

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Armazenamento de Energia e Utilização em Ambiente de Mercado *SPOT*

Emanuel Delgado Neves

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa

24 de Julho de 2016

Resumo

Na presente dissertação, são caracterizadas, contextualizadas e comparadas as principais tecnologias de grande armazenamento de energia bem como os seus custos parcelares atuais. As tecnologias de armazenamento são apresentadas através da descrição da sua importância, tendo em conta a sua origem e os seus principais objetivos.

Após a introdução de alguns fundamentos básicos sobre as diferentes tecnologias de armazenamento, numa segunda fase, a que se chamou "O Terceiro Paradigma", é feita uma análise económica da aplicação do armazenamento em ambiente de mercado *spot*, e são apresentados diferentes aspetos relativos ao armazenamento, bem como os dados mais relevantes.

A utilização do armazenamento em mercado *spot* levanta dúvidas acerca da viabilidade financeira, portanto, foi imperativa a realização de uma análise económica detalhada, uma análise de sensibilidades às características fundamentais de carácter evolutivo e, por fim, uma previsão otimista das implicações do melhoramento de certos aspetos. Depois de levantados os pontos críticos do problema, foram escolhidas as tecnologias mais apropriadas.

Por último, na sequência do trabalho desenvolvido, são apresentadas as conclusões e propostas de trabalhos futuros.

Palavras-chave: Análise económica, armazenamento em ambiente de mercado *spot*, armazenamento de grandes quantidades de energia, tecnologias de armazenamento de energia.

Abstract

In this dissertation, it is characterized, contextualized and compared the main large energy storage technologies as well as their current partial costs. Storage technologies are presented its importance is described and, its origin and its main goals are taken in account.

After introducing some basic fundamentals of the technology, in a second phase, which is called "Third Paradigm", were analyzed the economic aspects of the storage on spot market environment, as well as other different aspects and most relevant data of the storage.

The use of storage on spot market raises doubts about the financial viability, so it was imperative to carry out a detailed economic analysis, analysis of sensitivities to the fundamental characteristics of evolutionary characteristics and, finally, an optimistic prediction of improvement in certain aspects. After raised the critical points of the problem, the most appropriate technologies were chosen.

Finally, following the work developed in this dissertation, conclusions and future work proposals are presented.

Keywords: Economic analysis, energy storage technologies, large amounts of energy storage, storage on spot market environment.

Agradecimentos

Agradeço ao Prof. Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa pelo apoio e orientação prestados ao longo da realização desta dissertação.

À minha família pelo apoio incondicional prestado e pelas condições financeiras proporcionadas, sem as quais não teria sido possível chegar até aqui.

Aos meus colegas de curso e amigos pelo carinho e ajuda durante este longo caminho acadêmico.

Emanuel Delgado

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Contextualização	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Estrutura	2
2	Importância do Armazenamento	3
2.1	Paradigma da Operação do Sistema Elétrico de Energia	3
2.2	Paradigma da Operação de Unidades de Produção	11
2.3	Conclusões	13
3	Tecnologias de Armazenamento	15
3.1	Tecnologias Desenvolvidas	16
3.1.1	Sistemas de Bombagem	16
3.1.2	Baterias Secundárias	24
3.2	Tecnologias em Desenvolvimento	27
3.2.1	<i>Flow Batteries</i>	27
3.2.2	Pilhas de Hidrogénio	30
3.2.3	Ar Comprimido	34
3.2.4	<i>Flywheels</i>	38
3.2.5	Supercondutores	41
3.2.6	Supercondensadores	42
3.3	Comparação Técnico-económica	45
3.4	Conclusões	45
4	Armazenamento em Ambiente de Mercado <i>Spot</i>	47
4.1	O MIBEL	47
4.2	O Terceiro Paradigma	49
4.3	Aplicações e Tipo de Entidades	50
4.3.1	Comercializadores de Energia Elétrica	50
4.3.2	Agregações de Consumidores de Energia Elétrica	50
4.3.3	Grandes Consumidores de Energia Elétrica	51
4.4	Conclusões	52
5	Análise Económica	53
5.1	Dados	53
5.2	O Problema	56
5.3	Algoritmo	58
5.3.1	Otimização Diária	59

5.3.2	Cálculo da TIR	61
5.4	Resultados	62
5.5	Análise de Sensibilidades	63
5.6	Conclusões	64
6	Considerações Finais	67
6.1	Conclusão	67
6.2	Trabalhos Futuros	68
A	Comparação Técnico-económica	69
A.1	Caraterísticas	69
A.2	Custos	70
B	Resultados da Análise de Sensibilidades	73
B.1	Pb-acid	73
B.2	Ni-Cd	74
B.3	Na-S	76
B.4	ZEBRA	77
B.5	Li-ion	78
B.6	VRB	79
B.7	Fe-Cr	80
	Referências	83

Lista de Figuras

2.1	Evolução percentual do consumo de energia elétrica em Portugal.	4
2.2	Repartição da produção de energia elétrica em Portugal no ano de 2014.	5
2.3	Diferentes reservas do sistema.	7
2.4	Distribuição geográfica da potência instalada em bombagem em MW.	9
2.5	Localização das barragens selecionadas no PNBEPH.	10
2.6	Preços médios mensais do MIBEL em 2013.	13
3.1	Funcionamento dos sistemas de armazenamento de energia elétrica.	15
3.2	Esquema geral de funcionamento de um sistema de bombagem.	17
3.3	PHES em circuito aberto, semi-fechado e fechado.	18
3.4	PHES subterrânea.	18
3.5	PHES de pressão.	19
3.6	Campo de aplicação das PAT.	20
3.7	Rendimento em função da altura e do caudal para as turbinas de Kaplan e Pelton, respectivamente.	21
3.8	Janela de custo da ESU.	22
3.9	Funcionamento e componentes gerais de uma bateria secundária.	24
3.10	Ciclos de vida das baterias secundárias em função da Profundidade de Descarga (DOD), em percentagem.	26
3.11	Constituição básica das FB.	28
3.12	Custo da ESU para as FB de VRB e Fe-Cr.	30
3.13	Processo de descarga de uma pilha de hidrogénio.	31
3.14	Reservatório superficial de hidrogénio.	32
3.15	Reservatório subterrâneo de hidrogénio.	32
3.16	Variação do custo por unidade de energia para o caso de FC <i>aboveground</i> e <i>underground</i>	34
3.17	Armazenamento subaquático de ar comprimido.	35
3.18	CAES sem armazenamento de calor e com reservatório subterrâneo.	35
3.19	CAES com armazenamento de calor e com reservatório subterrâneo.	36
3.20	Variação do custo por unidade de energia para as CAES <i>underground</i> e <i>aboverground</i>	37
3.21	Cavernas salinas situadas na Europa.	38
3.22	Constituição básica de uma <i>flywheel</i>	39
3.23	<i>flywheels</i> instaladas em módulos.	39
3.24	Funcionamento geral dos SMES	41
3.25	Estados de carga, carregado e descarga de um EDLC.	43
3.26	Principais tipos construtivos dos EDLC.	43

4.1	Exemplo de um <i>pool</i> simétrico para a hora x	48
4.2	Funcionamento do ACEE como empresa intermediária.	51
4.3	Parcelas da tarifa de energia para um ACEE.	51
5.1	Fluxograma do algoritmo de otimização diária.	59
5.2	Fluxograma do algoritmo de otimização diária (continuação).	60
5.3	Fluxograma do algoritmo do cálculo da TIR.	61
A.1	Variação do custo médio por unidade de energia.	71

Lista de Tabelas

2.1	Aumento das quotas de energia proveniente de fontes renováveis de alguns países da União Europeia.	6
2.2	Projetos de aproveitamentos hidroelétricos analisados no PNBEPH.	10
2.3	Potência instalada em bombagem dos aproveitamentos hidroelétricos do PNBEPH.	11
2.4	Preço de venda da energia elétrica produzida por uma UPP.	12
3.1	Tipos de turbinas hidroelétricas.	19
3.2	Tipos de bombas hidroelétricas.	20
3.3	Custos das PHES.	22
3.4	Caraterísticas das PHES.	22
3.5	Caraterísticas das PHES (continuação).	22
3.6	Energia consumida e produzida pelos sistemas de bombagem em 2013 e 2014 em Portugal.	23
3.7	Caraterísticas das baterias.	25
3.8	Caraterísticas das baterias (continuação).	25
3.9	Custos das baterias de Pb-acid e Ni-Cd.	26
3.10	Custos das baterias de Ni-MH e Na-S.	26
3.11	Custos das baterias de ZEBRA e Li-ion.	27
3.12	Desvantagens das baterias não referenciadas nas caraterísticas.	27
3.13	Caraterísticas principais das FB.	29
3.14	Caraterísticas principais das FB (continuação).	29
3.15	Custos das FB de VRB e PSB.	29
3.16	Custos das FB de Zn-Cr e Fe-Cr.	29
3.17	Caraterísticas das pilhas de hidrogénio.	33
3.18	Caraterísticas das pilhas de hidrogénio (continuação).	33
3.19	Tabela de custos das diferentes tecnologias de pilhas de hidrogénio.	33
3.20	Caraterísticas das CAES.	36
3.21	Caraterísticas das CAES (continuação).	36
3.22	Custos parcelares das CAES.	37
3.23	Principais caraterísticas das <i>flywheels</i>	40
3.24	Principais caraterísticas das <i>flywheels</i> (continuação).	40
3.25	Custos das <i>flywheels</i>	40
3.26	Principais caraterísticas dos SMES.	42
3.27	Principais caraterísticas dos SMES (continuação).	42
3.28	Custos parcelares dos SMES.	42
3.29	Caraterísticas elétricas dos EDLC.	44
3.30	Caraterísticas elétricas dos EDLC (continuação).	44
3.31	Os diferentes custos dos EDLC.	45

4.1	Horário dos mercados diário e intra-diário.	49
4.2	Exemplo de escalonamento para o dia 01/01/14.	49
5.1	Dados das características das tecnologias selecionadas.	55
5.2	Dados das características das tecnologias selecionadas (continuação).	56
5.3	Dados dos custos das tecnologias selecionadas.	56
5.4	Resultados do problema sem reposição.	62
5.5	Resultados do problema com reposição.	62
5.6	Dados da previsão de melhoramento otimista.	64
5.7	Dados da previsão de melhoramento otimista (continuação).	64
5.8	Resultados da TIR para previsão de melhoramento otimista.	64
A.1	Caraterísticas de todas as tecnologias abordadas.	69
A.2	Caraterísticas de todas as tecnologias abordadas (continuação).	70
A.3	Custos iniciais das tecnologias abordadas.	70
B.1	Variação das características para Pb-acid sem reposição.	73
B.2	Variação das características para Pb-acid com reposição.	74
B.3	Variação das decisões para Pb-acid sem reposição.	74
B.4	Variação das decisões para Pb-acid com reposição.	74
B.5	Variação das características para Ni-Cd sem reposição.	74
B.6	Variação das características para Ni-Cd com reposição.	75
B.7	Variação das decisões para Ni-Cd sem reposição.	75
B.8	Variação das decisões para Ni-Cd com reposição.	75
B.9	Variação das características para Na-S sem reposição.	76
B.10	Variação das características para Na-S com reposição.	76
B.11	Variação das decisões para Na-S sem reposição.	76
B.12	Variação das decisões para Na-S com reposição.	77
B.13	Variação das características para ZEBRA sem reposição.	77
B.14	Variação das características para ZEBRA com reposição.	77
B.15	Variação das decisões para ZEBRA sem reposição.	78
B.16	Variação das decisões para ZEBRA com reposição.	78
B.17	Variação das características para Li-ion sem reposição.	78
B.18	Variação das características para Li-ion com reposição.	78
B.19	Variação das decisões para Li-ion sem reposição.	79
B.20	Variação das decisões para Li-ion com reposição.	79
B.21	Variação das características para VRB sem reposição.	79
B.22	Variação das características para VRB com reposição.	79
B.23	Variação das decisões para VRB sem reposição.	80
B.24	Variação das decisões para VRB com reposição.	80
B.25	Variação das características para Fe-Cr sem reposição.	80
B.26	Variação das características para Fe-Cr com reposição.	80
B.27	Variação das decisões para Fe-Cr sem reposição.	81
B.28	Variação das decisões para Fe-Cr com reposição.	81

Abreviaturas e Símbolos

AC	<i>Alternating Current</i>
ACEE	Agregação de Consumidores de Energia Elétrica
APIGCEE	Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BOP	<i>Balance of Plant</i>
BT	Baixa Tensão
CAES	<i>Compressed Air Energy Storage</i>
CEE	Comercializador de Energia Elétrica
CUR	Comercializador de Último Recurso
DC	<i>Direct Current</i>
DOD	<i>Depth of Discharge</i>
EDLC	<i>Electric Double-layer Capacitor</i>
ESU	<i>Energy Storage Unit</i>
FB	<i>Flow Batteries</i>
FC	<i>Fuel Cell</i>
GCEE	Grande Consumidor de Energia Elétrica
LTS	<i>Low Temperature Superconductor</i>
HTS	<i>High Temperature Superconductor</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MT	Média Tensão
OMIE	Operador do Mercado Ibérico polo Espanhol
OMIP	Operador do Mercado Ibérico polo Português
PAT	<i>Pumps as Turbines</i>
PCS	<i>Power Conversion System</i>
PHES	<i>Pumped Hydroelectric Storage</i>
PNBEPH	Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SMES	<i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i>
TIR	Taxa Interna de Rendimento
UP	Unidade de Produção
UPAC	Unidade de Produção e Auto-consumo
UPP	Unidade de Pequena Produção
ZEBRA	<i>Zero Emission Battery Research</i>

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo é apresentada uma breve contextualização do armazenamento de grandes quantidades de energia elétrica e são definidos os objetivos da dissertação assim como a sua estrutura.

1.1 Contextualização

Defini-se armazenamento de energia como o ato de armazenar energia num instante para utilizar noutro instante a seguir, ou seja, "guardar" energia sob uma das formas possíveis, e depois utilizá-la, como energia elétrica, quando se pretender. A utilização da energia armazenada, como energia elétrica, está quase sempre associada a um processo de conversão.

Como foi dito, a energia pode ser armazenada em várias formas, nomeadamente [1]:

- Química;
- Mecânica;
- Potencial;
- Elétrica;

Quando se fala do armazenamento de pequenas quantidades de energia, facilmente se caminha para as soluções que, atualmente, já fazem parte do nosso quotidiano: as pilhas recarregáveis e as baterias. As pilhas recarregáveis e baterias, de diferentes tipos, são utilizadas em grande número pela população mundial, sendo os telemóveis e os computadores grandes exemplos. Neste tipo de aplicações, o objetivo do armazenamento apenas se prende na necessidade de utilização dos equipamentos sem ligação à rede elétrica (mobilidade), ou seja, o armazenamento de energia elétrica é uma necessidade e não uma solução.

A acumulação de grandes quantidades de energia não é uma necessidade mas sim uma solução para problemas técnico-económicos. A facilidade do processo de instalação e operação, neste caso, não é equivalente às utilizações de pequena escala e, por isso, a dificuldade na otimização técnico-económica da tecnologia é o maior obstáculo à sua implementação.

A acumulação de grandes quantidades de energia, para além de albufeiras com bombagem, por longo anos foi considerada impossível, mas com o passar do tempo e a evolução das tecnologias, hoje em dia, o armazenamento de energia através de outras técnicas é uma realidade.

1.2 Objetivos

O trabalho realizado ao longo desta dissertação está alinhado segundo dois grandes objetivos.

O primeiro objetivo foi fazer um levantamento de todas as características importantes das principais tecnologias de armazenamento e realizar uma comparação técnico-económica entre elas, com o objetivo de se construir um estado da arte de acordo com os diferentes pressupostos.

O segundo objetivo consistiu na determinação da viabilidade económica da utilização da técnica de armazenamento em ambiente de mercado *spot* utilizando as tecnologias consideradas.

1.3 Estrutura

Esta tese é composta por 6 capítulos e 2 anexos.

No primeiro e presente capítulo é analisado o enquadramento das tecnologias de armazenamento de energia e a sua importância nos sistemas elétricos de energia, sendo definidos os objetivos e linhas gerais da estrutura desta dissertação.

No segundo capítulo é analisada a importância do armazenamento de energia através da definição dos dois paradigmas em que, atualmente, o grande armazenamento de energia tem especial importância.

No terceiro capítulo é apresentado o levantamento do estado da arte das tecnologias de armazenamento e a caracterização das mesmas, assim como a definição dos principais aspetos técnicos e económicos, completada com uma comparação técnico-económica geral.

No quarto capítulo é contextualizada a utilização do armazenamento em ambiente de mercado *spot* bem como analisado o problema da viabilidade financeira da sua implementação.

No quinto capítulo é realizada a análise económica da utilização do armazenamento em ambiente de mercado *spot*, recorrendo a dois algoritmos, e é feita uma avaliação dos resultados através de uma análise de sensibilidades.

O sexto e último capítulo apresenta as conclusões obtidas ao longo da tese e são apresentadas algumas propostas de trabalhos futuros.

A dissertação é completada com um bibliografia e com dois anexos, o anexo A e B. O anexo A contém a comparação técnico-económica entre as diferentes tecnologias e o anexo B apresenta os resultados da análise de sensibilidades realizada na análise económica do quinto capítulo.

Capítulo 2

Importância do Armazenamento

Este capítulo tem como objetivo analisar a importância do grande armazenamento, à medida que se expõem as suas utilizações como soluções de armazenamento de média e grande escala.

