumento da capacidade não se traduz em melhores resultados nos indicadores financeiros.

Assim, verificamos que o retorno do investimento ao final de 10 anos é **17,48%**, sem ser considerado o valor do IRC, ou de **11,98%** quando considerado o valor de IRC.

Comparativamente à simulação realizada para o Caso de Estudo 2 no modelo linear, verificamos que os valores obtidos já se encontram mais distanciados entre si, corroborando a situação em que aproximação linear não apresenta resultados tão precisos quanto o modelo atualmente considerado.

Na Tabela 5.17 podemos encontrar o resumo dos valores calculados nas simulações anteriores.

<u>SEM IRC</u>	<u>Aproximação Linear</u>		<u>Função de Benefício Social</u>	
<u>Caso de Estudo</u>	1	2	1	2
Retorno ao final de 10 anos	2 938 168,37 €	26 231 813,20 €	2 934 152,71 €	27 972 543,83 €
Percentagem do investimento pago	18,36%	16,39%	18,34%	17,48%

<u>COM IRC</u>	<u>Aproximação Linear</u>		<u>Função de Benefício Social</u>	
<u>Caso de Estudo</u>	1	2	1	2
Retorno ao final de 10 anos	2 012 645,34 €	17 968 792,04 €	2 009 894,61 €	19 161 192,53 €
Percentagem do investimento pago	12,58%	11,23%	12,56%	11,98%

Tabela 5.17: Comparação financeira entre as simulações efetuadas.

Em suma, comparando os resultados dos dois Casos de Estudo para este último modelo, verificamos que o caso que corresponde a um investimento mais viável é o Caso de Estudo 1. No entanto, através da análise do comportamento dos preços de mercado com a presença de baterias de iões de lítio, concluímos que o investimento em projetos deste tipo exclusivamente para arbitragem de preços de mercado, não é rentável.

Capítulo 6

Considerações Finais

6.1 Conclusões

A introdução de dispositivos de armazenamento de energia apresentando propostas de compra e venda de energia no MIBEL provoca um aumento no preço de mercado nas horas de carregamento e uma diminuição do mesmo preço nas horas de descarregamento, como se previa inicialmente. Como seria também de esperar, um modelo que faz uma aproximação das curvas do mercado através de três pontos distintos, insere um erro que é importante quando se está a analisar financeiramente o impacto do investimento neste tipo de projetos. Ainda assim, o uso deste método é suficiente para realizar uma análise superficial sobre a introdução de novas propostas de compra e venda no mercado, o seu efeito global no preço de mercado e energia despachada pelo mesmo. O recurso a esta aproximação linear permitiu compreender o funcionamento geral do mercado e o pressuposto inicial da inclusão das propostas no mesmo de modo a avaliar o preço final.

Por outro lado, a maximização da Função de Benefício Social para análise do mercado permite obter resultados mais precisos e próximos do real, existindo assim uma análise mais detalhada e conclusões melhor fundamentadas. Note-se que, ao utilizarmos este método, que recorre à maximização da Função de Benefício Social, poderemos chegar a resultados que não alterem o preço de mercado em algumas horas aquando a introdução das baterias, visto que a deslocação do preço de mercado pode ocorrer num segmento horizontal, no qual a proposta seguinte a ser aceite pelo mercado apresenta o mesmo preço de mercado que a anterior.

A comparação efetuada entre os dois Casos de Estudo propostos para cada método, permitiu analisar financeiramente o investimento neste tipo de projetos e concluir que a utilização de baterias de iões de lítio exclusivamente para arbitragem dos preços de mercado não deve ser considerada uma estratégia rentável, devendo existir uma aposta noutros serviços associados à utilização deste tipo de dispositivos, como por exemplo o fornecimento de reserva primária ou o fornecimento de energia a instalações consumidoras em períodos de ponta em que a energia é muito cara. Além disso, conclui-se que a capacidade considerada das baterias de iões de lítio também impacta o preço de mercado, pelo que deve ser tida em conta aquando da sua introdução no mercado.

Por fim, atenta-se que a vida útil das baterias de iões de lítio deve ser considerada para os

estudos da viabilidade de investimento deste tipo de projetos visto que, como verificamos, o tempo de retorno de investimento altera-se com facilidade, sendo superior ao tempo de vida útil das baterias, aumentando facilmente o risco associado ao investimento nestes projetos.

6.2 Projetos Futuros

Ao longo do desenvolvimento desta dissertação verifica-se ser interessante existir um mecanismo de previsão de preços do mercado diário associado a este projeto, de modo a tirar o melhor proveito das horas de carregamento e descarregamento diárias.

Um estudo de previsão é, portanto, essencial para dar continuidade a este projeto, visto que as horas utilizadas para colocar as baterias em funcionamento foram sempre as horas com o preço mais elevado e mais reduzido de cada dia, para o descarregamento e carregamento das mesmas, respetivamente, com a limitação de não ser possível encontrar um segundo ótimo diário para colocar a bateria a carregar ou a descarregar se necessário. Assim, existindo um mecanismo de previsão sobre o comportamento do preço de mercado no sentido de prever não só os preços máximos e mínimos diários, mas também o estado das baterias (se em carregamento ou descarregamento) aquando desse período horário, permitiria aumentar a eficiência da arbitragem dos preços de mercado através de carregamentos e descarregamentos ao longo do dia, caso se justificasse de acordo com os dados da previsão para os dias seguintes.

Por outro lado, apesar das conclusões que se retiraram da análise financeira não serem favoráveis ao investimento das baterias de íões de lítio, uma análise mais apropriada do funcionamento global do MIBEL deve ser realizada para um cenário atual.

Neste último ano, no mercado diário do MIBEL, tem existido uma maior aproximação dos preços mínimos e máximos diários, como podemos verificar na Figura 6.1 e na Figura 6.2 para os dias 16 de janeiro e 13 de fevereiro de 2019. Esta situação reflete-se como uma desvantagem neste tipo de projetos que visam aproveitar o diferencial do preço de mercado através do uso de dispositivos de armazenamento, uma vez que estes utilizam esta variabilidade dos preços para atingir os resultados pretendidos. Se esta tendência se mantiver, a rentabilidade de investimentos em equipamentos de armazenamento (independentemente da tecnologia considerada) destinados a levar ao aproveitamento do já referido diferencial de preços poderá ou tenderá a ficar seriamente comprometida.