São considerados dois grandes paradigmas nos quais o armazenamento de energia em grande escala tem fulcral importância:

- Operação do Sistema Elétrico de Energia (SEE);
- Operação de Unidades de Produção (UP);

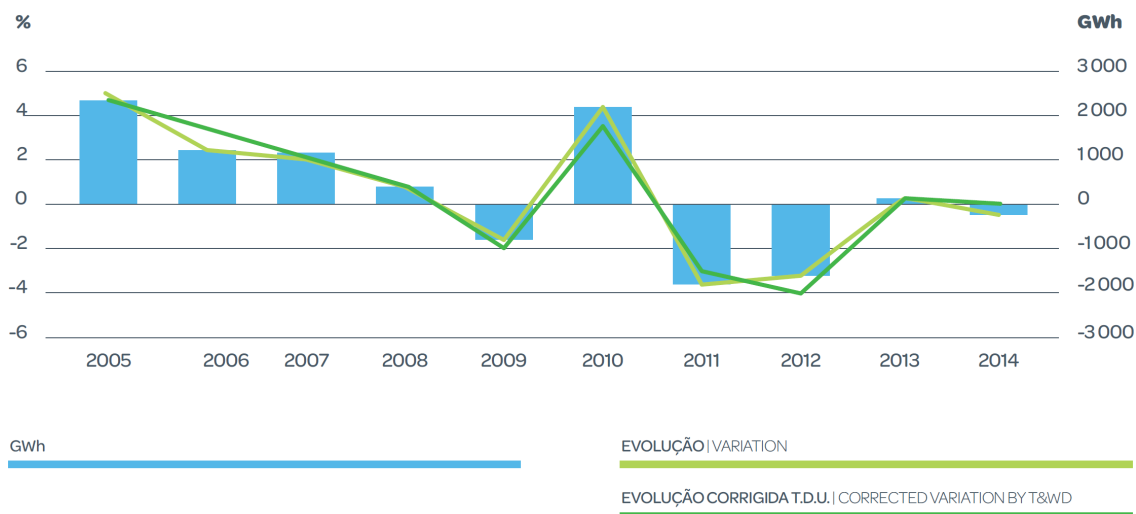
2.1 Paradigma da Operação do Sistema Elétrico de Energia

Desde o início dos primeiros serviços elétricos que existe um constante crescimento, a nível global, do consumo de energia elétrica, apesar do melhoramento significativo da eficiência energética. O aumento do consumo faz com que seja imperativo reforçar o *mix* de potência instalada, promovendo a construção de novas centrais, para que:

1. A potência instalada seja sempre superior ao consumo;
2. Os índices de fiabilidade se mantenham dentro dos estipulados;

Na prática, o segundo item é o que influencia diretamente a construção de novas centrais uma vez que a sua validação verifica sempre o primeiro item.

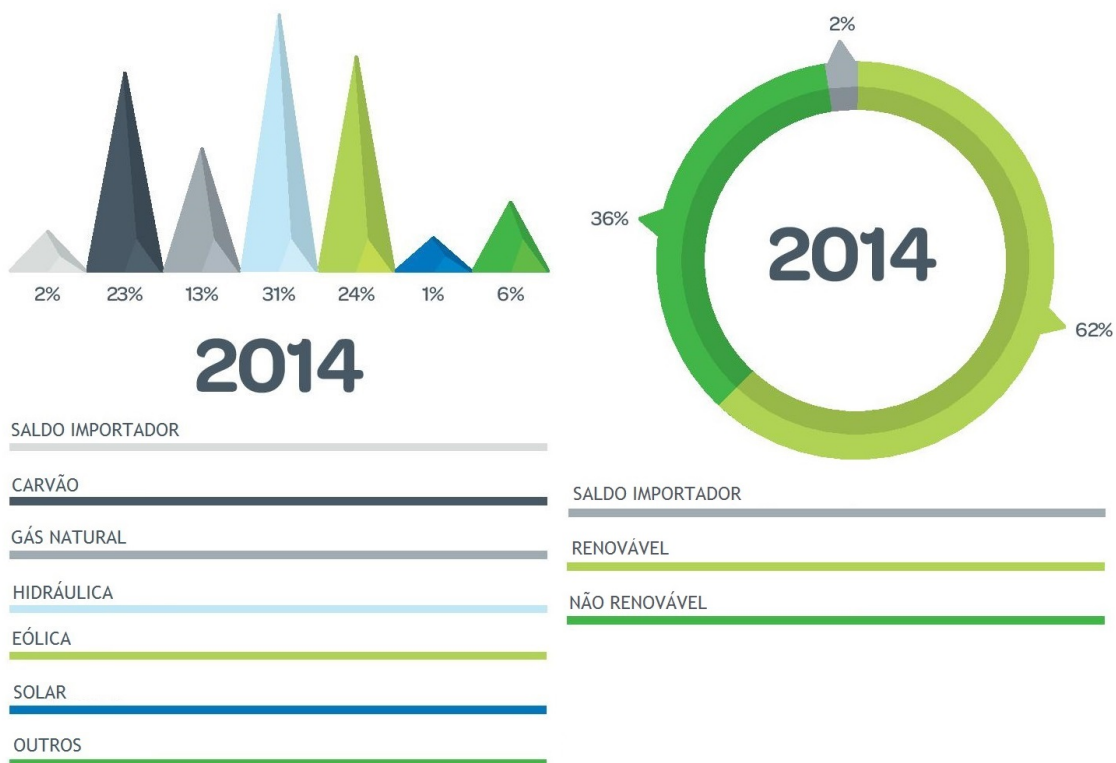
Figura 2.1: Evolução percentual do consumo de energia elétrica em Portugal.



O uso de combustíveis fósseis como combustível das centrais térmicas tem levantado diversos problemas ambientais. Há, por isso, necessidade de reduzir a dependência fóssil na produção de energia elétrica e, para isso, construir novas centrais de energia renovável. No caso português, e atendendo à evolução do consumo ilustrada na figura 2.1 [2], a construção de novas centrais de energia renovável tem apenas o intuito de diminuir a dependência fóssil, visto que o consumo tem vindo a estagnar.

A figura 2.2 [2] mostra, respetivamente, a repartição da produção de energia elétrica em 2014 e a contribuição das fontes renováveis.

Figura 2.2: Repartição da produção de energia elétrica em Portugal no ano de 2014.



Em 2014, 62% da energia elétrica produzida em Portugal foi de origem renovável, valores que espelham a boa penetração deste tipo de fontes no panorama energético português.

Reforçando o que já foi dito, em Abril de 2009, foi acordada, entre todos os estados membros da União Europeia, uma diretiva que estabelece metas de aumento de produção renovável (tabela 2.1) [3].

Tabela 2.1: Aumento das quotas de energia proveniente de fontes renováveis de alguns países da União Europeia.

	Quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia, 2005	Objetivo para a quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia, 2020
Dinamarca	17,0 %	30 %
Alemanha	5,8 %	18 %
Grécia	6,9 %	18 %
Espanha	8,7 %	20 %
França	10,3 %	23 %
Itália	5,2 %	17 %
Portugal	20,5 %	31 %
Finlândia	28,5 %	38 %
Suécia	39,8 %	49 %
Reino Unido	1,3 %	15 %

Os tipos de aproveitamentos de energia renovável mais utilizados em Portugal são:

- Aproveitamentos hidroelétricos (centrais hidroelétricas);
- Aproveitamentos eólicos (centrais eólicas);
- Aproveitamentos solares (centrais de painéis fotovoltaicos);

Em relação aos aproveitamentos de origem renovável, nomeadamente de energia eólica, a variabilidade e imprevisibilidade são, sem dúvida, as suas maiores desvantagens. A título informativo, a qualidade das previsões de produção eólica situa-se normalmente entre os 15% e os 30%, dependendo da irregularidade típica do vento na zona e do horizonte temporal da previsão.

Com isto, existem, assim, duas condições/problemas de operação do SEE:

1. Transferência de carga: a transferência de carga é obtida através de uma estratégia de armazenamento de energia durante os períodos em que existe muito recurso e pouca procura, e posterior libertação nos períodos de pico, com os objetivos de não haver "desperdício de energia" e facilitar a nivelção do diagrama de carga;
2. Suporte na integração de energia renovável intermitente: para que as centrais de recursos renováveis possam permanecer em crescimento quantitativo é necessário que exista "suporte elétrico" para que a continuidade de serviço não seja posta em causa, ou seja, se ocorrer uma quebra brusca da produção renovável devido, por exemplo, à falta de recurso, a rede tem que possuir reserva para que rapidamente possa colmatar a falta de geração;

O primeiro item não é um problema primário mas sim um item a minimizar, por outras palavras, quando a produção renovável é maior que o consumo instantâneo pode-se pura e simplesmente parar algumas centrais até que a geração volte a ser igual à carga, no entanto, há um

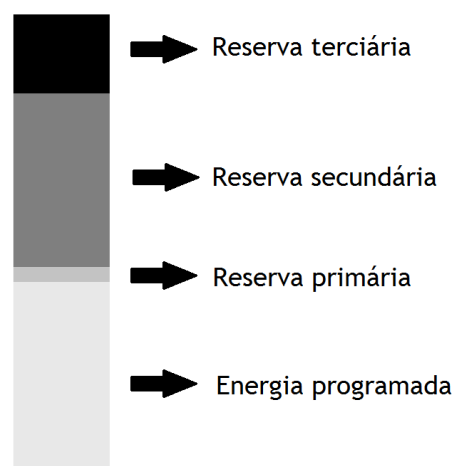
desperdício de recurso que pode ser analisado como "combustível deitado fora". O "desperdício de energia" é, portanto, um problema em que o armazenamento de energia tem um papel ambiental e económico. A utilização do conceito de armazenamento na transferência de carga ainda não tem, atualmente, relevância a nível quantitativo mas é, sem dúvida, a solução mais óbvia para um futuro muito próximo.

Mais importante que o primeiro item, o "suporte eléctrico" que é necessário existir aquando de uma forte penetração de fontes renováveis, é uma premissa irrevogável. A variabilidade do recurso pode fazer com que, em frações de segundo, existam brutas quebras de produção que têm que ser rapidamente preenchidas com serviços de reserva do sistema, com o objetivo de evitar o colapso deste.

Existem três tipos de reservas adotadas para as redes eléctricas:

- Reserva primária: está associada à resposta automática local das unidades produtoras dotadas de reguladores de velocidade adequados com capacidade de reagir a variações de frequência;
- Reserva secundária: está associada a um controlo zonal da frequência e a um intercâmbio de potência entre "áreas eléctricas", e tem como objetivo fazer com que o sistema regresse à frequência nominal;
- Reserva terciária: suplementa e substitui a reserva secundária e é dimensionada de acordo com a perda de capacidade de produção mais elevada que o sistema poderá ter que suportar;

Figura 2.3: Diferentes reservas do sistema.



Numa rede com poucas centrais de energia renovável, a reserva primária, secundária e terciária são suficientes para garantir a qualidade e continuidade do serviço. No caso de haver um número significativo de centrais de energia renovável, as reservas sistémicas podem não ser suficientes (estado de "saturação") para garantir um bom funcionamento do sistema, por isso, é necessário outro tipo de solução. Essa solução pode passar, num futuro próximo, pelo armazenamento de

energia associado a tecnologias de rápida resposta e larga escala de potência. Também se pode, por ventura, construir novas centrais de energia não renovável no intuito de funcionarem como reserva das renováveis, mas isso seria um retrocesso a todos os níveis.

Nas redes elétricas existe, ainda, um enorme potencial das tecnologias de armazenamento para outro tipo de problemas. A sua implementação pode trazer benefícios para a produção, para as redes de transporte, distribuição e também para os consumidores, promovendo também benefícios no planeamento e operação do SEE. Os proveitos da utilização de sistemas de armazenamento no SEE podem ser divididos, nomeadamente, pelos seguintes campos [4]:

- Estabilidade: o armazenamento pode ser usado para ajudar a rede a voltar à "estabilidade" aquando de instabilidades de origem interna, como por exemplo, instabilidade angular, instabilidade de tensão e desvios de frequência;

- Suporte operacional: o armazenamento de energia também pode ser usado em operações de suporte de rede tais como:
 - Serviço de regulação de frequência: injeção ou absorção de energia da rede para manter a frequência desta, face a flutuações na produção e na carga;

 - Reserva secundária ou terciária: como referido anteriormente;

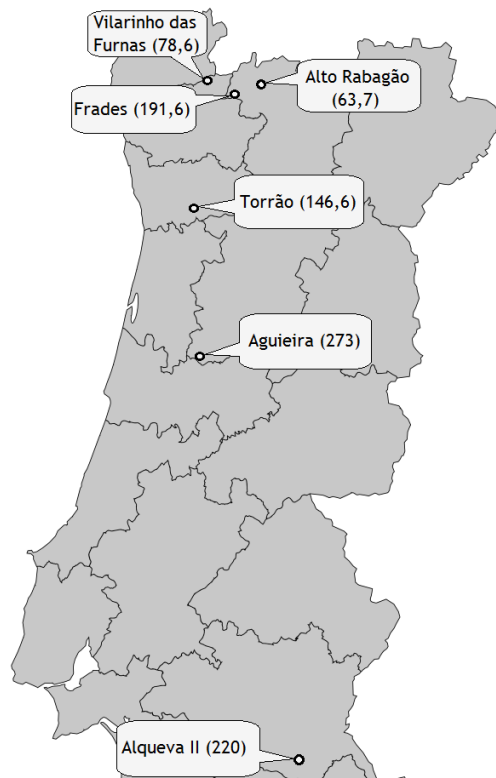
 - Suporte de tensão: envolve a injeção ou absorção de energia reativa na rede para que se mantenha a tensão do sistema dentro dos limites regulados;

 - *Black start*: as unidades de *black start* fornecem capacidade de arranque a um sistema após uma paragem completa, sem o apoio da rede (por exemplo geradores);

- Fiabilidade: os sistemas de armazenamento podem ser utilizados para melhorar a fiabilidade dos sistemas elétricos, uma vez que as falhas do SEE estão maioritariamente relacionadas com cavas de tensão e interrupções inferiores a 2 segundos;

Em Portugal, a bombagem é o método de armazenamento com maior número de aplicações. Atualmente, existem cerca de 1 000 MW de potência instalada em bombagem, que corresponde a mais ou menos 25% da potência instalada em centrais eólicas e fotovoltaicas (figura 2.4) [5].

Figura 2.4: Distribuição geográfica da potência instalada em bombagem em MW.



No Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH) foram acordados projetos de construção de ainda mais aproveitamentos hidroelétricos. O PNBEPH foi lançado pelo governo e aprovado em dezembro de 2007. O governo teve como objetivo para este plano definir metas de aumento da potência hidroelétrica (e bombagem) instalada, incentivando a realização de um conjunto de novos aproveitamentos hidroelétricos [6].

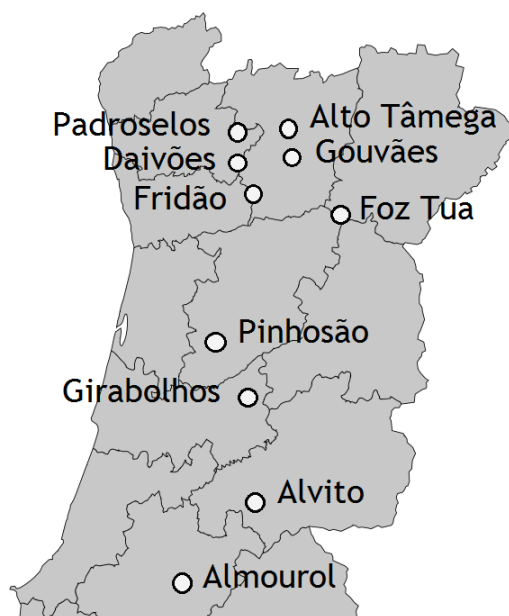
A meta estabelecida era superar os 7 000 MW de potência (concessionária) hidroelétrica. Foram realizados um conjunto de 25 projetos, dos quais apenas 10 foram selecionados para serem executados no período de 2007 a 2020 [6].

Tabela 2.2: Projetos de aproveitamentos hidroelétricos analisados no PNBEPH.

Nome	Bom-bagem	Albufeira (hm ³)	Potência (MW)	Nome	Bom-bagem	Albufeira (hm ³)	Potência (MW)
Assureira	Sim	4	88	Daivões	Sim	66	109
Atalaia	Não	425	50	Fridão	Não	195	163
Sra. Monforte	Sim	271	81	Gouvães	Sim	13	112
Pêro Martins	Sim	386	218	Póvoa	Sim	45	41
Sampaio	Sim	784	150	Pinhosão	Sim	68	77
Mente	Sim	90	48	Asse-Dasse	Sim	563	185
Rebordelo	Não	286	252	Girabolhos	Sim	143	72
Foz Tua ¹	Sim	310	234	Midões	Sim	166	54
Castro Daire	Não	35	134	Almourol	Não	20	78
Alvarenga	Sim	206	175	Santarém	Não	26	85
C. de Paiva	Não	37	80	Erges	Sim	83	42
Padroselos	Sim	147	113	Alvito	Não	209	48
Vidago	Sim	96	90	Total		4 672	2 779

A potência total dos 10 aproveitamentos selecionados no PNBEPH é de cerca de 1 100 MW, porém, há um aumento de potência opcional por parte das empresas concessionárias, passando o total a estar próximo de 2 000 MW [6].

Figura 2.5: Localização das barragens selecionadas no PNBEPH.



Relativamente ao estado atual do PNBEPH, nem todos os projetos estão ativos. Apenas a barragem do Foz do Tua (Foz Tua), concessionada à EDP, se encontra próxima da sua conclusão, estando prevista para este ano, 2016 [5].

¹Os aproveitamentos selecionados no PNBEPH estão sombreados.

A potência instalada em bombagem acordada no PNBEPH era de 807 MW, no entanto, com a proposta da empresa concessionária do aproveitamento foi aumentada para 1 475 MW [6].

Tabela 2.3: Potência instalada em bombagem dos aproveitamentos hidroelétricos do PNBEPH.

Nome	Bombagem (MW)
Foz Tua	234
Padroselos	113
Vidago	90
Daivões	109
Gouvães	112
Pinhosão	77
Girabolhos	72
Total	807

Após a entrada em serviço dos novos aproveitamentos em construção, Baixo Sabor e Foz Tua, a potência instalada em bombagem passará a rondar os 1 400 MW [5]. A esta potência irá ser somada a potência resultante de três reforços em construção: 736 MW em Venda Nova III, 207 MW em Salamonde II e 318 MW em Paradela II (o arranque previsto para os reforços era para 2015 mas as obras encontram-se atrasadas) [5]. O somatório da bombagem instalada, com os três reforços previstos e com as obras de acordo com o PNBEPH, perfazem um total 4 000 MW [6].

É de salientar que a maior parte dos aproveitamentos do PNBEPH situam-se no norte do país tal como a maioria das barragens já existentes, sendo que das 10 barragens que integram o plano 6 delas pertencem à bacia hidrográfica do Douro, que é responsável por mais de 50% da produção hídrica do país [7].

2.2 Paradigma da Operação de Unidades de Produção

Com os avanços tecnológicos das técnicas de produção de energia elétrica por fontes renováveis, foram criadas condições de produção em escala reduzida, ou seja, a produção deixou de estar confinada a centrais de grande potência, passando a ser possível gerar energia em quantidades diminutas e a partir de equipamentos relativamente baratos. Atualmente, o maior exemplo desse tipo de equipamentos são os painéis fotovoltaicos.

Este novo paradigma levou ao aparecimento de uma nova realidade: produção descentralizada. Reforçando este conceito, atualmente, qualquer consumidor de energia elétrica pode ser também produtor e auto-produtor [8].

As UP podem ser classificadas de duas formas:

- Unidades de Produção e Auto-consumo (UPAC);
- Unidades de Pequena Produção (UPP);

A potência de ligação da UP tem que ser menor ou igual à potência contratada pela instalação consumidora [8].

As UPAC são instalações para auto-consumo em que o excedente pode ou não ser injetado na rede. Neste caso, a potência instalada do sistema de geração não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação² [8].

A remuneração da energia injetada é feita utilizando a seguinte fórmula [8]:

$$R_{UPAC,m} = E_{injetada,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (2.1)$$

Em que:

1. $R_{UPAC,m}$ é remuneração do mês m em €;
2. $E_{injetada,m}$ é a energia fornecida no mês m em kWh;
3. $OMIE_m$ é o valor resultante da média aritmética horária dos preços de fecho do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) para Portugal, relativos ao mês m , em euros por kWh;

Existe ainda o pagamento de uma compensação mensal fixa para potências instaladas de geração superiores a 1,5 kW mas que não tem grande relevância [8].

Entende-se por UPP a instalação de produção de eletricidade a partir de energias renováveis, baseada em uma só tecnologia de produção, cuja energia produzida tem que ser igual ou inferior a duas vezes a energia consumida [8].

A remuneração é a uma taxa fixa e depende da potência instalada e do tipo de recurso renovável, como se pode ver na tabela 2.4 [9].

Tabela 2.4: Preço de venda da energia elétrica produzida por uma UPP.

Fonte	Coeficiente	Tarifa de referência €/kWh		
		Categoria		
		I	II	III
Solar	100%	0,950	0,105	0,100
Biomassa	90%	0,855	0,955	0,905
Biogás	90%	0,855	0,955	0,905
Eólica	70%	0,665	0,765	0,715
Hídrica	60%	0,570	0,670	0,620

Na tabela 2.4 a definição das categorias é a seguinte:

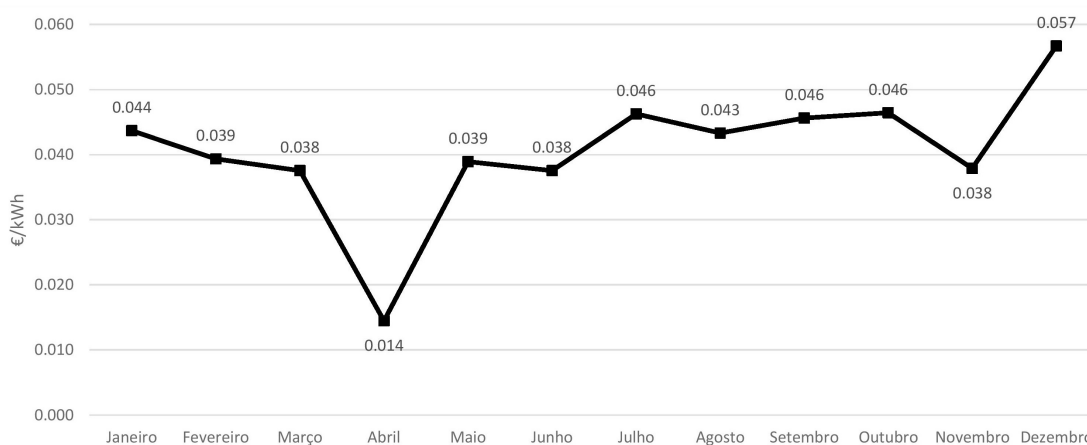
1. Categoria I - Categoria na qual se insere o produtor que pretende proceder apenas à instalação de uma UPP [8];
2. Categoria II - Categoria na qual se insere o produtor que, para além da instalação de uma UPP, pretende instalar também uma tomada elétrica para o carregamento de veículos elétricos ou seja, proprietário ou locatário de um veículo elétrico [8];

²Normalmente dada pelo inversor.

3. Categoria III - Categoria na qual se insere o produtor que, para além da instalação de uma UPP, pretende instalar coletores solares térmicos com um mínimo de 2 m² de área útil de coletor ou de caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente [8];

Em relação às UPP o armazenamento de energia não afeta o mecanismo técnico-económico pois o preço é constante em todas as horas e todos os dias. Já nas UPAC existe uma grande diferença entre o custo atual de venda e o preço de compra da energia injetada, como podemos observar na figura 2.6 [10]. Por exemplo, a 16/05/2016, na EDP Comercial para uma habitação de 6,9 kVA e regulação horária simples o preço de venda é de 0,1634 €/kWh e o de compra é 90% de 0,0390 [11].

Figura 2.6: Preços médios mensais do MIBEL em 2013.



De acordo com os preços de compra e venda da energia analisados, o objetivo do produtor consumidor passa por minimizar a energia injetada, pois o preço de venda é demasiado baixo em comparação com o de compra. Como a energia é injetada nas horas em que a produção é maior que o consumo e o preço é baixo, é economicamente vantajoso (dependendo do valor do investimento na tecnologia de armazenamento) armazenar a energia para ser consumida noutra altura de modo a diminuir o consumo nas horas de preço mais elevado, ou, então, mover o diagrama de carga de modo a diminuir a energia injetada.

2.3 Conclusões

Os paradigmas introduzidos neste capítulo são, efetivamente, factos atuais no que diz respeito ao panorama elétrico mundial. Pode-se, porém, fazer uma distinção aplicacional entre os dois paradigmas, uma vez que, na maior parte dos problemas de operação do SEE abordados, já existe um aprofundado conhecimento técnico-económico relativo ao armazenamento devido à experiência adquirida através dos sistemas de bombagem que foram sendo construídos ao longo dos anos. Os sistemas de bombagem, como abordado neste capítulo, estão atualmente em funcionamento e já são uma das peças fundamentais na operação do SEE.

Em relação ao paradigma das UP, as aplicações ainda são escassas, porque, como se verá mais à frente, as tecnologias que reúnem as características aplicacionais necessárias estão em constante evolução técnica e financeira, fazendo com que os estudos económicos ainda não sejam verdadeiramente conclusivos. Para além disto, a legislação, nos últimos anos, tem sofrido permanentes alterações, tornando-se mais uma barreira para os estudos económicos. Porém, apesar de ainda se estar numa fase "*storming* tecnológico", pode-se dizer com toda a certeza que, no futuro, o armazenamento de energia será indiscutível no que diz respeito às UP.

Capítulo 3

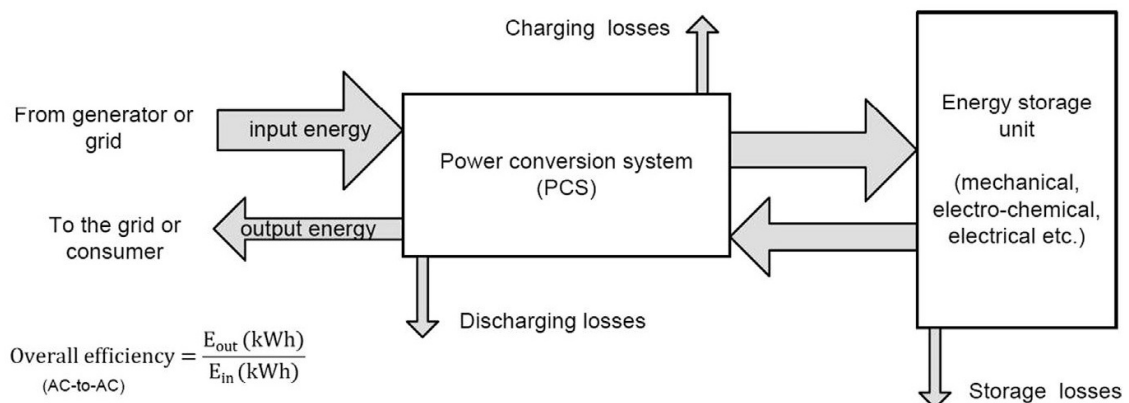
Tecnologias de Armazenamento

Neste capítulo, são descritas e caracterizadas as principais tecnologias de armazenamento de energia elétrica usadas nos paradigmas apresentados no capítulo 2. Desta forma, reuniu-se um conjunto de dados que permite obter a base técnica para que, no capítulo seguinte, se compreendam as metodologias desenvolvidas.

Assumiu-se que os sistemas de armazenamento estão divididos em dois subsistemas como se pode ver na figura 3.1 [1].

- Unidade de Armazenamento de Energia (ESU);
- Sistema de Conversão de Potência (PCS);

Figura 3.1: Funcionamento dos sistemas de armazenamento de energia elétrica.



Os custos das tecnologias estão decompostos nas próximas parcelas:

- Custo da ESU em €/kWh;
- Custo do PCS em €/kW;

- Custo de Operação e Manutenção (O&M) em €/kW.ano;
- Custo de Balanço do Projeto (BOP¹) em €/kW;

Para fins comparativos, foram abordadas as características que se seguem:

- Potência (MW);
- Tempo de Descarga (s-h);
- Rendimento (%);
- Densidade de Potência (W/kg);
- Densidade de Energia (Wh/kg);
- Duração do Armazenamento (s-meses);
- Auto-descarga (%);
- Tempo de Vida (anos);
- Ciclos;

Por último, as tecnologias de armazenamento foram ainda divididas em:

1. Tecnologias desenvolvidas;
2. Tecnologias em desenvolvimento;

3.1 Tecnologias Desenvolvidas

Entende-se por tecnologias desenvolvidas, tecnologias cuja aplicação é frequente e as características gerais, construtivas, vantagens, desvantagens e preço estão bem definidas. São, portanto, tecnologias com aplicações práticas e podem-se observar em boa quantidade nos dias de hoje.

Nesta secção, enquadram-se as seguintes tecnologias:

- Sistemas de Bombagem;
- Baterias Secundárias;

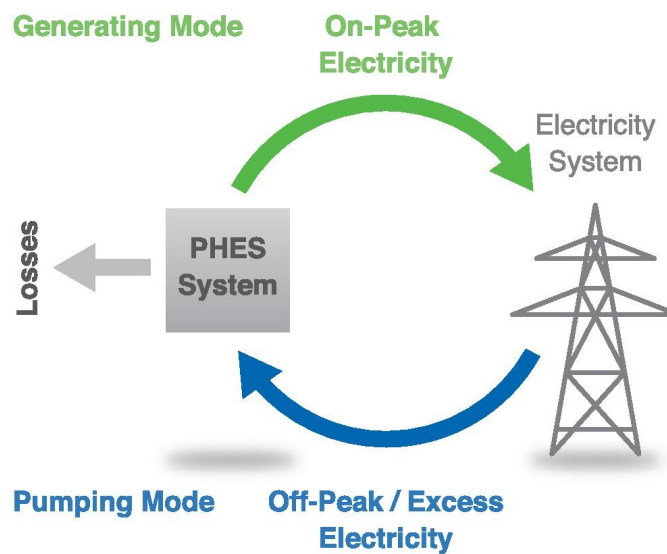
3.1.1 Sistemas de Bombagem

Defini-se Sistema de Bombagem para Armazenamento de Energia (PHES) como uma tecnologia que aproveita a possibilidade de movimento de grandes quantidades de água entre um reservatório superior e um inferior (no caso de PHES de pressão não é necessariamente assim, como se poderá ver mais à frente) para turbinar, quando se pretende produzir energia e bombear, quando se pretende armazenar energia.

A bombagem é realizada, tipicamente, nas horas de vazio, aproveitando o excedente da energia eléctrica proveniente de centrais de energia intermitente. Por sua vez, o volume de água armazenado é turbinado na altura mais vantajosa para satisfazer o diagrama de cargas, como ilustrado na figura 3.2 [12].

¹Inclui custos de projeto, ligação à rede, custos de transporte, etc...

Figura 3.2: Esquema geral de funcionamento de um sistema de bombagem.



Segundo [13], existem cinco tipos de PHES:

- PHES em circuito aberto: ambos os reservatórios estão associados a um rio e é a disposição mais frequente em Portugal (barragens). A figura 3.3 [12] mostra como são conseguidas as disposições em circuito aberto, fechado e semi-fechado.;
- PHES em circuito semi-fechado: apenas um reservatório está associado a um rio, podendo ser o reservatório a montante ou a jusante. Normalmente, nestes casos, é o reservatório a jusante que está associado ao rio;
- PHES em circuito fechado: ambos os reservatórios estão desconectados de rios, ou seja, estes são artificiais ou aproveitamentos de formações geológicas como, por exemplo, uma pedreira inativa;
- PHES subterrâneas: são sistemas em que o reservatório a jusante ou ambos os reservatórios encontram-se em protuberâncias abaixo do nível do solo, podendo estas ser artificiais ou naturais (aproveitamento de formações geológicas naturais), como se pode ver na figura 3.4. Este tipo de sistema tem uma grande vantagem em relação ao impacto ambiental uma vez que a área superficial é pouco danificada;
- PHES de pressão: sistema em que, em vez de a energia cinética da massa de água que movimenta a turbina ser causada pela diferença de potencial gravitacional, é causada por uma força de pressão. Esta tecnologia ainda não é muito utilizada, até porque, a maior parte das investigações permanecem apenas em "papel". A figura 3.5 [14] ilustra uma tecnologia ainda em desenvolvimento na qual a pressão é criada pelo próprio solo num corpo elástico;

Figura 3.3: PHES em circuito aberto, semi-fechado e fechado.

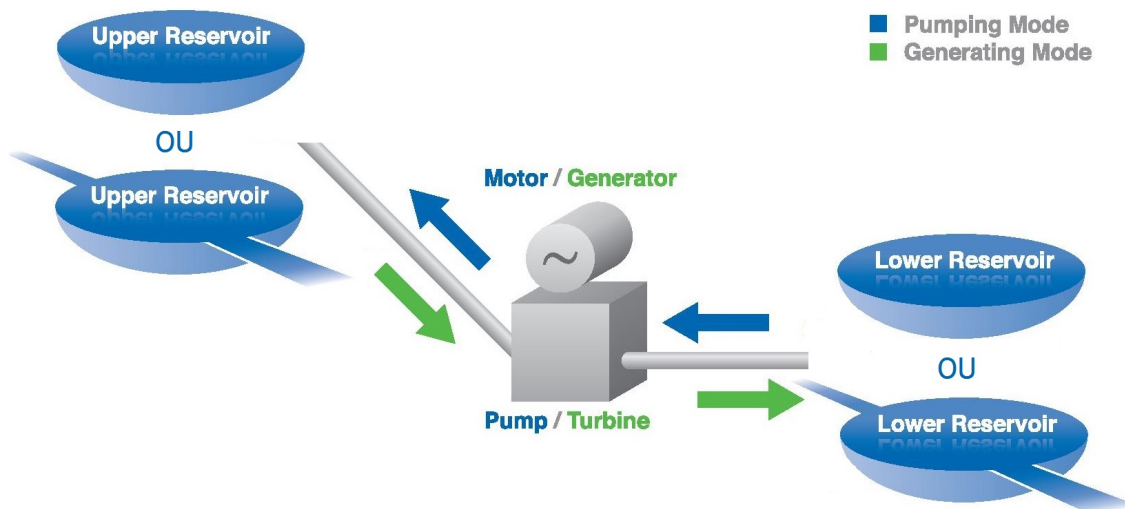


Figura 3.4: PHES subterrânea.

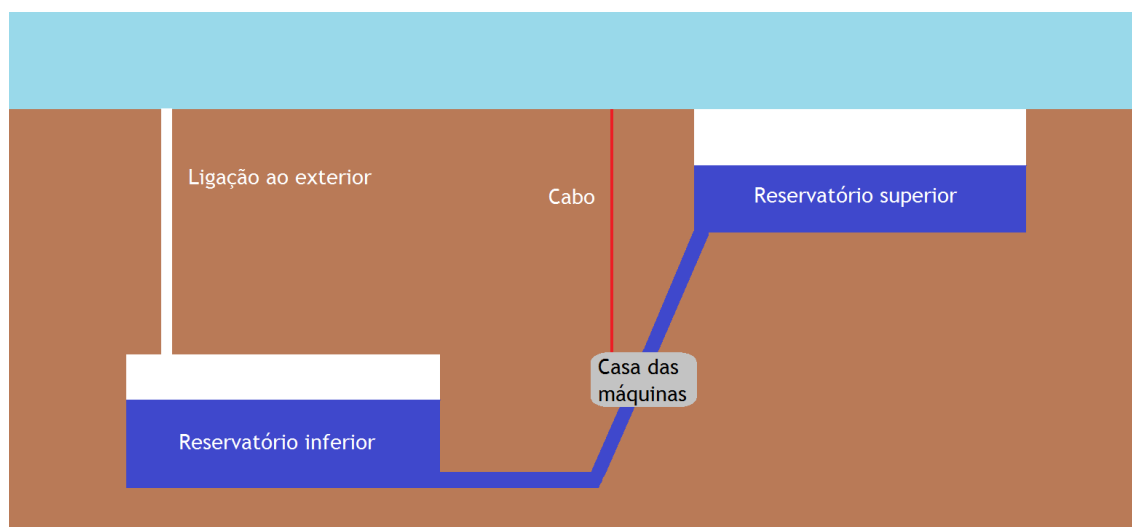
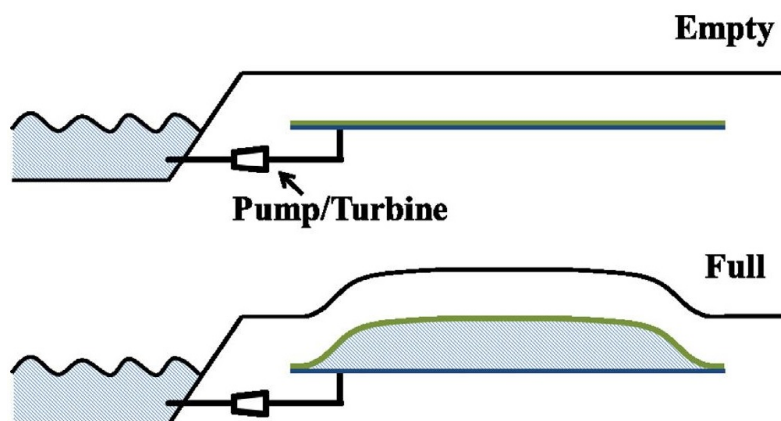


Figura 3.5: PHES de pressão.