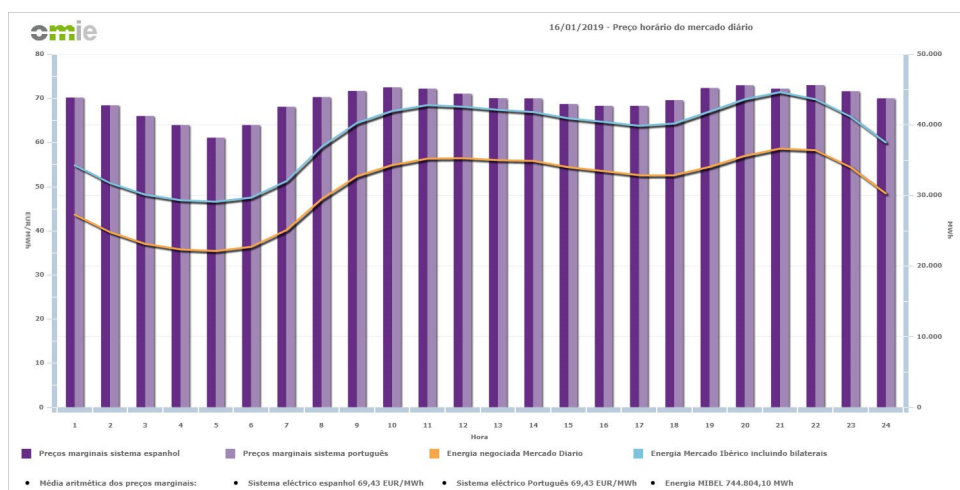


Figura 6.1: Preços do mercado diário do MIBEL para o dia 16 de janeiro de 2019 [2].

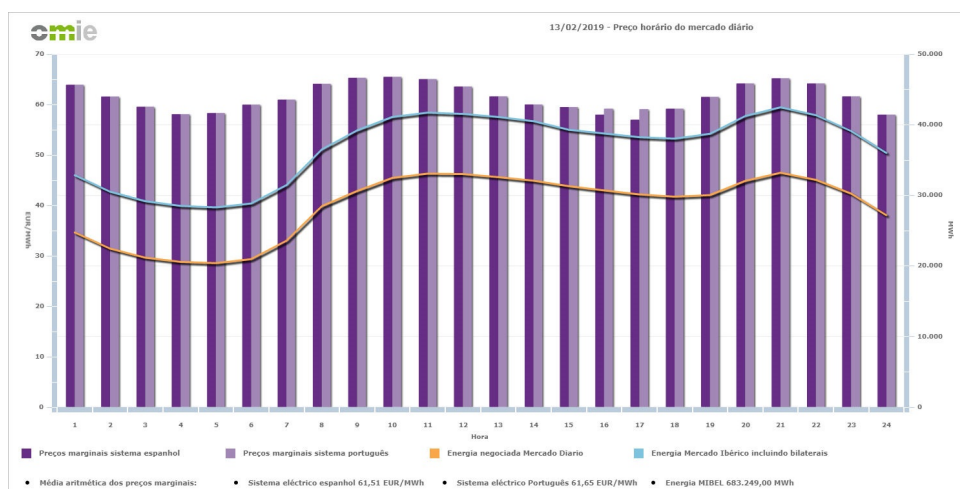


Figura 6.2: Preços do mercado diário do MIBEL para o dia 13 de fevereiro de 2019 [2].

Como podemos verificar por estas duas figuras, os preços máximos e mínimos diários tendem a assumir valores cada vez mais próximos, diminuindo assim o diferencial existente entre eles.

Este facto é relevante pois os dispositivos de armazenamento de energia, como é o caso das baterias de iões de lítio, apenas conseguem ter o impacto esperado na arbitragem dos preços quando estes oscilam com mínimos e máximos distantes. Assim, torna-se essencial para efetivar o que foi estudado com esta dissertação conhecer o estado atual do MIBEL e prever o comportamento dos preços no futuro, para que se possa compreender se realmente se justifica ou não a realização de investimentos neste tipo de projetos para arbitragem de preços de mercado.

Em suma, para dar continuidade ao estudo iniciado nesta dissertação, deve ser tida em conta não só o estado atual do mercado diário do MIBEL e reavaliado o projeto no sentido de avaliar a viabilidade de investimento, como também deve existir uma ferramenta de previsão dos preços de mercado que permita otimizar os períodos de carregamento e descarregamento destes dispositivos de armazenamento de energia.

Anexo A

Algoritmo implementado no modelo de aproximação linear

Neste anexo apresenta-se o algoritmo implementado na sua íntegra, dividido por funções, para o modelo de aproximação linear descrito na secção [4.1](#).

Algoritmo A.1: Programa base (Aproximação Linear).

```
1  clc
2  clear
3
4  % --- Parametrizacao da Bateria --- %
5  nbat=1000;
6  pbat=1;
7
8  tcarrega=5;
9  tdescarrega=4;
10
11 fator_desc=0.2;
12 % ----- %
13
14 capbat=[ (pbat*nbat*(1-fator_desc))/tdescarrega ...
          (pbat*nbat*(1-fator_desc))/tcarrega];
15
16 tcar=tcarrega-1;
17 tdes=tdescarrega-1;
18
19 count=1;
20 cnt=0;
21
22 anoi=2018;
23
24 estado=0;
25
```

```

26 for m=1:12
27     if ismember(m,[4 6 9 11])
28         cnt=1;
29     elseif ismember(m,[2])
30         if (mod(anoi,400)==0) || (mod(anoi,4)==0) && (mod(anoi,100)~=0) ...
31             % Verifica se e ano bissexto
32             cnt=2;
33         else
34             cnt=3;
35         end
36     else
37         cnt=0;
38     end
39     for d=1:(31-cnt)
40
41         if m==3 && d==25
42             hcnt=1;
43         else
44             hcnt=0;
45         end
46
47         for h=1:(24-hcnt)
48             clc
49             disp({'Hora' 'Dia' 'Mes' 'Ano';h d m anoi});
50             hora=num2str(h);
51
52             if d<10
53                 dia=strcat('0',num2str(d));
54             else
55                 dia=num2str(d);
56             end
57
58             if m<10
59                 mes=strcat('0',num2str(m));
60             else
61                 mes=num2str(m);
62             end
63
64             ano=num2str(anoi);
65
66             file=strcat('CSV Mercado/',hora," ...
67                 ",dia,'-',mes,'-',ano,'.csv');
68
69             [dcompra,dvenda,pA,pB,pC]=mercado(file);
70
71             data=strcat(dia,'-',mes,'-',ano);
72
73             pDiaC(h,:)= [h pC];

```

```

73         pDiaA(h,:)= [h pA];
74         pDiaB(h,:)= [h pB];
75
76         preco_ant(count,:)= [h d m pC];
77         preco_novo(count,:)= [h d m pC];
78
79         count=count+1;
80     end
81
82     [novosM,novosm,estado]=simularprecos(pDiaC, pDiaA, pDiaB, ...
83         capbat, estado,tcar,tdes);
84
85     [tam_preco_novo,~]=size(preco_novo);
86     [tam_novosM,~]=size(novosM);
87     [tam_novosm,~]=size(novosm);
88
89     for k=(tam_preco_novo-23):tam_preco_novo
90         for l=1:tam_novosM
91             if preco_novo(k,1)==novosM(l,1)
92                 preco_novo(k,4:5)=novosM(l,2:3);
93             end
94         end
95
96         for l=1:tam_novosm
97             if preco_novo(k,1)==novosm(l,1)
98                 preco_novo(k,4:5)=novosm(l,2:3);
99             end
100         end
101     end
102 end

```

Algoritmo A.2: Função mercado (Aproximação Linear).

```

1 function [dcompra,dvenda,pA,pB,pC]=mercado(file)
2
3 dados=importcsv(file);
4
5 %% Dividir em 2 cell arrays Compra e Venda Casadas
6 c1=0;
7 c2=0;
8 for i=1:length(dados)
9     if dados(i,5)=='C' && dados(i,8)=='C'
10         c1=c1+1;
11         dcompra(c1,:)=str2double([dados(i,6) dados(i,7)]);
12     elseif dados(i,5)=='V' && dados(i,8)=='C'
13         c2=c2+1;
14         dvenda(c2,:)=str2double([dados(i,6) dados(i,7)]);

```

```

15     end
16 end
17
18 %% Dividir em 2 cell arrays Compra e Venda NAO Casadas
19 for i=1:length(dados)
20     if dados(i,5)=='C' && dados(i,8)=='O'
21         c1=c1+1;
22         dcompra(c1,:)=str2double([dados(i,6) dados(i,7)]);
23     elseif dados(i,5)=='V' && dados(i,8)=='O'
24         c2=c2+1;
25         dvenda(c2,:)=str2double([dados(i,6) dados(i,7)]);
26     end
27 end
28 clear c1 c2
29
30 %% Ordenar Casadas
31 preco_ini=dcompra(length(dcompra),2);
32 if dvenda(1,2)~=0
33     dvenda(1,:)=[];
34 end
35
36 dcompra=sortrows(dcompra,2,'descend');
37 dvenda=sortrows(dvenda,2,'ascend');
38
39 for i=2:length(dcompra)
40     dcompra(i,1)=dcompra(i,1)+dcompra(i-1,1);
41 end
42
43 for i=2:length(dvenda)
44     dvenda(i,1)=dvenda(i,1)+dvenda(i-1,1);
45 end
46
47 %% Intersecao
48 % Calculo do Ponto C
49 pC = [dcompra(length(dcompra),1) dcompra(length(dcompra),2)];
50
51
52 % Calculo do Ponto A
53 i=1;
54 while dvenda(i,2)==dvenda(1,2)
55     if dvenda(i,2)==dvenda(1,2)
56         pA=[dvenda(i,1) dvenda(i,2)];
57         b=i;
58     end
59     i=i+1;
60 end
61
62 % Calculo do Ponto B
63 i=1;

```

```

64 while dcompra(i,2)==dcompra(1,2)
65     if dcompra(i,2)==dcompra(1,2)
66         pB=[dcompra(i,1) dcompra(i,2)];
67         a=i;
68     end
69     i=i+1;
70 end
71 clear i
72
73 %% Ordenar NAO Casadas
74 dcomprao=sortrows(dcomprao,2,'descend');
75 dvendao=sortrows(dvendao,2,'ascend');
76
77
78 c1=length(dcompra);
79 c2=length(dvenda);
80
81 for i=1:length(dcomprao)
82     if dcomprao(i,2)<pC(1,2)
83         c1=c1+1;
84         dcompra(c1,1)=dcomprao(i,1)+dcompra(c1-1,1);
85         dcompra(c1,2)=dcomprao(i,2);
86     end
87 end
88
89 for i=1:length(dvendao)
90     if dvendao(i,2)>pC(1,2)
91         c2=c2+1;
92         dvenda(c2,1)=dvendao(i,1)+dvenda(c2-1,1);
93         dvenda(c2,2)=dvendao(i,2);
94     end
95 end
96 clear c1 c2
97 end

```

Algoritmo A.3: Função importcsv (Aproximação Linear).

```

1 function Untitled1 = importcsv(filename, startRow, endRow)
2 %% Initialize variables.
3 delimiter = ',';
4 if nargin<2
5     startRow = 5;
6     endRow = inf;
7 end
8
9 %% Format for each line of text:
10 % column1: text (%q)
11 % column2: text (%q)