Na maioria das aplicações, são utilizados rios para criar um² ou ambos³ os reservatórios (sistema aberto e semi-fechado), uma vez que os custos de construção dos reservatórios é mais baixo.

As turbo-máquinas hidráulicas são os elementos responsáveis pela transformação da energia mecânica (energia hidráulica) em elétrica, e vice-versa [15]. Existem três tipos de turbo-máquinas:

- Turbina: elemento responsável pela transformação da energia mecânica (energia hidráulica) em elétrica, está frequentemente acoplado ao rotor de um gerador e o seu eixo de rotação pode ser horizontal ou vertical;
- Bomba: elemento responsável pela transformação da elétrica em energia mecânica (energia hidráulica), está também acoplado ao rotor de um gerador e o seu eixo de rotação pode ser horizontal ou vertical;
- *Pumps as Turbines* (PAT): são bombas que podem funcionar como turbinas aquando da circulação inversa da massa de água;

As tabelas 3.1 e 3.2 classificam os principais tipos de turbinas e bombas respetivamente [16].

Tabela 3.1: Tipos de turbinas hidroelétricas.

Escoamento	Direção	Turbinas
De ação ⁴	"Tangencial"	- Pelton;
		- Michel-Banki-Ossberg;
De reação ⁵	Axial	- Kaplan;
	Radial	- Bolbo;
	Mista	- Francis;
		- Deriaz;

²Para o caso de PHES isoladas.

³Para o caso de associação a centrais hidroelétricas com barragem.

⁴Possuem injetores hidráulicos que são responsáveis pelo movimento da roda.

⁵Circulação da água responsável pelo movimento da roda.

Tabela 3.2: Tipos de bombas hidroelétricas.

Tipo	Direção
Deslocamento positivo ⁶	S/S ⁷
Rotodinâmicas ⁸	Axial
	Radial
	Mista

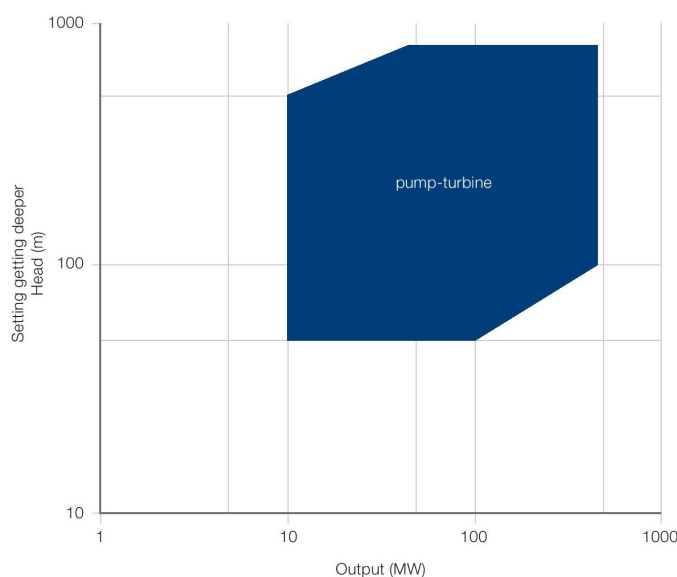
No contexto das PHES, existem duas configurações possíveis:

1. Turbina e Bomba;
2. PAT;

As PAT são as turbo-máquinas mais utilizadas, pois a utilização de turbina e bomba acarreta custos demasiado avultados porque, para além de duas turbo-máquinas, são precisas também duas condutas para a circulação da água.

A figura 3.6 [17] mostra o campo de aplicação das PAT.

Figura 3.6: Campo de aplicação das PAT.



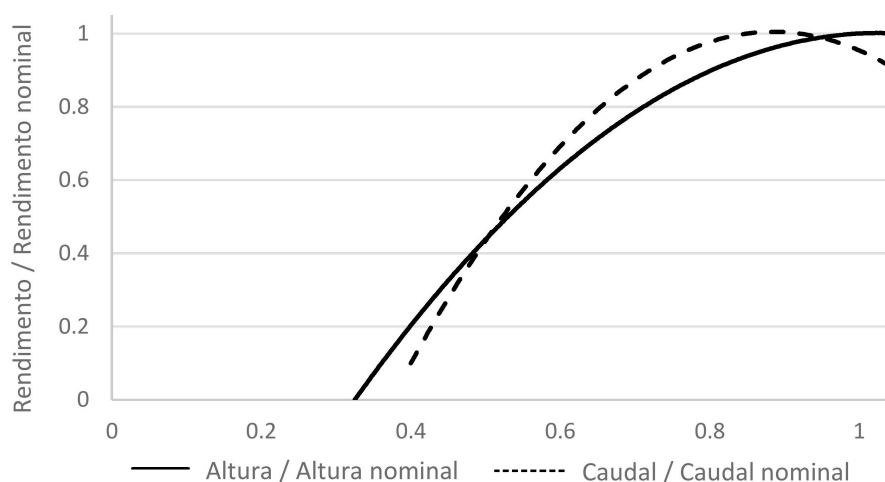
Observa-se que, quando o caudal e a altura de queda são diferentes dos valores nominais da máquina o rendimento altera-se. Uma maneira de mitigar este problema é permitir que a velocidade de rotação da máquina hidroelétrica varie de acordo com o caudal e a altura de queda, podendo assim, trabalhar num ponto ótimo para condições diferentes das nominais.

⁶O líquido recebe a ação das forças diretamente de um pistão ou êmbolo.

⁷Sem significado.

⁸Aceleração do líquido provocada por um elemento dotado de pás.

Figura 3.7: Rendimento em função da altura e do caudal para as turbinas de Kaplan e Pelton, respetivamente.



A variação da velocidade de rotação altera também a frequência do gerador elétrico exigindo técnicas especiais de ligação à rede, visto que esta possui uma frequência fixa.

Existem algumas técnicas que permitem a ligação com a rede, nomeadamente [18]:

- Conversor de eletrónica de potência: consiste na utilização da máquina (gerador síncrono) diretamente conectada a um dispositivo conversor de eletrónica de potência (Alternating Current (AC)-Direct Current (DC) e DC-AC ou AC-AC);
- Excitação AC: reside na utilização de geradores assíncronos (rotor bobinado) com a ligação do rotor à rede feita através de um conversor AC-AC que possui frequência ajustável à diferença entre a frequência de operação da máquina e a da rede;
- Transformador de frequência variável: é um transformador rotativo com três enrolamentos de fase no rotor e três enrolamentos de fase no estator que permite a ligação de potência entre dois sistemas com frequências diferentes;

A utilização de um sistema de velocidade de rotação variável permite que a turbo-máquina funcione com bons níveis de rendimento a velocidades mais baixas que a nominal e que a potência (varia com a frequência), no caso da bombagem, possa ser alterada dentro dos limites de operação. Esta vantagem é muito interessante do ponto de vista de operação do SEE, na medida em que, existe uma maior coordenação entre a potência de excesso de produção e a potência da bombagem.

Os sistemas de bombagem são tecnologias de armazenamento que continuam a ser a tecnologia mais utilizada quando se pretendem armazenar grandes quantidades de energia elétrica. Em Portugal, todos os sistemas de bombagem estão associados a barragens de centrais hidroelétricas.

Os custos de investimentos e as características estão indicados nas tabelas 3.3, 3.4 e 3.5, respetivamente [1] [19].

Tabela 3.3: Custos das PHES.

Tipo de custo	Atualização (€)			Nova (€)		
	Mínimo	Média	Máximo	Mínimo	Média	Máximo
PCS	373	513	941	2 500	3 500	4 500
BOP	3	15	28	S/I	S/I	S/I
ESU	Figura 3.8			S/I	S/I	S/I
O&M	2,2	5,0	10,6	S/I	S/I	S/I
Total inicial por kW	376	528	969	2 500	3 500	4 500
Total inicial por kWh	Figura 3.8			S/I	S/I	S/I

Tabela 3.4: Características das PHES.

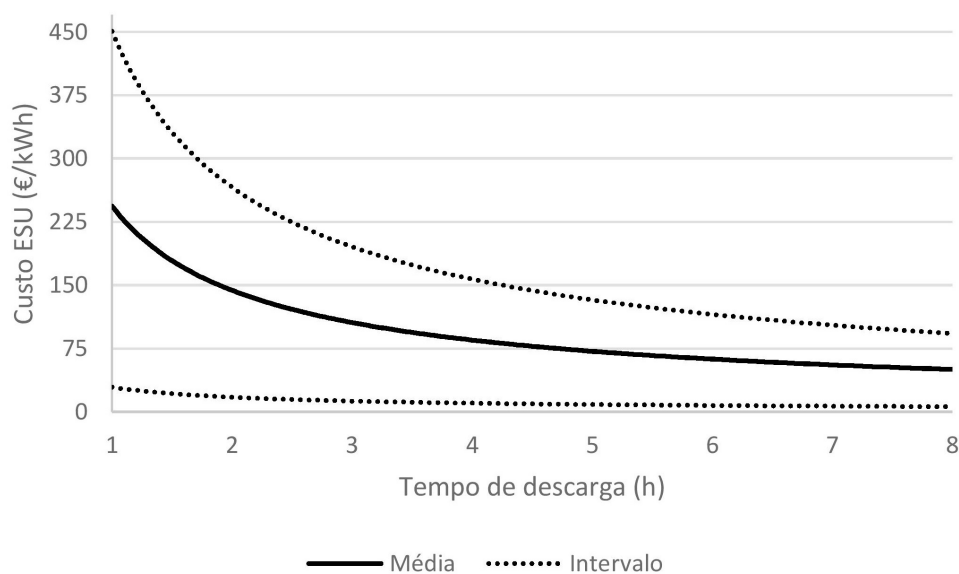
Potência (MW)	Tempo de descarga (h)	Rendimento (%)	Densidade de potência (W/kg)	Densidade de energia (Wh/kg)
10 - 1 000	1 - 24	70 - 82	S/I	0,5 - 1,5

Tabela 3.5: Características das PHES (continuação).

Duração do armazenamento	Auto-descarga (por dia)	Tempo de vida (anos)	Ciclos
h - meses	S/S	50 - 60	S/S

O custo da parcela ESU é um custo variável, ou seja, o custo por unidade de energia vai diminuindo com o tamanho do reservatório. A figura 3.8 [1] mostra o decréscimo do preço por unidade de energia para diferentes tempos de utilização a uma dada potência.

Figura 3.8: Janela de custo da ESU.



Como se pode ver na tabela 3.6 [2], em 2013 e 2014 o rendimento energético das PHES em Portugal foi significativo e rondou os 80%, valor que está em conformidade com as expectativas teóricas.

Tabela 3.6: Energia consumida e produzida pelos sistemas de bombagem em 2013 e 2014 em Portugal.

	2013	2014
Energia consumida (GWh)	1 157	859
Energia produzida (GWh)	1 458	1 079
Rendimento anual	79%	80%
Energia total produzida (GWh)	49 150	48 999
Percentagem da energia total produzida	2,35%	1,76%

Para terminar, a quantidade de energia que uma PHES consegue armazenar é função do volume do reservatório mais pequeno⁹, e regida por [20]:

$$W = \eta \cdot m \cdot g \cdot h_b \quad (3.1)$$

Como:

$$m = \mu \cdot V \quad (3.2)$$

Então:

$$W = \eta \cdot \mu \cdot V \cdot g \cdot h_b \quad (3.3)$$

Em que:

- W é a energia em Joule;
- η é o rendimento da bomba;
- m é a massa de água em kg;
- g é a aceleração da gravidade em m/s^2 ;
- h_b é a altura de queda bruta da coluna de água¹⁰;
- μ é a densidade da água em kg/m^3 ;
- V é o volume de água em m^3 ;

⁹Sem contar com as afluências da chuva.

¹⁰Esta parcela varia com o tempo, na medida em que, o reservatório ao encher ou esvaziar a altura de queda da água vai mudando.

3.1.2 Baterias Secundárias

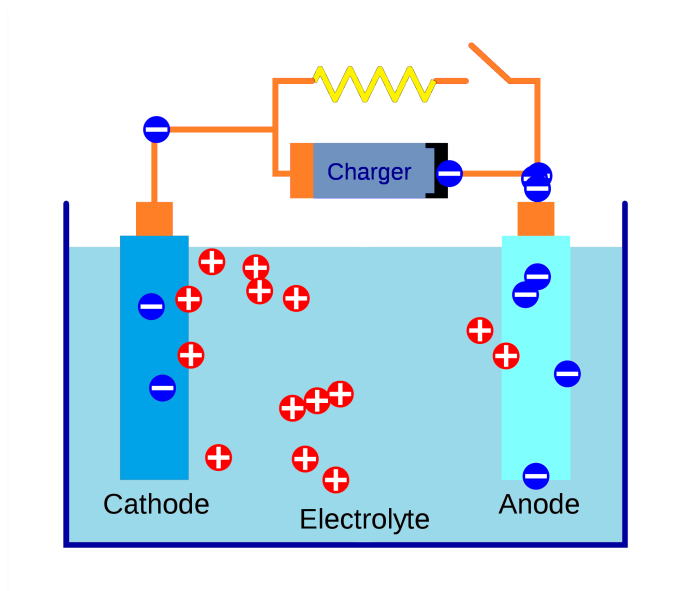
As baterias são dispositivos de armazenamento de energia elétrica em que o princípio de funcionamento consiste na conversão de energia química em energia elétrica através de reações eletroquímicas de redução-oxidação.

As baterias podem ser:

1. Primárias: não podem ser recarregadas;
2. Secundárias: podem ser recarregadas;

As baterias secundárias são, então, o único tipo de baterias com abordagem pertinente em relação ao armazenamento de energia, porque permitem mais do que um ciclo de carga e descarga.

Figura 3.9: Funcionamento e componentes gerais de uma bateria secundária.



Existem várias tecnologias de baterias para diversas aplicações, no entanto, na presente dissertação, apenas se abordam as tecnologias mais usadas no médio e grande armazenamento (sublinhadas). As principais baterias secundárias são [21][22][23][24]:

1. Baterias de chumbo:

- Chumbo-ácido (Pb-acid);

2. Baterias de níquel:

- Níquel-cádmio (Ni-Cd);
- Níquel-ferro (Ni-Fe);
- Níquel-zinco (Ni-Zn);
- Níquel-hidrogénio (Ni-H₂);
- Níquel-hidreto metálico (Ni-MH);

3. Baterias de sódio:

- Sódio-enxofre (Na-S);
- Sódio-iodeto metálico ou Zero Emission Battery Research (ZEBRA);

4. Baterias de lítio:

- Iões de lítio (Li-ion);
- Polímero de lítio (Li-polymer);

Nas tabelas 3.7 e 3.8 [1] [21][22][23][24] podem-se analisar as características de cada tipo de bateria.

Tabela 3.7: Características das baterias.

Bateria	Potência (MW)	Tempo de descarga	Rendimento (%)	Densidade de potência (W/kg)	Densidade de energia (kWh/kg)
Pb-acid	< 20	s - h	70 - 90	75 - 300	30 - 50
Ni-Cd	< 40	s - h	60 - 73	50 - 1000	15 - 300
Ni-MH	S/I	S/I	70 - 90	S/I	60 - 110
Na-S	0,05 - 8,00	s - h	75 - 90	30 - 50	150 - 250
ZEBRA	< 50	2 - 5 h	86 - 88	150 - 200	100 - 150
Li-ion	< 0,01	m - h	85 - 95	50 - 2000	150 - 350

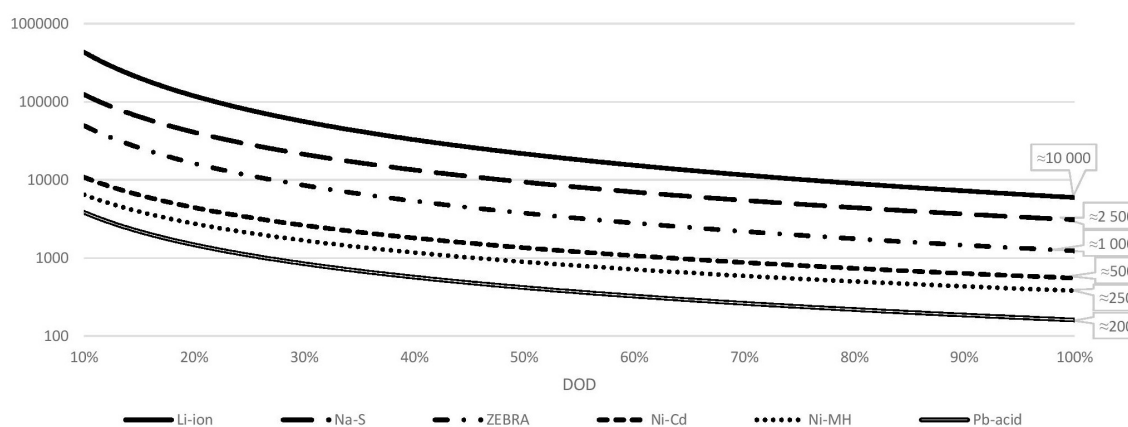
Tabela 3.8: Características das baterias (continuação).

Bateria	Duração do armazenamento	Auto-descarga (por dia)	Tempo de vida (anos)	Ciclos
Pb-acid	m - dias	0,1 - 0,3%	5 - 15	Figura 3.10
Ni-Cd	m - dias	0,2 - 0,6%	10 - 20	Figura 3.10
Ni-MH	S/I	S/I	S/I	Figura 3.10
Na-S	s - h	20,0%	10 - 15	Figura 3.10
ZEBRA	s - h	15,0%	15	Figura 3.10
Li-ion	m - dias	0,1 - 0,3%	5 - 15	Figura 3.10

No caso das baterias, há que dar especial atenção ao número de ciclos de vida, especialmente nos casos em que existem muitos ciclos de carga e descarga por ano, na medida em que, as cargas e descargas reduzem o período de vida útil das baterias.

A figura 3.10 [23] [25][26][27][28] mostra a relação desta característica entre as baterias abordadas.

Figura 3.10: Ciclos de vida das baterias secundárias em função da Profundidade de Descarga (DOD), em percentagem.