```

```

12 % column3: text (%q)
13 % column4: text (%q)
14 % column5: text (%q)
15 % column6: text (%q)
16 % column7: text (%q)
17 % column8: text (%q)
18 % For more information, see the TEXTSCAN documentation.
19 formatSpec = '%q%q%q%q%q%q%q%q*s*s*s*s*s*s*s*s*s*s*s*s*s[s^\n\r]';
20 %formatSpec = '%q%q%q%q%q%q%q%q*s*s*s*s*s*s*s*s*s*s*s*s*s[s^\n\r]';
21
22 %% Open the text file.
23 fileID = fopen(filename,'r');
24
25 %% Read columns of data according to the format.
26 % This call is based on the structure of the file used to generate this
27 % code. If an error occurs for a different file, try regenerating the code
28 % from the Import Tool.
29 dataArray = textscan(fileID, formatSpec, endRow(1)-startRow(1)+1, ...
    'Delimiter', delimiter, 'TextType', 'string', 'HeaderLines', ...
    startRow(1)-1, 'ReturnOnError', false, 'EndOfLine', '\r\n');
30 for block=2:length(startRow)
31     frewind(fileID);
32     dataArrayBlock = textscan(fileID, ...
        formatSpec, endRow(block)-startRow(block)+1, 'Delimiter', ...
        delimiter, 'TextType', 'string', 'HeaderLines', ...
        startRow(block)-1, 'ReturnOnError', false, 'EndOfLine', '\r\n');
33     for col=1:length(dataArray)
34         dataArray{col} = [dataArray{col};dataArrayBlock{col}];
35     end
36 end
37
38 %% Close the text file.
39 fclose(fileID);
40
41 %% Post processing for unimportable data.
42 % No unimportable data rules were applied during the import, so no post
43 % processing code is included. To generate code which works for
44 % unimportable data, select unimportable cells in a file and regenerate the
45 % script.
46
47 %% Create output variable
48 Untitled1 = [dataArray{1:end-1}];

```

Algoritmo A.4: Função `simularprecos` (Aproximação Linear).

```

1 function [novosM,novosm,estado] = simularprecos(pDiaC, pDiaA, ...
    pDiaB,capbat,estado,tcar,tdes)
2

```

```
3 maximo=[-99999 -99999];
4 minimo=[99999 99999];
5
6 for i=1:(24-tcar)
7     for bat=0:tcar
8         pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
9     end
10
11     medi=mean(pDiaMed);
12
13     if minimo(1,2)>medi
14         minimo=[i medi];
15     end
16 end
17
18 for i=1:(24-tdes)
19     for bat=0:tdes
20         pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
21     end
22
23     medi=mean(pDiaMed);
24
25     if maximo(1,2)<medi
26         maximo=[i medi];
27     end
28 end
29
30 if estado==0 && minimo(1,1) > maximo(1,1)
31     estado=2;
32 end
33
34 if estado==-1
35     estado=0;
36 end
37
38 switch estado
39     case 0
40         for i=1:(24-tcar)
41             for bat=0:tcar
42                 pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
43             end
44
45             medi=mean(pDiaMed);
46
47             if minimo(1,2)>medi
48                 minimo=[i medi];
49             end
50         end
51
```

```

52     for i=1:(24-tdes)
53         for bat=0:tdes
54             pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
55         end
56
57         medi=mean(pDiaMed);
58
59         if maximo(1,2)<medi
60             maximo=[i medi];
61         end
62     end
63
64     [eqAC,eqBC,eqN]=eqreta(maximo,pDiaA,pDiaB,pDiaC,tdes,"descarregar",
65     capbat);
66     [eqac,eqbc,eqn]=eqreta(minimo,pDiaA,pDiaB,pDiaC,tcar,"carregar",
67     capbat);
68
69     hnova=maximo(1,1);
70     for i=1:(tdes+1)
71         [RES]=npreco(eqAC(i,:),eqBC(i,:),eqN(i,:), "descarregar");
72         novosM(i,:)=[hnova RES];
73         hnova=hnova+1;
74     end
75
76     hnova=minimo(1,1);
77     for i=1:(tcar+1)
78         [RES]=npreco(eqac(i,:),eqbc(i,:),eqn(i,:), "carregar");
79         novosm(i,:)=[hnova RES];
80         hnova=hnova+1;
81     end
82
83
84     if minimo(1,1) < maximo(1,1)
85         estado=0;
86     elseif minimo(1,1) > maximo(1,1)
87         estado=1;
88     end
89
90     case 1
91         for i=1:(24-tcar)
92             for bat=0:tcar
93                 pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
94             end
95
96             medi=mean(pDiaMed);
97
98             if minimo(1,2)>medi
99                 minimo=[i medi];
100         end

```

```

101         end
102
103         for i=1:(24-tdes)
104             for bat=0:tdes
105                 pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
106             end
107
108             medi=mean(pDiaMed);
109
110             if maximo(1,2)<medi
111                 maximo=[i medi];
112             end
113         end
114
115         [eqAC,eqBC,eqN]=eqreta(maximo,pDiaA,pDiaB,pDiaC,tdes,"descarregar",
116         capbat);
117         [eqac,eqbc,eqn]=eqreta(minimo,pDiaA,pDiaB,pDiaC,tcar,"carregar",
118         capbat);
119
120         if minimo(1,1) < maximo(1,1)
121             estado=0;
122
123             hnova=maximo(1,1);
124             for i=1:(tdes+1)
125                 [RES]=npreco(eqAC(i,:),eqBC(i,:),eqN(i,:), "descarregar");
126                 novosM(i,:)=[hnova RES];
127                 hnova=hnova+1;
128             end
129
130             hnova=minimo(1,1);
131             for i=1:(tcar+1)
132                 [RES]=npreco(eqac(i,:),eqbc(i,:),eqn(i,:), "off");
133                 novosm(i,:)=[hnova RES];
134                 hnova=hnova+1;
135             end
136
137
138         elseif minimo(1,1) > maximo(1,1)
139             estado=1;
140
141             hnova=maximo(1,1);
142             for i=1:(tdes+1)
143                 [RES]=npreco(eqAC(i,:),eqBC(i,:),eqN(i,:), "descarregar");
144                 novosM(i,:)=[hnova RES];
145                 hnova=hnova+1;
146             end
147
148             hnova=minimo(1,1);
149             for i=1:(tcar+1)

```

```

150         [RES]=npreco(eqac(i,:),eqbc(i,:),eqn(i,:), "carregar");
151         novosm(i,:)= [hnova RES];
152         hnova=hnova+1;
153     end
154
155 end
156
157 case 2
158     for i=1:(24-tcar)
159         for bat=0:tcar
160             pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
161         end
162
163         medi=mean(pDiaMed);
164
165         if minimo(1,2)>medi
166             minimo=[i medi];
167         end
168     end
169
170     for i=1:(24-tdes)
171         for bat=0:tdes
172             pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
173         end
174
175         medi=mean(pDiaMed);
176
177         if maximo(1,2)<medi
178             maximo=[i medi];
179         end
180     end
181
182     [eqAC,eqBC,eqN]=eqreta(maximo,pDiaA,pDiaB,pDiaC,tdes, "descarregar",
183     capbat);
184     [eqac,eqbc,eqn]=eqreta(minimo,pDiaA,pDiaB,pDiaC,tcar, "carregar",
185     capbat);
186
187     if minimo(1,1) < maximo(1,1)
188         estado=0;
189
190         hnova=maximo(1,1);
191         for i=1:(tdes+1)
192             [RES]=npreco(eqAC(i,:),eqBC(i,:),eqN(i,:), "descarregar");
193             novosM(i,:)= [hnova RES];
194             hnova=hnova+1;
195         end
196
197         hnova=minimo(1,1);
198         for i=1:(tcar+1)

```

```

199         [RES]=npreco(eqac(i,:),eqbc(i,:),eqn(i,:), "carregar");
200         novosm(i,:)=[hnova RES];
201         hnova=hnova+1;
202     end
203
204     elseif minimo(1,1) > maximo(1,1)
205         estado=1;
206
207         hnova=maximo(1,1);
208         for i=1:(tdes+1)
209             [RES]=npreco(eqAC(i,:),eqBC(i,:),eqN(i,:), "off");
210             novosM(i,:)=[hnova RES];
211             hnova=hnova+1;
212         end
213
214         hnova=minimo(1,1);
215         for i=1:(tcar+1)
216             [RES]=npreco(eqac(i,:),eqbc(i,:),eqn(i,:), "carregar");
217             novosm(i,:)=[hnova RES];
218             hnova=hnova+1;
219         end
220     end
221 end
222 end

```

Algoritmo A.5: Função eqreta (Aproximação Linear).

```

1 function [eqAC,eqBC,eqN] = ...
   eqreta(extremo,pDiaA,pDiaB,pDiaC,t,modobat,capbat)
2 if modobat=="carregar"
3     cbat=capbat(1,2);
4 elseif modobat=="descarregar"
5     cbat=capbat(1,1);
6 end
7
8 j=1;
9
10 for i=extremo(1,1):(extremo(1,1)+t)
11     pAM(j,:)=pDiaA(i,:);
12     pBM(j,:)=pDiaB(i,:);
13     pCM(j,:)=pDiaC(i,:);
14     j=j+1;
15 end
16
17 [tam_pAM,~]=size(pAM);
18
19 for i=1:tam_pAM
20     mM1(i,1)=(pCM(i,3)-pAM(i,3))/(pCM(i,2)-pAM(i,2));

```

```

21     bM1(i,1)=pCM(i,3)-mM1(i,1)*pCM(i,2);
22
23     mM2(i,1)=(pCM(i,3)-pBM(i,3))/(pCM(i,2)-pBM(i,2));
24     bM2(i,1)=pCM(i,3)-mM2(i,1)*pCM(i,2);
25 end
26
27 eqAC=[mM1 bM1];
28 eqBC=[mM2 bM2];
29
30 pAAM=pAM;
31 pBBM=pBM;
32 pCCM=pCM;
33
34 [rowsCM,~]=size(pCM);
35 if modobat=="descarregar"
36
37     for j=1:rowsCM
38         pAAM(j,2)=pAAM(j,2)+cbat;
39         pCCM(j,2)=pCCM(j,2)+cbat;
40     end
41
42     for i=1:tam_pAM
43         mM3(i,1)=(pCCM(i,3)-pAAM(i,3))/(pCCM(i,2)-pAAM(i,2)); %AC
44         bM3(i,1)=pCCM(i,3)-mM3(i,1)*pCCM(i,2);
45     end
46 end
47
48 j=1;
49 if modobat=="carregar"
50
51     for j=1:rowsCM
52         pBBM(j,2)=pBBM(j,2)+cbat;
53         pCCM(j,2)=pCCM(j,2)+cbat;
54     end
55
56     for i=1:tam_pAM
57         mM3(i,1)=(pCCM(i,3)-pBBM(i,3))/(pCCM(i,2)-pBBM(i,2)); %BC
58         bM3(i,1)=pCCM(i,3)-mM3(i,1)*pCCM(i,2);
59     end
60 end
61
62 eqN=[mM3 bM3];

```

Algoritmo A.6: Função npreco (Aproximação Linear).

```

1 function [RES] = npreco(eqAC,eqBC,eqN,modobat)
2
3 if modobat=="descarregar"

```

```
4      A=eqN(1,1);
5      B=-eqN(1,2);
6
7      C=eqBC(1,1);
8      D=-eqBC(1,2);
9
10     M1 = [A -1;C -1];
11     M2 = [B;D];
12
13     RES = M1\M2;
14
15     RES=RES';
16
17     elseif modobat=="carregar"
18         A=eqAC(1,1);
19         B=-eqAC(1,2);
20
21         C=eqN(1,1);
22         D=-eqN(1,2);
23
24         M1 = [A -1;C -1];
25         M2 = [B;D];
26
27         RES = M1\M2;
28
29         RES=RES';
30
31     elseif modobat=="off"
32         A=eqAC(1,1);
33         B=-eqAC(1,2);
34
35         C=eqBC(1,1);
36         D=-eqBC(1,2);
37
38         M1 = [A -1;C -1];
39         M2 = [B;D];
40
41         RES = M1\M2;
42
43         RES=RES';
44     end
45
46     end
```


Anexo B

Algoritmo implementado no modelo da Função de Benefício Social

Neste anexo apresenta-se o algoritmo implementado na sua íntegra, dividido por funções, para o modelo que utiliza a Função de Benefício Social para obtenção dos preços de mercado, descrito na secção [4.2](#).