Como era de esperar, o número de ciclos previsto varia com o tipo de utilização sendo mais elevado para utilizações com menos profundidade de descarga. Este aspeto pode ser devesas relevante num projeto que envolva baterias secundária, pois o tipo de utilização esperado influenciará a escolha da classe de bateria a instalar.

As tabelas 3.9, 3.10 e 3.11 [1] mostram a relação dos custos entre as baterias.

Tabela 3.9: Custos das baterias de Pb-acid e Ni-Cd.

Tipo de custo	Pb-acid (€)			Ni-Cd (€)		
	Mínimo	Média	Máximo	Mínimo	Média	Máximo
PCS	195	378	594	206	239	329
BOP	43	87	130	- ¹¹	-	-
ESU	184	618	847	564	780	1 120
O&M	3,2	3,4	13,0	4	11	24
Total inicial por kW	238	465	724	206	239	329
Total inicial por kWh	184	618	847	564	780	1 120

Tabela 3.10: Custos das baterias de Ni-MH e Na-S.

Tipo de custo	Ni-MH (€)			Na-S (€)		
	Mínimo	Média	Máximo	Mínimo	Média	Máximo
PCS	S/I	S/I	S/I	241	366	865
BOP	S/I	S/I	S/I	-	-	-
ESU	S/I	S/I	S/I	180	298	563
O&M	S/I	S/I	S/I	2,0	3,6	17,3
Total inicial por kW	S/I	S/I	S/I	241	366	865
Total inicial por kWh	S/I	S/I	S/I	180	298	563

¹¹Contido na parcela PCS.

Tabela 3.11: Custos das baterias de ZEBRA e Li-ion.

Tipo de custo	ZEBRA (€)			Li-ion (€)		
	Mínimo	Média	Máximo	Mínimo	Média	Máximo
PCS	335	472	638	241	463	581
BOP	-	-	-	-	-	-
ESU	366	509	778	470	795	1 249
O&M	3,3	5,5	7,2	2,0	6,9	13,7
Total inicial por kW	335	472	638	241	463	581
Total inicial por kWh	366	509	778	470	795	1 249

Na tabela 3.12 [29] [30], estão descritas as desvantagens mais críticas que não foram referidas nas características das mesmas.

Tabela 3.12: Desvantagens das baterias não referenciadas nas características.

Bateria	Desvantagens
Pb-acid	Dificuldade de recarga após período de paragem;
Ni-Cd	Efeito de memória; Poluente (cádmio);
Ni-MH	Algum efeito de memória;
Na-S	Natureza corrosiva do sódio; Temperaturas de funcionamento altas;
ZEBRA	S/I
Li-ion	Risco de explosão e incêndio;

Estas desvantagens não são alvo de discussão, uma vez que, só em situações de aplicação real estes fatores têm influência.

3.2 Tecnologias em Desenvolvimento

Entende-se por tecnologias em desenvolvimento, tecnologias cuja aplicação não é frequente e as características gerais, construtivas, vantagens, desvantagens e preço ainda não estão bem definidas. São, portanto, tecnologias que não se observam ainda em grande quantidade nos dias de hoje.

Nesta secção, enquadram-se, assim, as seguintes tecnologias:

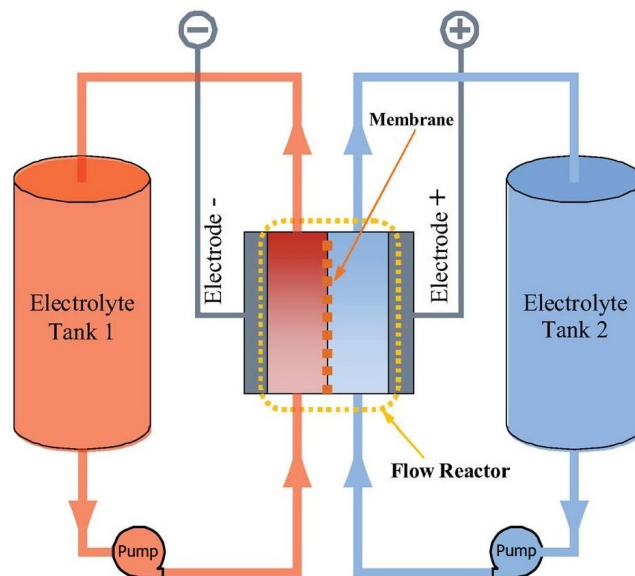
- *Flow batteries*;
- Pilhas de hidrogénio;
- Ar comprimido;
- *Flywheels*;
- Supercondutores;
- Supercondensadores;

3.2.1 *Flow Batteries*

As *Flow batteries* (FB) são uma tecnologia promissora que é baseada num sistema de dois eletrólitos em estado líquido armazenados em reservatórios ligados ao *flow reactor* através de

dois orifícios (entrada e saída). Dentro do *flow reactor* encontra-se uma membrana micro-porosa que facilita a passagem de íons e separa as duas soluções. Existem ainda duas bombas, uma por cada reservatório, que têm a função de fazer circular as soluções de modo a promover as reações químicas de oxidação/redução [23]. A figura 3.11 [29] esquematiza a constituição básica das FB.

Figura 3.11: Constituição básica das FB.



Os principais elementos químicos utilizados como eletrólitos nas FB são [1]:

- Sódio;
- Bromo;
- Zinco;
- Vanádio;

As unidades de armazenamento estão separadas da unidade onde ocorre a reação química, provocando uma separação entre potência e capacidade, ou seja, a potência nominal depende do tamanho do *flow reactor* enquanto que a capacidade de armazenamento depende do volume do reservatório dos eletrólitos. A facilidade com que se pode aumentar a capacidade de armazenamento é uma das grandes vantagens deste tipo de tecnologia, bastando, para isso, proceder a um aumento dos reservatórios.

As principais FB são [1]:

- Redox de Vanádio (VRB);
- Brometo de Zinco (Zn-Br);
- Brometo de Polissulfureto (PSB);
- Ferro-crómio (Fe-Cr);

As características destas FB estão representadas nas tabelas 3.13 e 3.14 [1].

Tabela 3.13: Características principais das FB.

FB	Potência (MW)	Tempo de descarga	Rendimento (%)	Densidade de potência (W/kg)	Densidade de energia (Wh/kg)
VRB	0,03 - 3,00	s - 10 h	65 - 85	166	10 - 35
PSB	< 15	s - 10 h	65 - 85	S/I	S/I
Zn-Br	0,05 - 2,00	s - 10 h	60 - 70	45	30 - 85
Fe-Cr	1 - 100	4 - 8 h	72 - 75	S/I	S/I

Tabela 3.14: Características principais das FB (continuação).

PB	Duração do armazenamento	Auto-descarga (por dia)	Tempo de vida (anos)	Ciclos
VRB	h - meses	S/S	5 - 10	10 000 - 13 000
PSB	h - meses	S/S	5 - 10	2 000 - 2 500
Zn-Br	h - meses	S/S	5 - 10	5 000 - 10 000
Fe-Cr	S/I	S/I	10 - 15	> 10 000

A DOD tem pouca influencia no número de ciclos de vida da FB, pelo que, é possível funcionamentos a 100% de descarga sem depreciação no número de ciclos de vida.

Nas tabelas 3.15 e 3.16 [1] são apresentados os custos dos tipos de FB abordados.

Tabela 3.15: Custos das FB de VRB e PSB.

Tipo de custo	VRB (€)			PSB (€)		
	Mínimo	Média	Máximo	Mínimo	Média	Máximo
PCS	472	490	527	S/I	S/I	S/I
BOP	¹²	-	-	S/I	S/I	S/I
ESU	Figura 3.12			S/I	S/I	S/I
O&M	3,4	8,5	17,3	S/I	S/I	S/I
Total inicial por kW	472	490	527	S/I	S/I	S/I
Total inicial por kWh	Figura 3.12			S/I	S/I	S/I

Tabela 3.16: Custos das FB de Zn-Cr e Fe-Cr.

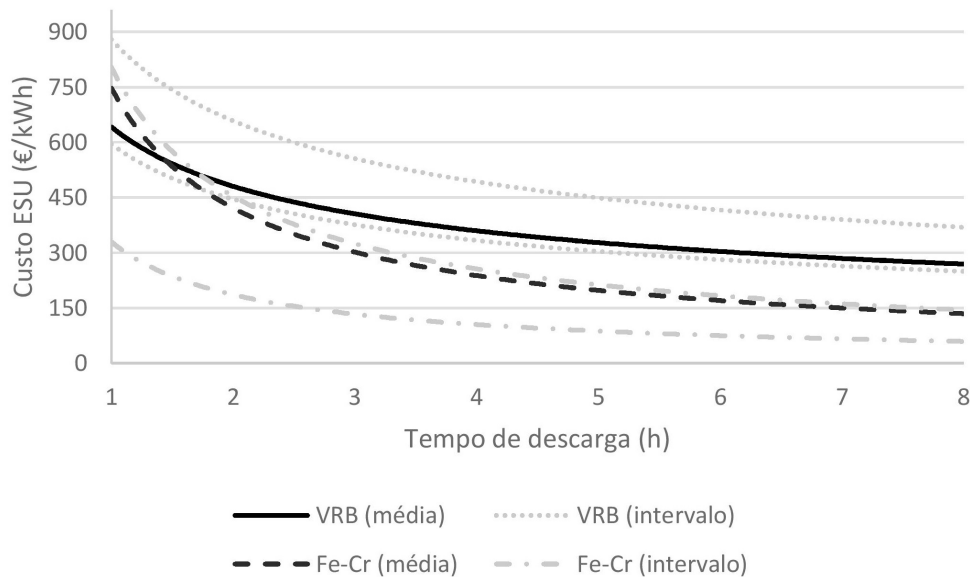
Tipo de custo	Zn-Br (€)			Fe-Cr (€)		
	Mínimo	Média	Máximo	Mínimo	Média	Máximo
PCS	151	444	595	326	362	523
BOP	-	-	-	-	-	-
ESU	178	195	530	Figura 3.12		
O&M	3,2	4,3	6,9	2,7	3,3	6,9
Total inicial por kW	151	444	595	326	362	523
Total inicial por kWh	178	195	530	Figura 3.12		

Nas FB, o custo por unidade de energia está associado a dois reservatórios, ou seja, para a mesma potência, pressupõem-se uma diminuição do dispêndio quando se aumenta a capacidade

¹²Incluído nos custos do PCS.

de armazenamento. A figura 3.12 [1] ilustra a diminuição do custo por unidade de energia para as FB de VRB e Fe-Cr.

Figura 3.12: Custo da ESU para as FB de VRB e Fe-Cr.



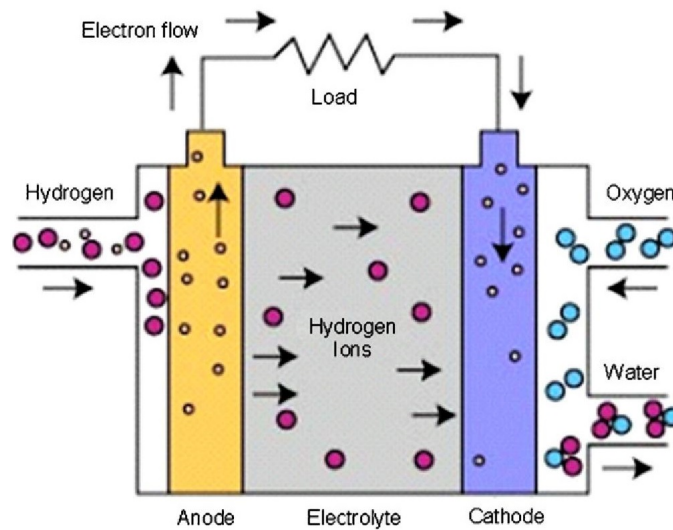
É de salientar que o custo das duas bombas necessárias não pode ser desprezado, uma vez que, são parte integrante das FB, no entanto, nesta secção, não se entrou nesse nível de detalhe.

3.2.2 Pilhas de Hidrogénio

As pilhas de hidrogénio ou Pilhas de Combustível (FC), representadas na figura 3.13 [31], são dispositivos eletroquímicos que consomem ou produzem hidrogénio e oxigénio através da água (eletrólise da água). Durante este processo, quando o hidrogénio e a oxigénio reagem entre si é produzida água e eletricidade, e quando se observa a eletrólise da água, é consumida eletricidade e produzido hidrogénio e oxigénio. O hidrogénio funciona como combustível, visto que o oxigénio e a água são elementos abundantes e fáceis de extrair na Terra [21].

Esta tecnologia, tal como as FB, possui uma enorme vantagem que é o facto de a quantidade de energia que é possível armazenar estar limitada apenas pelo volume do reservatório de hidrogénio.

Figura 3.13: Processo de descarga de uma pilha de hidrogénio.



As FC produzem energia com emissões muito reduzidas ou mesmo nulas, de gases poluentes.

Para além da eletrólise da água, o hidrogénio pode também ser extraído dos seguintes materiais:

- Carvão;
- Gás natural;
- Biomassa;

Atualmente, o principal método de produção de hidrogénio é a extração a partir do gás natural (combustível fóssil), sobretudo metano. Existem, no entanto, avanços significativos na tecnologia das pilhas de hidrogénio que garantem uma boa perspetiva de futuro.

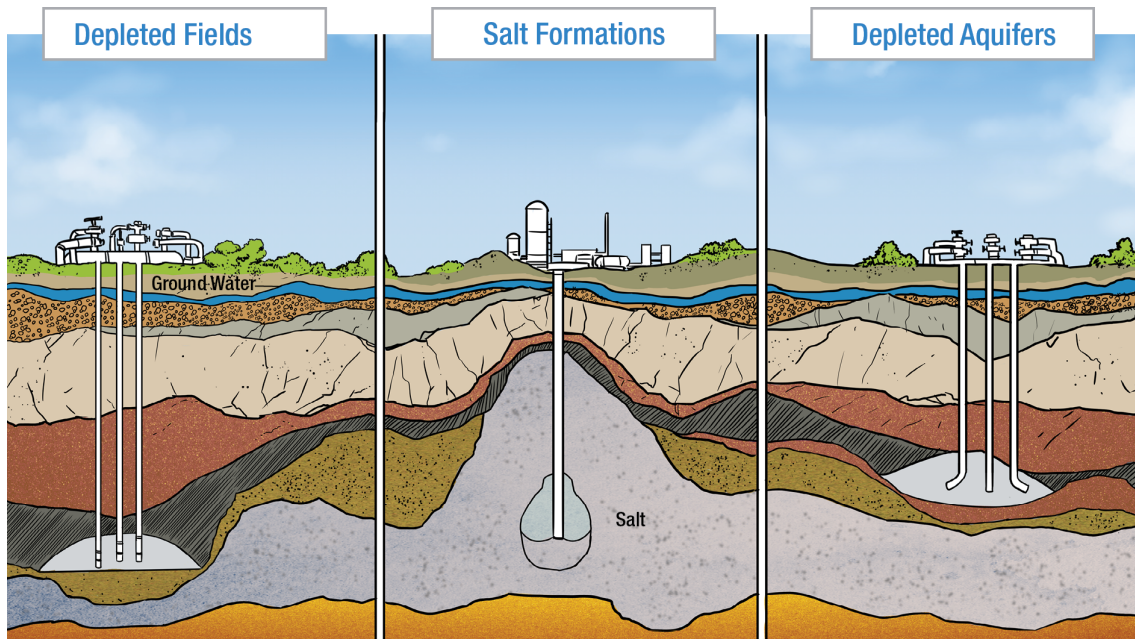
O armazenamento do hidrogénio pode ser feito de duas formas:

1. Superficial ou *aboveground (storage tank)* representado na figura 3.14 [32];
2. Subterrâneo ou *underground*, representado na figura 3.15 [32];

Figura 3.14: Reservatório superficial de hidrogénio.



Figura 3.15: Reservatório subterrâneo de hidrogénio.



Existem diversos tipos de pilhas de combustível que se distinguem pelas características do seu funcionamento e pelo tipo de eletrólito utilizado [31]:

- *Alkalie* (AFC);
- *Polymer exchange membrane* (PEMFC);
- *Direct methanol* (DMFC);
- *Phosphoric acid* (PAFC);
- *Molten carbonate* (MCFC);
- *Solid oxide* (SOFC);

Por falta de informação mais detalhada, as características das FC são abordadas no geral e estão indicadas nas tabelas 3.17 e 3.18 [1].

Tabela 3.17: Características das pilhas de hidrogénio.

Potência (MW)	Tempo de descarga	Rendimento (%)	Densidade de potência (W/kg)	Densidade de energia (Wh/kg)
0,3 - 50,0	s - 24 h	33 - 42	500	100 - 10 000

Tabela 3.18: Características das pilhas de hidrogénio (continuação).

Duração do armazenamento	Auto-descarga (por dia)	Tempo de vida (anos)	Ciclos
h - meses	S/S	15 - 20	20 000

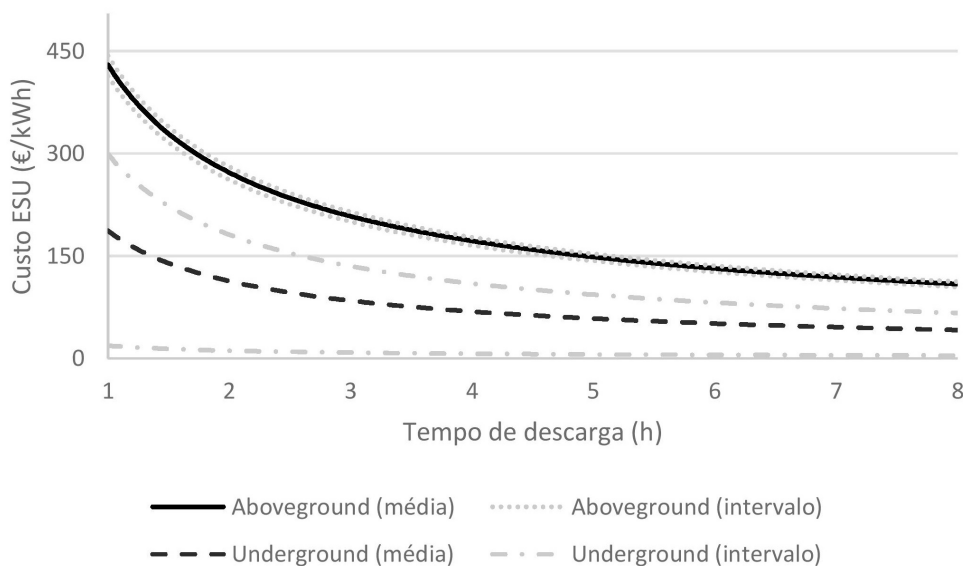
Os custos relacionados com as FC estão indicados na tabela 3.19 [1].