Algoritmo B.1: Programa base (Função de Benefício Social).

```
1  clc
2  clear
3
4  % --- Parametrizacao da Bateria --- %
5  nbat=1000;
6  pbat=1;
7
8  tcarrega=5;
9  tdescarrega=4;
10
11  fator_desc=0.2;
12  % ----- %
13
14  capbat=[ (pbat*nbat*(1-fator_desc))/tdescarrega ...
           (pbat*nbat*(1-fator_desc))/tcarrega];
15
16  tcar=tcarrega-1;
17  tdes=tdescarrega-1;
18
19  count=1;
20  cnt=0;
21
22  anoi=2018;
23
24  estado=0;
```

```

25
26 for m=1:12
27     if ismember(m,[4 6 9 11])
28         cnt=1;
29     elseif ismember(m,[2])
30         if (mod(anoi,400)==0) || (mod(anoi,4)==0) && (mod(anoi,100)≠0) ...
31             % Verifica se e ano bissexto
32             cnt=2;
33         else
34             cnt=3;
35         end
36     else
37         cnt=0;
38     end
39     for d=1:(31-cnt)
40
41         if m==3 && d==25
42             hcnt=1;
43         else
44             hcnt=0;
45         end
46
47         for h=1:(24-hcnt)
48             clc
49             disp({'Hora' 'Dia' 'Mes' 'Ano';h d m anoi});
50             hora=num2str(h);
51
52             if d<10
53                 dia=strcat('0',num2str(d));
54             else
55                 dia=num2str(d);
56             end
57
58             if m<10
59                 mes=strcat('0',num2str(m));
60             else
61                 mes=num2str(m);
62             end
63
64             ano=num2str(anoi);
65
66             file=strcat('CSV Mercado/',hora," ...
67                 ",dia,'-',mes,'-',ano,'.csv');
68
69             [dcompra,dvenda,pA,pB,pC]=mercado(file);
70
71             data=strcat(dia,'-',mes,'-',ano);

```

```

72         pDiaC(h,:)=[h pC];
73         pDiaA(h,:)=[h pA];
74         pDiaB(h,:)=[h pB];
75
76         preco_ant(count,:)=[h d m pC];
77         preco_novo(count,:)=[h d m pC];
78
79         count=count+1;
80     end
81
82     [novosM,novosm,estado]=simularprecos(pDiaC, pDiaA, pDiaB, ...
83         capbat, estado,tcar,tdes);
84
85     [tam_preco_novo,~]=size(preco_novo);
86     [tam_novosM,~]=size(novosM);
87     [tam_novosm,~]=size(novosm);
88
89     for k=(tam_preco_novo-23):tam_preco_novo
90         for l=1:tam_novosM
91             if preco_novo(k,1)==novosM(l,1)
92                 preco_novo(k,4:5)=novosM(l,2:3);
93             end
94         end
95
96         for l=1:tam_novosm
97             if preco_novo(k,1)==novosm(l,1)
98                 preco_novo(k,4:5)=novosm(l,2:3);
99             end
100         end
101     end
102 end

```

Algoritmo B.2: Função mercado_linprog (Função de Benefício Social).

```

1  function [base,carga,descarga,pC,Teste]=mercado_linprog(file, capbat)
2
3  dados=importcsv(file);
4
5  %% Dividir em 2 cell arrays Compra e Venda Casadas
6  c1=0;
7  c2=0;
8  for i=1:length(dados)
9      if dados(i,5)=='C' && dados(i,8)=='C'
10         c1=c1+1;
11         dcompra(c1,:)=str2double([dados(i,6) dados(i,7)]);
12     elseif dados(i,5)=='V' && dados(i,8)=='C'
13         c2=c2+1;

```

```

14         dvenda(c2,:)=str2double([dados(i,6) dados(i,7)]);
15     end
16 end
17
18 %% Dividir em 2 cell arrays Compra e Venda NAO Casadas
19 for i=1:length(dados)
20     if dados(i,5)=='C' && dados(i,8)=='O'
21         c1=c1+1;
22         dcompra(c1,:)=str2double([dados(i,6) dados(i,7)]);
23     elseif dados(i,5)=='V' && dados(i,8)=='O'
24         c2=c2+1;
25         dvendao(c2,:)=str2double([dados(i,6) dados(i,7)]);
26     end
27 end
28 clear c1 c2
29
30 %% Ordenar Casadas
31 if dvenda(1,2)~=0
32     dvenda(1,:)=[];
33 end
34
35 dcompra=sortrows(dcompra,2,'descend');
36 dvenda=sortrows(dvenda,2,'ascend');
37
38 dcomprao=sortrows(dcomprao,2,'descend');
39 dvendao=sortrows(dvendao,2,'ascend');
40
41 preco_ini=dcompra(length(dcompra),2);
42 pC=[sum(dcompra(:,1)) preco_ini];
43
44 PotPrv1=0;
45 for i=1:length(dvenda)
46     if dvenda(i,2)==preco_ini
47         PotPrv1=PotPrv1+dvenda(i,1);
48     end
49 end
50
51 PotPrv2=0;
52 for i=1:length(dvendao)
53     if dvendao(i,2)==preco_ini
54         PotPrv2=PotPrv2+dvendao(i,1);
55     end
56 end
57
58 PotPrcl=0;
59 for i=1:length(dcompra)
60     if dcompra(i,2)==preco_ini
61         PotPrcl=PotPrcl+dcompra(i,1);
62     end