Tabela 3.19: Tabela de custos das diferentes tecnologias de pilhas de hidrogénio.

Tipo de custo	<i>Aboveground</i> (€)			<i>Underground</i> (€)		
	Mínimo	Média	Máximo	Mínimo	Média	Máximo
PCS	1 383	2 445	4 453	1 383	2 445	4 453
BOP	S/I	25	S/I	S/I	25	S/I
ESU	Figura 3.16			Figura 3.16		
O&M	16	25	44	16	25	44
Total inicial por kW	1 382	2 465	4 453	1 383	2 465	4 453
Total inicial por kWh	Figura 3.16			Figura 3.16		

O custo da ESU não é, obviamente, constante para todos os regimes de aplicação. A figura 3.16 [1] espelha a variação do custo por unidade de energia para o caso de FC *aboveground* e *underground*.

Figura 3.16: Variação do custo por unidade de energia para o caso de FC *aboveground* e *underground*.



3.2.3 Ar Comprimido

Este sistema de armazenamento, também conhecido por *Compressed Air Energy Storage* (CAES), é uma tecnologia de armazenamento de energia elétrica sob a forma de ar comprimido, baseando-se na acumulação de ar a altas pressões em câmaras de armazenamento. Estes recipientes podem ser construídos tirando partido das condições geológicas do terreno ou através do fabrico de recipientes específicos para o efeito.

Existem dois tipos principais de CAES [21] [24]:

1. Sem armazenamento do calor (processo diabático): o ar é comprimido através de um compressor usando energia elétrica e o calor gerado nesse processo é dissipado no ar. Depois, o ar comprimido é novamente aquecido (expandido) através, por exemplo, da combustão de gás natural, e usado como combustível em turbinas a gás, produzindo de novo energia elétrica. Este método pode ser melhor compreendido analisando a figura 3.18 [33].
2. Com armazenamento do calor (processo adiabático): o ar é comprimido através de um compressor usando energia elétrica e o calor gerado nesse processo é acumulado em reservatórios térmicos. Depois, o ar comprimido é novamente aquecido (expandido) através do calor armazenado e usado como combustível em turbinas a gás, produzindo de novo energia elétrica. Este método pode ser melhor compreendido analisando a figura 3.19 [33].

O segundo método ainda não tem nenhuma aplicação prática mas tem boas perspectivas de futuro, devido ao facto de não necessitar de um segundo combustível.

O armazenamento do ar comprimido pode, ainda, ser feito de três maneiras [1] [34]:

1. Superficial ou *aboveground* (*storage pressure tanks*) tal como nas FC (figura 3.14);

2. Subterrâneo ou *underground* tal como nas FC (figura 3.15);
3. Subaquático;

O armazenamento subaquático é um método ainda em claro desenvolvimento que aproveita a força da massa da água dos mares ou oceanos para provocar pressão em reservatórios colocados a grandes profundidades, como se pode ver na figura 3.17 [34][35].

Figura 3.17: Armazenamento subaquático de ar comprimido.

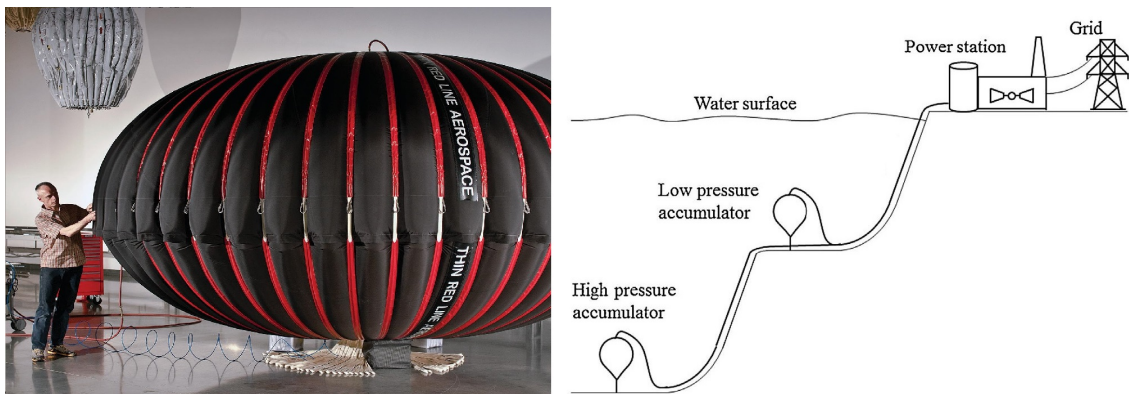


Figura 3.18: CAES sem armazenamento de calor e com reservatório subterrâneo.

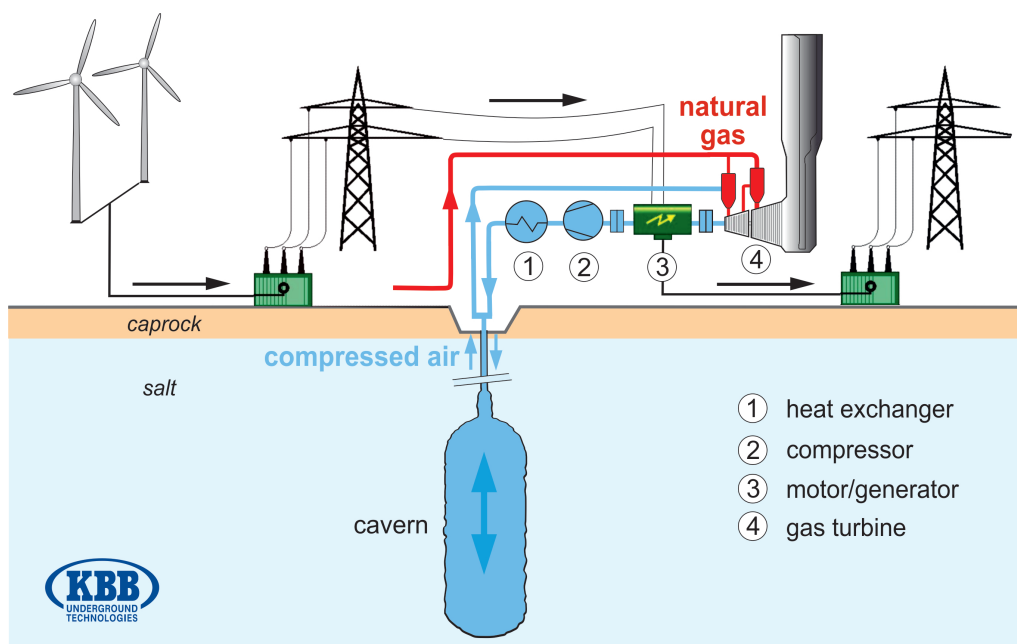
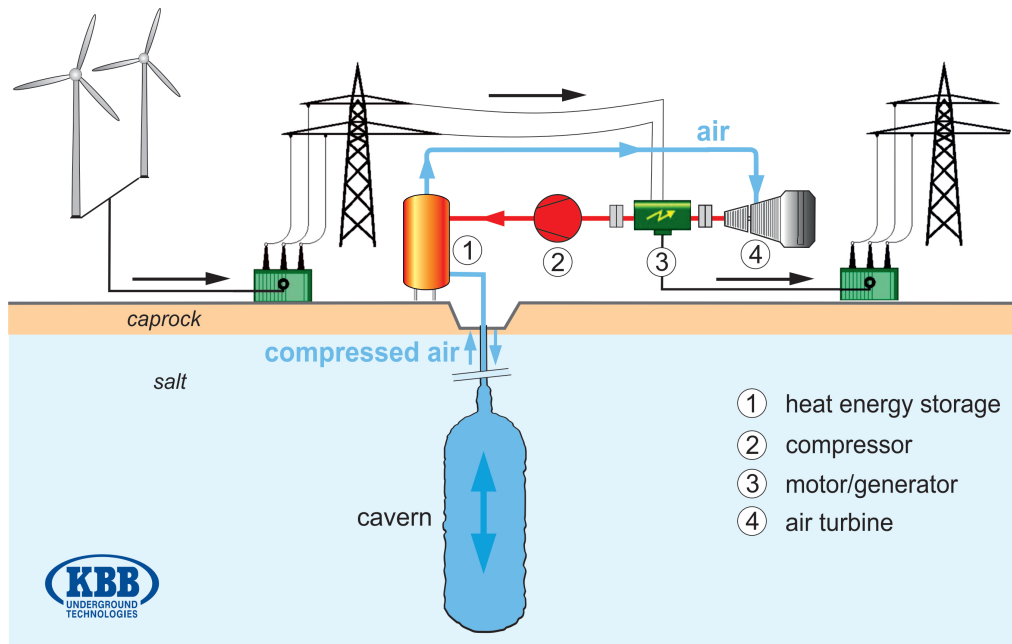


Figura 3.19: CAES com armazenamento de calor e com reservatório subterrâneo.



O uso da turbina a gás para produzir energia elétrica faz com que a aplicação desta tecnologia seja economicamente mais vantajosa em locais onde já existam centrais a gás.

Nas tabelas 3.20 e 3.21 [1] estão presentes as principais características das CAES.

Tabela 3.20: Características das CAES.

CAES	Potência (MW)	Tempo de descarga (h)	Rendimento (%)	Densidade de potência (W/kg)	Densidade de energia (Wh/kg)
Under	5 - 400	1 - 24	70 - 89	S/I	30 - 60
Above	3 - 15	2 - 4	70 - 90	S/I	S/I

Tabela 3.21: Características das CAES (continuação).

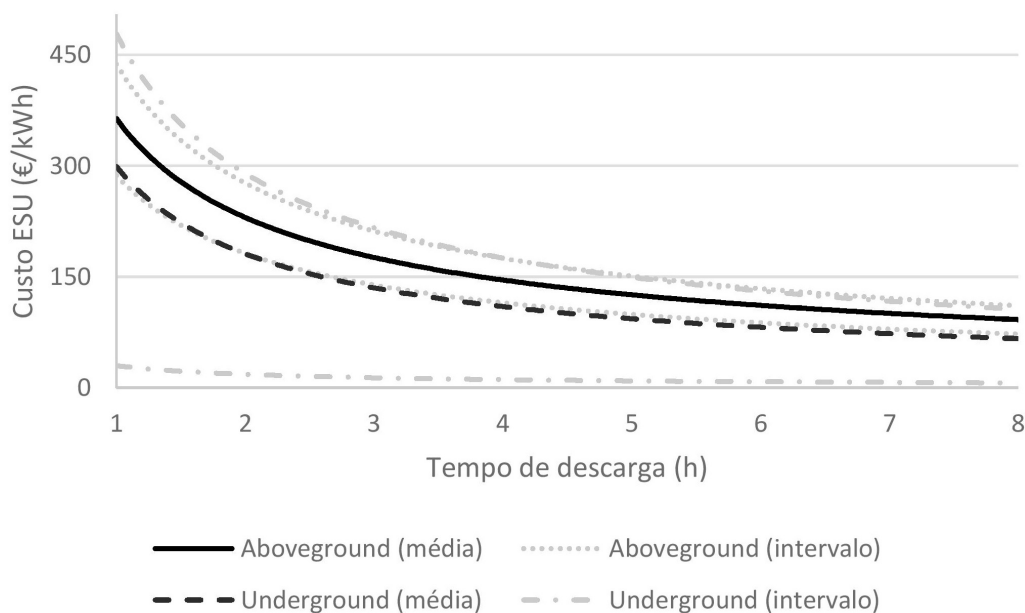
CAES	Duração do armazenamento	Auto-descarga (por dia)	Tempo de vida (anos)	Ciclos
Under	h - meses	S/S	20 - 40	> 13 000
Above	h - dias	S/S	20 - 40	> 13 000

Os custos parcelares das CAES estão indicados na tabela 3.22 [1].

Tabela 3.22: Custos parcelares das CAES.

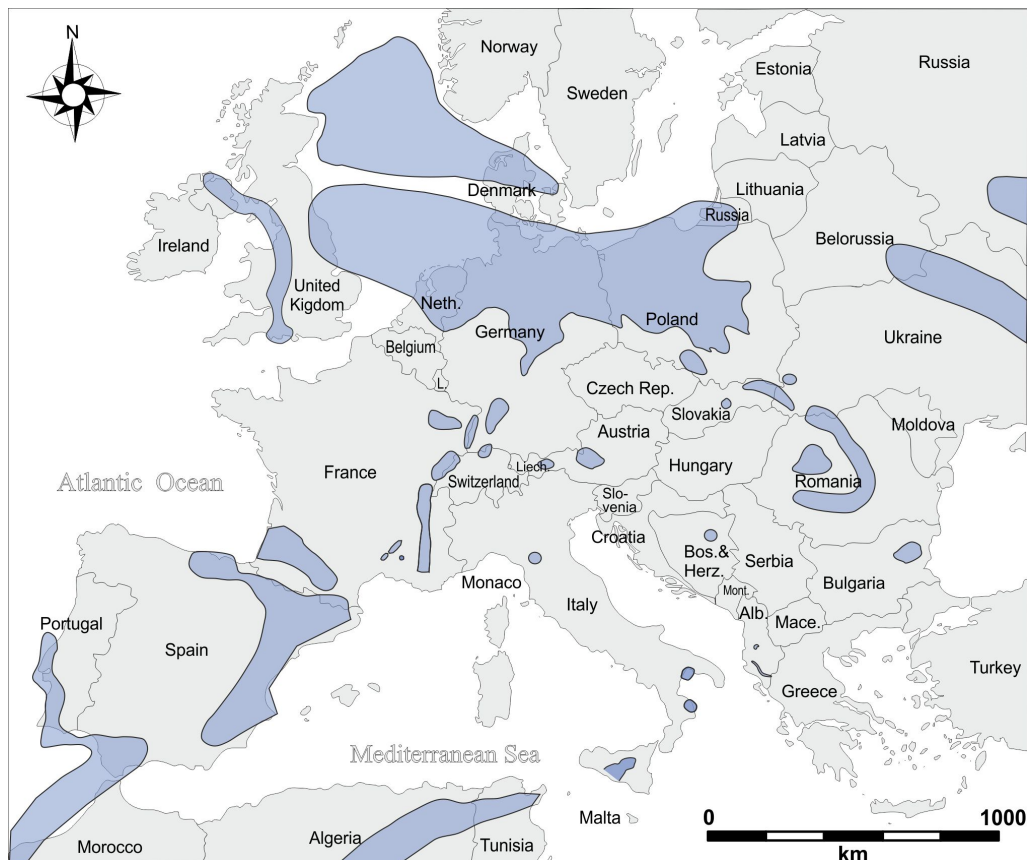
Tipos de custo	Aboveground (€)			Underground (€)		
	Mínimo	Média	Máximo	Mínimo	Média	Máximo
PCS	804	846	887	549	843	1 014
BOP	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
ESU	Figura 3.20			Figura 3.20		
O&M	2,2	2,2	3,7	2,0	3,9	4,2
Total inicial por kW	804	846	887	549	843	1 014
Total inicial por kWh	Figura 3.20			Figura 3.20		

Tal como nas FC, o custo por unidade de energia está associado a reservatórios, facto que proporciona uma diminuição do dispêndio quando se aumenta a capacidade de armazenamento. A figura 3.20 [1] representa a variação do custo.

Figura 3.20: Variação do custo por unidade de energia para as CAES *underground* e *aboveground*.

O custo da ESU das CAES *aboveground* são comparativamente mais dispendiosos, inclinando, desse modo, a utilização das CAES para situações em que existe aproveitamento de formações geológicas (normalmente cavernas salinas). A figura 3.21 [33] mostra um mapa com as formações salinas situadas na Europa.

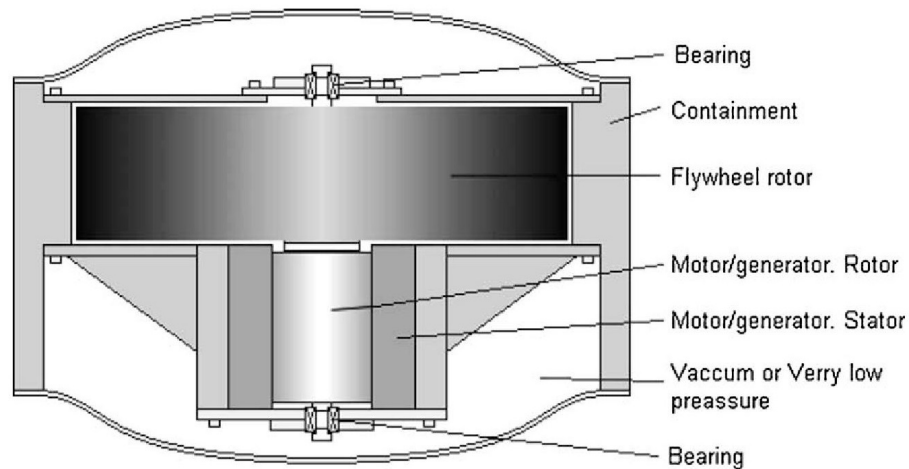
Figura 3.21: Cavernas salinas situadas na Europa.