```

```
63 end
64
65 PotPrc2=0;
66 for i=1:length(dcompra)
67     if dcompra(i,2)==preco_ini
68         PotPrc2=PotPrc2+dcompra(i,1);
69     end
70 end
71
72 dcompraot=[];
73 for i=1:length(dcompra)
74     if dcompra(i,2)<preco_ini
75         dcompraot=[dcompraot;dcompra(i,1) dcompra(i,2)];
76     end
77 end
78
79 auxd=[];
80 for i=1:length(dcompraot)
81     if dcompraot(i,1)==0 && dcompraot(i,2)==0
82     else
83         auxd=[auxd;dcompraot(i,1) dcompraot(i,2)];
84     end
85 end
86 dcompraot=auxd;
87 clear auxd
88
89 dvendaot=[];
90 for i=1:length(dvenda)
91     if dvenda(i,2)>preco_ini
92         dvendaot=[dvendaot;dvenda(i,1) dvenda(i,2)];
93     end
94 end
95
96 auxd=[];
97 for i=1:length(dvendaot)
98     if dvendaot(i,1)==0 && dvendaot(i,2)==0
99     else
100         auxd=[auxd;dvendaot(i,1) dvendaot(i,2)];
101     end
102 end
103 dvendaot=auxd;
104 clear auxd
105
106 %% Correcao de valores
107 if (sum(dcompra(:,1))>(sum(dvenda(:,1))))
108     excesso=sum(dcompra(:,1))-sum(dvenda(:,1));
109     dvenda=[dvenda;excesso dcompra(length(dcompra),2)];
110 end
111
```



```

        delimiter, 'TextType', 'string', 'HeaderLines', ...
        startRow(block)-1, 'ReturnOnError', false, 'EndOfLine', '\r\n');
33     for col=1:length(dataArray)
34         dataArray{col} = [dataArray{col};dataArrayBlock{col}];
35     end
36 end
37
38 %% Close the text file.
39 fclose(fileID);
40
41 %% Post processing for unimportable data.
42 % No unimportable data rules were applied during the import, so no post
43 % processing code is included. To generate code which works for
44 % unimportable data, select unimportable cells in a file and regenerate the
45 % script.
46
47 %% Create output variable
48 Untitled1 = [dataArray{1:end-1}];

```

Algoritmo B.4: Função linprog_sim (Função de Benefício Social).

```

1  function [nvenda,ncompra] = linprog_sim(pvenda,pcompra)
2
3  pcompra=round(pcompra,3);
4  pvenda=round(pvenda,3);
5
6  [tamcompra, ~]=size(pcompra);
7  [tamvenda, ~]=size(pvenda);
8
9  f=[pvenda(:,2);-pcompra(:,2)];
10 A=[];
11 b=[];
12
13 [tamf,~]=size(f);
14
15 for i=1:tamvenda
16     Aeq1(i)=-1;
17 end
18
19 for i=1:tamcompra
20     Aeq2(i)=1;
21 end
22
23 Aeq=[Aeq1 Aeq2];
24
25 for i=1:tamf
26     beq(i)=0;
27     lb(i)=0;

```

```

28 end
29
30 [n,tamAeq]=size(Aeq);
31
32 Aeq=[Aeq zeros(1,tamf-tamAeq)];
33 Aeq=[Aeq;zeros(tamf-1,tamf)];
34
35 ub=[pvenda(:,1);pcompra(:,1)]';
36
37 x = linprog(f,A,b,Aeq,beq,lb,ub);
38
39 pool_venda=x(1:tamvenda,1);
40 pool_compra=x(tamvenda+1:tamvenda+tamcompra);
41
42 comp=[pcompra pool_compra];
43 vend=[pvenda pool_venda];
44
45 [tcomp,n]=size(comp);
46 [tvend,n]=size(vend);
47
48 comp=round(comp,3);
49 vend=round(vend,3);
50
51 icompra=-1;
52 for i=1:tcomp
53     if (comp(i,3)~=0)
54         icompra=i;
55     end
56 end
57
58 ivenda=-1;
59 for i=1:tvend
60     if (vend(i,3)~=0)
61         ivenda=i;
62     end
63 end
64
65 if comp(icompra,1)~=comp(icompra,3)
66     pcompra=comp(icompra,2);
67     qcompra=sum(comp(1:icompra,1));
68 else
69     if vend(ivenda,1)==vend(ivenda,3) && ivenda<tvend
70         ivenda=ivenda+1;
71     end
72     pcompra=vend(ivenda,2);
73     qcompra=sum(comp(1:icompra,1)); %Energia ultima proposta de compra
74 end
75
76 if vend(ivenda,1)~=vend(ivenda,3)

```

```

77     pvenda=vend(ivenda,2);
78     qvenda=sum(vend(1:ivenda,1));
79 else
80     if comp(icompra,1)==comp(icompra,3) && icompra<tcomp
81         icompra=icompra+1;
82     end
83     pvenda=comp(icompra,2);
84     qvenda=sum(vend(1:ivenda,1)); %Energia ultima proposta de venda
85 end
86
87 ncompra=[qcompra pcompra];
88 nvenda=[qvenda pvenda];
89 end

```

Algoritmo B.5: Função horas_pico (Função de Benefício Social).

```

1 function [maximo,minimo,estado] = horas_pico(pDiaC,estado,tcar,tdes)
2
3 maximo=[-99999 -99999];
4 minimo=[99999 99999];
5
6 for i=1:(24-tcar)
7     for bat=0:tcar
8         pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
9     end
10
11     medi=mean(pDiaMed);
12
13     if minimo(1,2)>medi
14         minimo=[i medi];
15     end
16 end
17
18 for i=1:(24-tdes)
19     for bat=0:tdes
20         pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
21     end
22
23     medi=mean(pDiaMed);
24
25     if maximo(1,2)<medi
26         maximo=[i medi];
27     end
28 end
29
30 if estado==0 && minimo(1,1) > maximo(1,1)
31     estado=2;
32 end