3.2.4 Flywheels

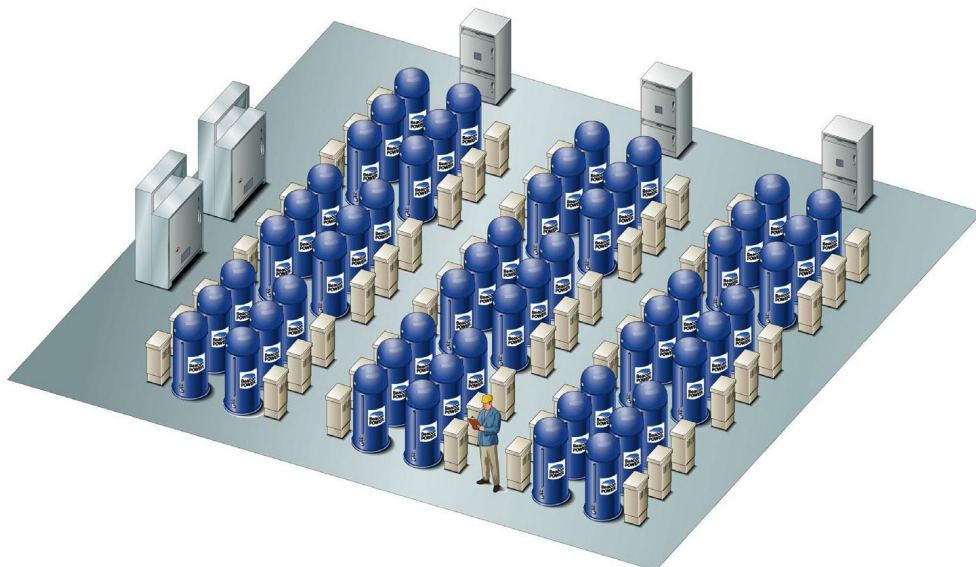
Uma *flywheel* ou volante de inércia, representado na figura 3.22 [36], é um sistema que armazena, mecanicamente, energia sob a forma de energia cinética, através de uma roda designada por volante. O volante, depois de posto em movimento através de um motor elétrico acoplado ao seu veio (consumo de energia elétrica), permanece em rotação tirando partido das condições de atrito quase nulo. Quando se pretende usar a energia armazenada na *flywheel* utiliza-se a energia cinética do volante para colocar o rotor do motor a girar e, assim, produzir energia elétrica [21].

O invólucro onde a massa giratória é posta em movimento é constituído por um sistema de vácuo ou de baixa gravidade que faz com que não se verifique atrito por resistência do ar ou seja bastante diminuto. Ao mesmo tempo, o volante de inércia é suportado e mantido em flutuação por ímãs permanentes pelo que, não havendo contacto físico, não oferecem resistência ao movimento [36].

Figura 3.22: Constituição básica de uma *flywheel*.

A composição do volante é tal que o seu formato e distribuição maximizam o momento de inércia quando é colocado em rotação, contribuindo para a conservação da energia no sistema por períodos de tempo relativamente longos.

A instalação destes sistemas pode ser efetuada por módulos como ilustrado na figura 3.23 [37], o que facilita a possibilidade de adição de vários patamares de potência, conforme as necessidades e o objetivo.

Figura 3.23: *flywheels* instaladas em módulos.

Além de depender do momento de inércia que varia com a massa e com a forma física do volante (expressão 3.4), a capacidade de armazenamento de energia cinética é quadraticamente proporcional à velocidade angular do volante, segundo a expressão 3.5 [36].

$$I = \frac{1}{2} \cdot r^2 \cdot m \quad (3.4)$$

$$E_C = \frac{1}{2} \cdot I \cdot \omega^2 \quad (3.5)$$

Em que:

- I é o momento de inércia em kg.m²;
- r é o raio da *flywheel* em m;
- m é a massa da *flywheel* em kg;
- E_C é a energia cinética armazenada na *flywheel* em Joule;
- ω é a velocidade angular da *flywheel* em rad/s;

Nas tabelas 3.23 e 3.24 são indicadas as principais características das *flywheels* e na tabela 3.25 os custos de implementação associados [1].

Tabela 3.23: Principais características das *flywheels*.

Potência (MW)	Tempo de descarga	Rendimento (%)	Densidade de potência (W/kg)	Densidade de energia (Wh/kg)
< 0,25	ms - 15 m	93 - 95	1 000	5 - 100

Tabela 3.24: Principais características das *flywheels* (continuação).

Duração do armazenamento	Auto-descarga (por dia)	Tempo de vida (anos)	Ciclos
s - min	100%	15 - 20	20 000 - 100 000

Tabela 3.25: Custos das *flywheels*.

Tipo de custo	Mínimo (€)	Média (€)	Máximo (€)
PCS	263	287	470
BOP	¹³	-	-
ESU	865	2 815	47 764
O&M	4,3	5,2	6,0
Total inicial por kW	263	287	470
Total inicial por kWh	865	2 815	47 764

¹³Incluído na parcela PCS.

3.2.5 Supercondutores

Supercondutores são condutores que, quando colocados a uma determinada temperatura (temperatura crítica), possuem uma resistência elétrica praticamente nula, ou seja, não existem perdas por efeito de Joule.

Existem dois tipos de supercondutores [38]:

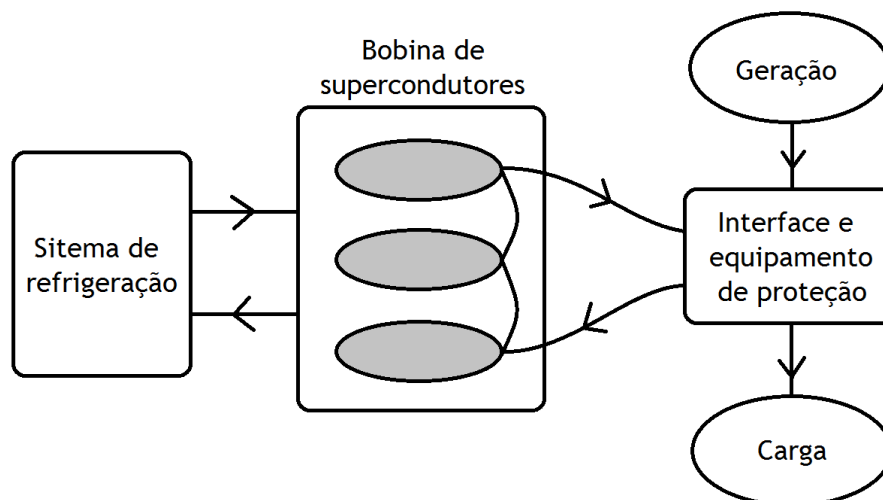
- *Low Temperature Superconductor* (LTS): possuem baixas temperaturas de trabalho (temperatura crítica) e exigem equipamentos sofisticados de refrigeração. Geralmente, utilizam o hélio líquido como fluido refrigerante.
- *High Temperature Superconductor* (HTS): possuem uma temperatura crítica mais elevada em relação aos LTS tornando possível a refrigeração com nitrogénio líquido a 77K e, assim, reduzir consideravelmente o custo de refrigeração. No entanto, este tipo de supercondutores possui alguns problemas de isolamento do sistema (principalmente térmico), geração e estabilidade.

Também conhecidos por *Superconducting Magnetic Energy Storage* (SMES), os supercondutores distribuídos sob a forma de bobina magnética para armazenamento de energia elétrica são capazes de armazenar energia elétrica no campo magnético gerado pela corrente que flui através deles. Como a energia é armazenada na forma de corrente circulante, pode ser extraída com uma resposta quase instantânea [39].

A comutação entre o sistema SMES e a rede é feita através de uma interface eletrônica de potência.

A tecnologia dos SMES tem, então, a particularidade de poder armazenar energia diretamente sob a forma elétrica.

Figura 3.24: Funcionamento geral dos SMES



A quantidade de energia armazenada na bobina de supercondutores é dada pela expressão [38]:

$$W = \frac{1}{2} \cdot L \cdot I^2 \quad (3.6)$$

Em que:

- W é a energia indutivamente armazenada em Joule;
- L é a indutância da bobina de supercondutores em Henry;
- I é a corrente que circula na bobina de supercondutores em Ampères;

Como se pode verificar na equação 3.6, a energia armazenada num sistema de SMES é proporcional ao quadrado da corrente que circula na bobine.

Nas tabelas 3.26 e 3.27 [1] estão representadas as principais características desta tecnologia de armazenamento de energia elétrica.

Tabela 3.26: Principais características dos SMES.

Potência (MW)	Tempo de descarga	Rendimento (%)	Densidade de potência (W/kg)	Densidade de energia (Wh/kg)
0,1 - 10,0	ms - 8 s	95 - 98	500 - 2 000	0,5 - 5,0

Tabela 3.27: Principais características dos SMES (continuação).

Duração do armazenamento	Auto-descarga (por dia)	Tempo de vida (anos)	Ciclos
min - h	10 - 15%	15 - 20	> 100 000

Os custos parcelares estão, por sua vez, indicados na tabela 3.28 [1].

Tabela 3.28: Custos parcelares dos SMES.

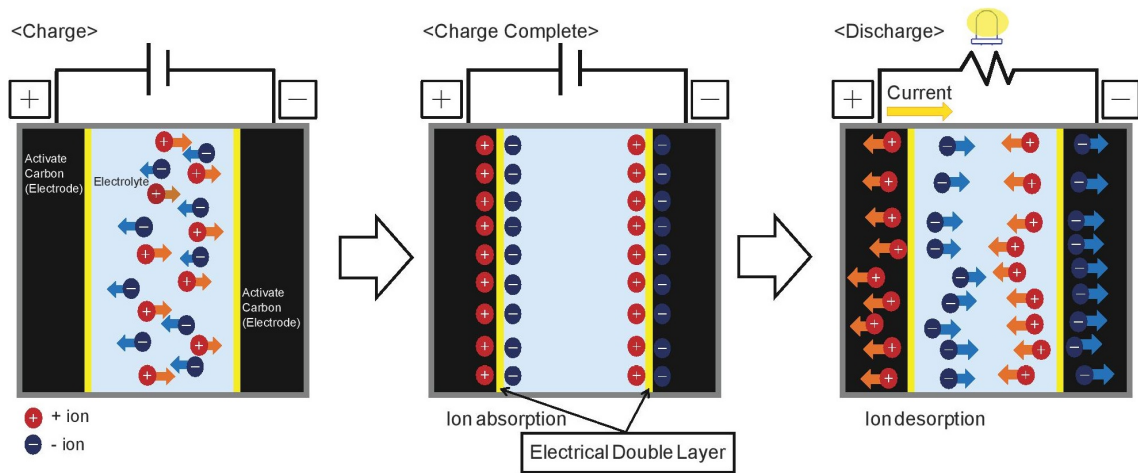
Tipos de custo	Mínimo (€)	Média (€)	Máximo (€)
PCS	S/I	S/I	S/I
BOP	S/I	S/I	S/I
ESU	S/I	S/I	S/I
O&M	S/I	S/I	S/I
Total inicial por kW	212	218	568
Total inicial por kWh	5 310	6 090	6 870

3.2.6 Supercondensadores

Os supercondensadores são também conhecidos por *Electric Double-layer Capacitor* (EDLC) ou condensadores de dupla camada e, de forma básica, são condensadores eletrolíticos que conseguem armazenar boas quantidades de energia que rondam as centenas de Farad.

A figura 3.25 [40] ilustra os vários estados de funcionamento de um EDLC.

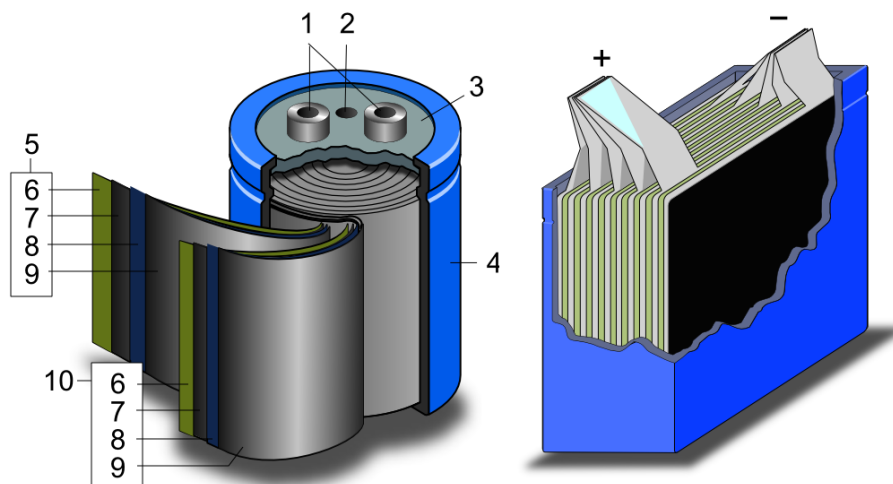
Figura 3.25: Estados de carga, carregado e descarga de um EDLC.



Os EDLC podem ser divididos em dois grandes tipos construtivos, como ilustra a figura 3.26 [19]:

- Em tubo;
- Em caixa;

Figura 3.26: Principais tipos construtivos dos EDLC.



A grande diferença dos EDLC em relação aos condensadores comuns está na camada dielétrica que separa as duas placas coletoras que acumulam as cargas negativas e positivas. Os condensadores comuns usam um material sólido de espessura o mais diminuta quanto possível como dielétrico. Os EDLC usam um eletrólito em estado líquido que permite espessuras dielétricas da ordem molecular, para além de a área das placas ser maior [19].

Atendendo à equação 3.7, os EDLC de placas paralelas, por exemplo, têm uma capacidade nitidamente maior que os condensadores comuns, uma vez que, como referido anteriormente, a área das placas é maior e a distância entre elas é mais pequena [40]:

$$C = \epsilon \cdot \frac{A}{d} \quad (3.7)$$

Em que:

- C é a capacitância do EDLC em Farad;
- ϵ é a permissividade do dielétrico em Farad/m;
- A é a área das placas coletoras em m²;
- d é a distância entre as placas em m;

A energia armazenada num EDLC é, portanto, dada por [40]:

$$E = \frac{1}{2} \cdot C \cdot V^2 \quad (3.8)$$

Em que:

- E é a energia armazenada no EDLC em Joule;
- C é a capacitância do EDLC em Farad;
- V é a tensão aos terminais do EDLC em Volts;

O conteúdo das tabelas 3.29 e 3.30 [1] refere-se às principais características deste tipo de armazenamento de energia elétrica.

Tabela 3.29: Características elétricas dos EDLC.

Potência (MW)	Tempo de descarga	Rendimento (%)	Densidade de potência (W/kg)	Densidade de energia (Wh/kg)
< 0,3	ms - 60 s	85 - 95	800 - 23 500	2,5 - 50,0

Tabela 3.30: Características elétricas dos EDLC (continuação).

Duração do armazenamento	Auto-descarga (por dia)	Tempo de vida (anos)	Ciclos
s - h	20 - 40%	10 - 20	> 100 000

Os custos relativos aos EDLC podem ser consultados na tabela 3.31 [1].

Tabela 3.31: Os diferentes custos dos EDLC.

Tipos de custo	Mínimo (€)	Média (€)	Máximo (€)
PCS	S/I	S/I	S/I
BOP	S/I	S/I	S/I
ESU	S/I	S/I	S/I
O&M	S/I	S/I	S/I
Total inicial por kW	214	229	247
Total inicial por kWh	691	765	856

3.3 Comparação Técnico-económica

Nesta secção, é feita uma comparação técnico-económica das diferentes tecnologias abordadas (dados apresentados no anexo A) [1].

Esta análise comparativa é muito importante nas situações em que, efetivamente, se pretende instalar uma solução de armazenamento de energia elétrica, uma vez que, a utilização da melhor tecnologia é um grande passo para o sucesso técnico-económico da instalação.

Os dados apresentados ao longo da dissertação são importantes numa primeira abordagem ao problema, no entanto, em situações de realização de projeto mais dados teriam de ser tidos em consideração.

3.4 Conclusões

Depois de analisada a comparação técnico económica disponível no Anexo A [1], chega-se à conclusão que, especialmente as *flywheels*, os SMES e os EDLC são tecnologias mais direcionadas para serviços de emergência do sistema, na medida em que, não conseguem fornecer energia durante longos períodos de tempo. No que diz respeito aos paradigmas abordados nesta dissertação, estas três técnicas de armazenamento ainda não são soluções viáveis, no entanto, com os avanços tecnológicos, num futuro próximo, poderão ser "bons remédios para grandes males".

Apesar de ainda haver uma favorável evolução do preço e das características especialmente nas baterias secundárias, tanto estas como os PHES são tecnologias que se encontram numa fase de estagnação no que diz respeito aos aspetos técnicos e financeiros, e, também por isso, possuem o maior grau de confiança em termos de implementação real.

Não obstante do que foi dito, as tecnologias ditas "em desenvolvimento" mostram ter aspetos técnico-económicos que as tornam, no futuro, alternativas viáveis às baterias secundárias e às PHES.

Capítulo 4

Armazenamento em Ambiente de Mercado *Spot*

Este capítulo apresenta aplicações de um terceiro paradigma em que o armazenamento de energia tem potencial técnico-económico no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL).

4.1 O MIBEL

Desde 2007 que a determinação do preço da energia elétrica passou a ser feita em regime de mercado e com livre acesso de todos os produtores, comercializadores e consumidores, em vez de ser estabelecida, a valor fixo, exclusivamente pelos contratos entre os produtores e os comercializadores. Este mercado de eletricidade tem pelo nome MIBEL e é constituído por Portugal e Espanha [41].