```

```
33
34 if estado== -1
35     estado=0;
36 end
37
38 switch estado
39     case 0
40         for i=1:(24-tcar)
41             for bat=0:tcar
42                 pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
43             end
44
45             medi=mean(pDiaMed);
46
47             if minimo(1,2)>medi
48                 minimo=[i medi];
49             end
50         end
51
52         for i=1:(24-tdes)
53             for bat=0:tdes
54                 pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
55             end
56
57             medi=mean(pDiaMed);
58
59             if maximo(1,2)<medi
60                 maximo=[i medi];
61             end
62         end
63
64         if minimo(1,1) < maximo(1,1)
65             estado=0;
66         elseif minimo(1,1) > maximo(1,1)
67             estado=1;
68         end
69
70     case 1
71         for i=1:(24-tcar)
72             for bat=0:tcar
73                 pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
74             end
75
76             medi=mean(pDiaMed);
77
78             if minimo(1,2)>medi
79                 minimo=[i medi];
80             end
81         end
```

```
82
83     for i=1:(24-tdes)
84         for bat=0:tdes
85             pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
86         end
87
88         medi=mean(pDiaMed);
89
90         if maximo(1,2)<medi
91             maximo=[i medi];
92         end
93     end
94
95     if minimo(1,1) < maximo(1,1)
96         estado=0;
97         minimo=[99999 99999];
98     elseif minimo(1,1) > maximo(1,1)
99         estado=1;
100     end
101
102 case 2
103     for i=1:(24-tcar)
104         for bat=0:tcar
105             pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
106         end
107
108         medi=mean(pDiaMed);
109
110         if minimo(1,2)>medi
111             minimo=[i medi];
112         end
113     end
114
115     for i=1:(24-tdes)
116         for bat=0:tdes
117             pDiaMed(bat+1)=pDiaC(i+bat,3);
118         end
119
120         medi=mean(pDiaMed);
121
122         if maximo(1,2)<medi
123             maximo=[i medi];
124         end
125     end
126
127     if minimo(1,1) < maximo(1,1)
128         estado=0;
129     elseif minimo(1,1) > maximo(1,1)
130         estado=1;
```

```
131         maximo=[99999 99999];  
132     end  
133 end  
134 end
```

Referências

- [1] Portal ERSE - Mercado Diário. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>.
- [2] Website OMIE - Operador do Mercado Ibérico (pólo Espanhol). Disponível em <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>.
- [3] GE Renewable Energy. Disponível em <https://www.ge.com/renewableenergy/hydro-power/large-hydropower-solutions/hydro-turbines/pump-turbine>.
- [4] RWE Power. Adele – adiabatic compressed-air energy storage for electricity supply.
- [5] Energy Storage Association. Disponível em <http://energystorage.org/>.
- [6] H. Ibrahim, A. Ilinca, e J. Perron. Energy storage systems—characteristics and comparisons. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(5):1221 – 1250, 2008.
- [7] A. Price, S. Bartley, S. Male, e G. Cooley. A novel approach to utility scale energy storage [regenerative fuel cells]. *Power Engineering Journal*, 13(3):122–129, June 1999.
- [8] António Manuel Vasconcelos Miranda. *Tecnologias de Armazenamento de Energia – Identificação do Potencial e Aplicações*. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2011.
- [9] A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices, Março 2019. Disponível em <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>.
- [10] EDP Produção. *Tecnologias de Armazenamento de Energia e seu potencial para os sistemas elétricos*, Março de 2015.
- [11] MIBEL - Mercado Ibérico de Eletricidade. Disponível em <http://mibel.com/>.
- [12] Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006. *Acordo entre a República Portuguesa e o Reino da Espanha relativo à constituição de um Mercado Ibérico de Energia Eléctrica*.
- [13] Diretiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho. Publicação no *Jornal Oficial da União Europeia*. Disponível em https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:caeb5f68-61fd-4ea8-b3b5-00e692b1013c.0010.02/DOC_1&format=PDF.

- [14] Conselho de Reguladores do MIBEL. *Descrição do Funcionamento do MIBEL*, Novembro de 2009. Disponível em http://mibel.com/wp-content/uploads/2018/08/Descricao_Funcionamento_MIBEL_Marco_2009.pdf.
- [15] Entidade Reguladora do Sector Eléctrico. *Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Electricidade*, Março de 2002. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesevolvimento/Documents/Modelo%20MIBEL.pdf>.
- [16] General Secretariat of the Council Delegations. European council (23 and 24 october 2014) – conclusions. Disponível em <http://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-169-2014-INIT/en/pdf>.
- [17] DOE Global Energy Storage Database. Disponível em https://www.energystorageexchange.org/projects/data_visualization, acessado a última vez em 21 de Maio de 2019.
- [18] Paulo Ribeiro, B.K. Johnson, M.L. Crow, Aysen Basa Arsoy, e YL Liu. Energy storage systems for advances power applications. *Proceedings of the IEEE*, 89:1744 – 1756, 2002.
- [19] Z. Yan e W. Gu. Research on integrated system of non-grid-connected wind power and water-electrolytic hydrogen production. Em *2010 World Non-Grid-Connected Wind Power and Energy Conference*, páginas 1–4, Nov 2010.
- [20] M. H. Ali, B. Wu, e R. A. Dougal. An overview of smes applications in power and energy systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 1(1):38–47, Abril 2010.
- [21] Inês Amorim Gomes. *Comportamento dos Preços do MIBEL Tendo em Conta Cenários de Aumento do Número de Dispositivos de Armazenamento*. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2017.
- [22] Ben Dawson. *The Impact of Technology Insertion on Organisations*, Outubro 2007. Disponível em <https://web.archive.org/web/20120426001612/http://www.hfidtc.com/research/process/reports/phase-2/HFIDTC-2-12-2-1-1-tech-organisation.pdf>.
- [23] European Association for Storage of Energy e European Energy Research Alliance. *European Energy Storage Technology Development Roadmap Towards 2030 - Update*, 2017. Disponível em https://www.eera-set.eu/wp-content/uploads/2017.01.16_Update-of-the-EASE-EERA-ES-Technology-Development-Roadmap_for-public-consultation.pdf.
- [24] InnoEnergy (Anna Darmani, Celine Jullien). *Innovation Readiness Level Report - Energy Storage Technologies*, Julho de 2017. Disponível em <http://www.reeem.org/wp-content/uploads/2017/09/REEEM-D2.2a.pdf>.
- [25] Linprog Documentation - Matlab. Disponível em <https://www.mathworks.com/help/optim/ug/linprog.html>.