O mercado grossista do MIBEL compreende atualmente [41]:

- Um mercado de contratação a prazo perante a supervisão do operador do mercado ibérico polo português (OMIP), em que se estabelecem compromissos, no horizonte temporal, de produção e de compra de energia elétrica. Este mercado pode efetuar liquidação física (entrega da energia) ou liquidação financeira (compensação dos valores monetários subjacentes à negociação);
- Um mercado *spot* de contratação à vista do operador do mercado ibérico polo espanhol (OMIE), com uma componente de contratação diária e uma componente de seis ajustes intra-diários (mercados intra-diários), em que se estabelecem programas de venda (produção) e de compra de eletricidade para o dia seguinte ao da negociação. Trata-se, então, de um mercado marginalista no qual o preço em cada hora é estabelecido a partir do ponto de equilíbrio entre a oferta e a procura (*pool* simétrico). Finalizado o mercado diário, e após o processo de restrições técnicas, realizam-se mercados de ajustamento denominados mercados intra-diários, que permitem aos compradores e vendedores interessados realizarem

ofertas de compra e venda de energia elétrica para ajustar os seus programas de produção e/ou de consumo;

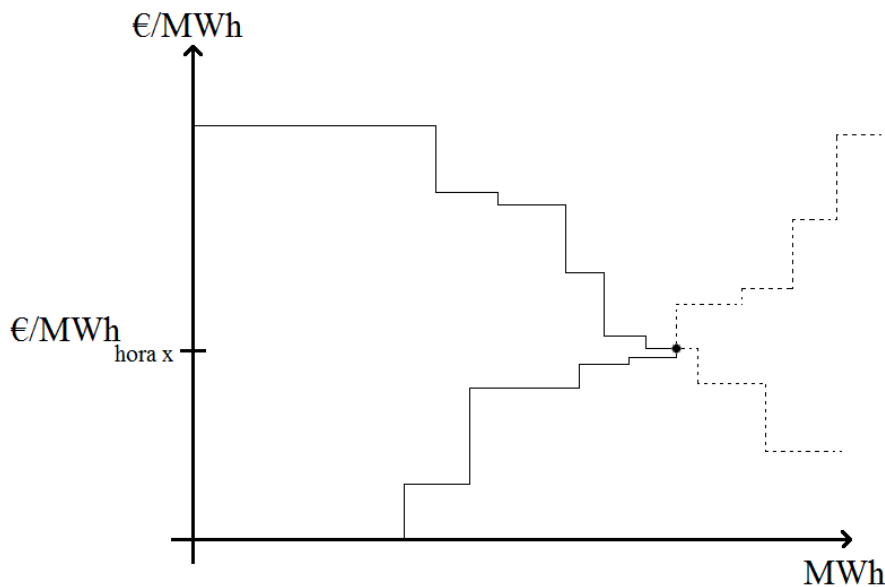
- Um mercado de serviços de sistema que efetua o ajustamento do equilíbrio da produção e do consumo de energia elétrica, que funciona em tempo real;
- Um mercado de contratação bilateral, em que os agentes contratam para os diversos horizontes temporais a compra e venda de energia elétrica;

Perante esta informação, pode-se concluir que no MIBEL existem apenas duas formas de determinação do preço da energia:

1. *Pool* simétrico (mercado diário e intra-diário);
2. Preço fixo (contratação a prazo e bilateral);

O mercado diário e intra-diário, como já foi dito, é realizado utilizando a técnica do *pool* simétrico que consiste na determinação do preço da energia a partir do ponto de interseção entre as ofertas (produtores) ordenadas por ordem crescente de preço e as procuras (comercializadores ou grandes consumidores) ordenadas por ordem decrescente de preço. Este valor pode ainda ser ajustado através dos mercados intra-diários ou no mercado de serviços de sistema.

Figura 4.1: Exemplo de um *pool* simétrico para a hora x .



Todas as ofertas ou procuras que ficam para além do ponto de interseção (tracejado) não são previamente aceites, porém, algumas poderão ser validadas posteriormente no caso de haver ajustes no mercado de serviços de sistema.

Os *pool's* diários e intra-diários do mercado *spot* são todos os dias realizados a horas específicas de modo que exista uma sistematização do processo. Na tabela 4.1 estão discriminadas as informações horárias [41] em relação à realização dos mercados diário e intra-diário.

Tabela 4.1: Horário dos mercados diário e intra-diário.

	Mercado	Mercado Intra-diário					
	Diário	1 ^o	2 ^o	3 ^o	4 ^o	5 ^o	6 ^o
Abertura	8:00	16:00	21:00	1:00	4:00	8:00	12:00
Fecho	10:00	17:45	21:45	1:45	4:45	8:45	12:45
Processo de Encontro	10:30	18:30	22:30	2:30	5:30	9:30	13:30
Comunicação dos Programas	12:00	19:00	23:00	2:45	5:45	9:45	13:45
Horizonte de Programação	1 - 24	21 - 24 1 - 24	1 - 24	5 - 24	8 - 24	12 - 24	16 - 24
Dia D							
Dia D + 1							

4.2 O Terceiro Paradigma

A maior característica do mercado *spot* é o facto de às 12:00h do dia D já se saber o preço para as 24 horas do dia D + 1, conforme a tabela 4.1. Esta característica possibilita a utilização do armazenamento de energia como estratégia económica, uma vez que, sabendo os preços horários do dia seguinte, poder-se-á fazer uma otimização da utilização da técnica de armazenamento.

Pode-se, assim, concluir que existe um terceiro paradigma em que o grande armazenamento de energia eléctrica tem potencial económico: armazenamento em ambiente de mercado *spot*.

Define-se armazenamento em ambiente de mercado *spot* como o ato de, perante os preços horários de mercado, armazenar energia nas horas em que o preço *spot* é mais barato e, nas horas em que a energia é mais cara, vender em mercado.

A tabela 4.2 [42] mostra um exemplo de escalonamento assumindo cinco horas de processo e sem entrar com os parâmetros da tecnologia, de um dia típico (no caso 01/01/14).

Tabela 4.2: Exemplo de escalonamento para o dia 01/01/14.

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Preço (€/MWh)	20,02	10,34	5,35	5	0,5	0	0	0	0	0	2	4,75
Operação						+	+	+	+	+		
Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Preço (€/MWh)	5,35	4,9	0,9	0	0	0	5	7,8	18,9	20	20	8,6
Operação								-	-	-	-	-
Armazenar (+)												
Injetar (-)												

Carregando e descarregando, por exemplo, uma bateria secundária, de acordo com o escalonamento da tabela 4.2, obter-se-ia um saldo positivo de 75,3 €/MW.

4.3 Aplicações e Tipo de Entidades

Existem três aplicações/tipo de entidades que se enquadram nas características do terceiro paradigma definido neste capítulo. Os tipos de entidades são:

1. Comercializadores de Energia Elétrica (CEE);
2. Agregações de Consumidores de Energia Elétrica (ACEE);
3. Grandes Consumidores de Energia Elétrica (GCEE);

4.3.1 Comercializadores de Energia Elétrica

Os CEE são empresas em que a base do negócio consiste na compra de energia elétrica a grosso para que possa ser vendida a consumidores finais.

Em Portugal, os CEE estão divididos em dois grupos:

- Comercializador "livre": define-se comercializador "livre" como a entidade cuja atividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia elétrica, em nome próprio ou em representação de terceiros [43];
- Comercializador de Último Recurso (CUR): entidade titular de licença de comercialização, que no exercício da sua atividade está sujeita à obrigação de prestação universal do serviço de fornecimento de energia elétrica, nos termos legalmente definidos [43];

Atualmente em Portugal, existem, ainda, dois grandes tipos de empresas CUR:

- Grande CUR (EDP Serviço Universal);
- Cooperativas de Energia Elétrica;

É de salientar que, todos estes tipos de entidades/empresas, na ausência de legislação que diga o contrário, possuem a facilidade/possibilidade de poderem armazenar energia.

4.3.2 Agregações de Consumidores de Energia Elétrica

Define-se ACEE como agregações de consumidores domésticos e/ou industriais com o intuito de se tornarem grandes agendes de mercado (mais propriamente compradores de energia), de modo que, o preço por kW seja mais barato em comparação com o preço de venda dos comercializadores de energia elétrica.

Os ACEE podem funcionar, nomeadamente, de duas maneiras:

- Fidelização dos consumidores com uma empresa responsável pelos aspetos burocráticos e técnicos;
- Atuação independente dos consumidores;

A figura 4.2 [44] mostra o funcionamento em termos de fluxos entre os vários agentes, no caso de haver uma empresa intermediária.

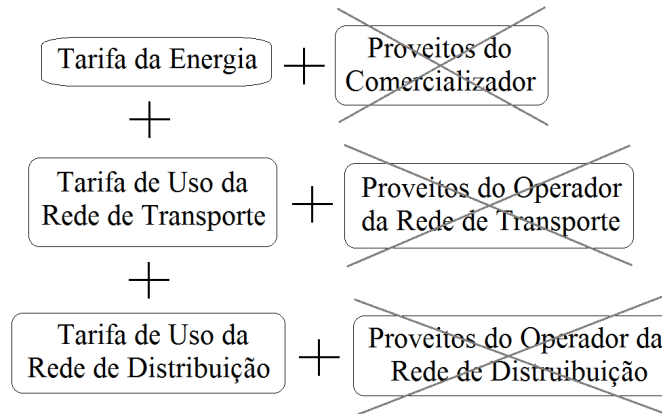
Figura 4.2: Funcionamento do ACEE como empresa intermediária.



Este tipo de projeto é muito promissor em termos económicos visto que as tarifas da energia elétrica são mais baratas porque, as parcelas dos proveitos cobrados pelo CEE, pelo operador da rede de transporte e pelo operador da rede de distribuição não são pagas. Por outro lado, jogando-se com os preços horários, poder-se-ão retirar enormes proveitos financeiros, já que existem horas em que a parcela da tarifa referente ao preço da energia elétrica é, por exemplo, 0 €/kWh. Apesar de já terem tentado, em Portugal, ainda não existem agregações de consumidores deste género.

A figura 4.3 [45] indica as parcelas da tarifa da energia, de um modo simplificado, para o caso de um ACEE.

Figura 4.3: Parcelas da tarifa de energia para um ACEE.



4.3.3 Grandes Consumidores de Energia Elétrica

No contexto desta dissertação, considera-se um grande GCEE um consumidor final alimentado em AT, MT ou BT que se pode constituir como agente de mercado e participar no mercado *spot*.

Os GCEE estão, na maior parte dos casos, associados a grandes indústrias que utilizam energia elétrica para gerar energia térmica.

Em Portugal, a Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Elétrica (APIGCEE), representa a maioria dos consumidores eletrointensivos. As indústrias pertencentes ao APIGCEE possuem um consumo total de 4,5 TWh (dados de 2013) representando, aproximadamente, 10% do consumo elétrico total em Portugal e 25% do consumo industrial. A

APIGCEE conta, atualmente, com os seguintes associados: Ar Líquido, Cimpor, CMP, CUF, Portucel, Sakthi, Secil, Siderurgia, Solvay e Somincor [46].

4.4 Conclusões

O terceiro paradigma é, sem dúvida, uma realidade que surge inequivocamente aquando da criação do MIBEL. Perante a variabilidade dos preços do mercado *spot*, o armazenamento de energia é uma técnica que, teoricamente, pode trazer benefícios especialmente para os consumidores, contornando um pouco a verticalidade do "negócio" da energia elétrica.

No âmbito do terceiro paradigma, o armazenamento de energia elétrica pode funcionar com o objetivo de haver poupança (comprar nas horas baratas para que nas horas caras já não se tenha que comprar) ou lucro (comprar nas horas baratas para vender nas horas caras). Olhando a essas possibilidades, torna-se especialmente interessante verificar até que ponto, atualmente, é economicamente compensatório utilizar o armazenamento em ambiente de mercado *spot* para gerar lucro.

Capítulo 5

Análise Económica

A partir dos conceitos abordados ao longo da dissertação, é possível e pertinente fazer-se uma análise económica do uso do armazenamento de energia em ambiente de mercado *spot* para gerar lucro.

Para a realização deste estudo económico, foram considerados os seguintes pressupostos:

- Análise apenas das baterias secundárias e FB porque possuem boa flexibilidade de instalação e características inerentes a um carregamento/descarregamento na ordem das horas/dias;
- Uso da Taxa Interna de Rendimento (TIR) como quantificador económico e fator de decisão da viabilidade do investimento;
- Possibilidade de apenas uma reposição do equipamento de armazenamento de energia elétrica;
- Processo de carregamento da tecnologia durante, no máximo, 11 horas por dia, visto que o período de utilização é de 24 horas;
- Sempre que os dados são representados em forma de intervalo, utilizar-se-á o valor médio de modo a simplificar a análise;
- Utilização de, no máximo, um ciclo de carga e descarga por dia;

As decisões seguem uma lógica projetista, financeira e técnica com o objetivo de, em termos de análise económica, os resultados serem realistas e estarem em conformidade com os pressupostos qualitativos atuais.

5.1 Dados

Os dados utilizados na análise económica dividem-se em dados das características das tecnologias e dados assumidos.

Foram assumidos os seguintes dados:

- C_{hora} (€/MWh): custo horário da energia de todas as horas de 2014 [42], utilizado como ano modelo;
- i (%): taxa de juro para atualização de capitais no valor de 5%;
- $V_{residual}$ (%): valor percentual residual ou valor percentual de final de projeto relativo ao equipamento, com valor mínimo de 3% do custo inicial;
- Desconto (%): no caso de haver reposição, aplica-se um desconto de, no mínimo, 10%;
- DOD_{max} (%): profundidade de descarga máxima de 50%;

Os valores assumidos acima têm origem em análises empíricas comparativas e seguem linhas técnico-financeiras que se aproximam, neste tipo de projeto, tanto quanto possível, da realidade, pelo que, a incorreta avaliação do valor do desconto e do valor residual será posteriormente apreciada através de uma análise de sensibilidades.

Para além dos dados empíricos e das decisões tomadas, foram também tidas em conta as seguintes características das tecnologias de armazenamento:

- P_{min} (MW): potência mínima que a tecnologia de armazenamento tem que injetar na rede;
- P_{max} (MW): potência máxima que a tecnologia de armazenamento pode injetar na rede;
- $t_{descarga_{min}}$ (h): duração mínima do período de carga ou descarga;
- $t_{descarga_{max}}$ (h): duração máxima do período de carga ou descarga;
- η (%): rendimento do processo de armazenamento;
- Auto-descarga (%): valor percentual da auto-descarga registada por dia;
- Reposição: valor binário no qual o número 0 representa a não existência de reposição e o número 1 representa a existência de reposição;
- t_{vida} (anos): tempo máximo de vida do equipamento;
- €/kW: custo por kW;
- O&M (€/kW): custo de operação e manutenção por kW;

Na maior parte dos casos, o número de ciclos de vida e custo por kWh têm uma distribuição não linear na forma de, muito aproximadamente, uma exponencial decrescente expressa por:

$$y = a \times x^b, \forall b < 0 \quad (5.1)$$

As expressões das características não lineares são, então, dadas por:

$$Ciclos = Ciclos_a \times DOD^{Ciclos_b}, \forall Ciclos_b < 0 \cap DOD \geq 1 \quad (5.2)$$

Em que:

- Ciclos: número de ciclos de carga e descarga máximo que, no caso das baterias secundárias, depende do DOD;
- $Ciclos_a$ e $Ciclos_b$: constantes da expressão matemática;

E ainda:

$$\text{€/kWh} = \text{€/kWh}_a \times h^{\text{€/kWh}_b}, \forall \text{€/kWh}_b < 0 \cap 1 \leq h \leq 11 \quad (5.3)$$

Em que:

- €/kWh: custo máximo por kWh;
- €/kWh_a e €/kWh_b : constantes da expressão matemática;
- h: número de horas de armazenamento;

As tabelas 5.1, 5.2 e 5.3 apresentam os dados das características das tecnologias abordadas na análise económica [1].

Tabela 5.1: Dados das características das tecnologias selecionadas.

Tecnologia	P_{min} (MW)	P_{max} (MW)	$t_{descarga_{min}}$ (h)	$t_{descarga_{max}}$ (h)	η (%)
Pb-acid	0,001 ¹	20,00	1	24	80,0
Ni-Cd	0,001	40,00	1	24	66,5
Na-S	0,050	8,00	1	24	82,5
ZEBRA	0,001	50,00	2	5	87,0
Li-ion	0,001	0,01	1	24	90,0
VRB	0,030	3,00	1	10	75,0
Fe-Cr	1,000	100,00	4	8	73,5

¹ Assume-se que o valor mínimo de potência é 0,001 MW.

Tabela 5.2: Dados das características das tecnologias selecionadas (continuação).

Tecnologia	Auto-descarga (%)	t_{vida} (anos)	Ciclos	
			a	b
Pb-acid	0,2	7,5	160,78	-1,377
Ni-Cd	0,4	15,0	552,57	-1,292
Na-S	20,0	12,5	3084,60	-1,603
ZEBRA	15,0	15,0	1233,80	-1,063
Li-ion	0,2	7,5	5947,20	-1,860
VRB	0,0	7,5	11500,00	0,000
Fe-Cr	0,0	7,5	10000,00	0,000

Tabela 5.3: Dados dos custos das tecnologias selecionadas.

Tecnologia	€/kW	€/kWh		O&M (€/kW)
		a	b	
Pb-acid	465	618,00	0,000	3,4
Ni-Cd	239	780,00	0,000	11,0
Na-S	366	298,00	0,000	3,6
ZEBRA	472	509,00	0,000	5,5
Li-ion	366	795,00	0,000	6,9
VRB	490	641,67	-0,418	8,5
Fe-Cr	362	746,67	-0,825	3,3

5.2 O Problema

O objetivo do problema é determinar o valor da TIR com o máximo detalhe analítico possível, tendo em conta todos os dados acessíveis.

Visto que o operador do sistema de armazenamento tem acesso à primeira estimativa dos preços horários do dia seguinte, pode otimizar/escalonar, consoante as características da tecnologia instalada, a operação do sistema de modo a que se obtenha o máximo ganho possível. Tendo em conta o referido acima, é lógico que, podendo ser realizada, numa primeira instância se execute uma otimização de todos os dias de 2014 para que o estudo financeiro seja o mais realista possível.

Os aspetos a ter em atenção na otimização diária do armazenamento para o ano de 2014 são:

- O rendimento (η): uma vez que a quantidade de energia que é injetada é igual à quantidade de energia armazenada vezes o rendimento do processo, ou seja, o tempo de injeção é diferente do tempo de armazenamento visto que a potência considera-se constante ao longo do ciclo;
- A Auto-descarga: na medida em que quanto mais distantes estiverem entre si os períodos de carga e descarga, mais perda de energia, por auto-descarga, se observa;
- Número de horas de armazenamento: opção por otimizar a utilização do armazenamento para todo o *range* de horas de operação (de 1 a 11 horas) e considerando:

- A possibilidade de, mesmo tendo capacidade para armazenar mais horas, armazenar o número de horas que leve ao maior proveito;
- No caso de ganho negativo, opção por não armazenar que corresponde à utilização de menos um ciclo de vida;
- Número de horas de descarga: consoante o rendimento e a auto-descarga, o número de horas de descarga pode ser um número decimal. Perante isto, a compensação decimal é sempre realizada na hora em que o preço de venda é menor e, no caso de isso implicar algum tempo de paragem extra entre as horas de descarga, este será tido em conta na auto-descarga. Caso seja necessário, não são utilizadas as piores horas;

Após o escalonamento ótimo diário determinado, é possível calcular-se o ganho diário e, por sua vez, o ganho anual para o *range* de horas de operação.

Em relação ao cálculo da TIR, é realizado após a otimização horária e assenta numa lógica de determinação dos *cash-flows* anuais.

Os aspetos a ter em atenção no cálculo da TIR são:

- Os limites e potência (P_{min} e P_{max}): garantir que os limites de potência não são ultrapassados;
- Os limites de tempo de descarga ($t_{descarga_{min}}$ e $t_{descarga_{max}}$): para assegurar que os limites do tempo de descarga são respeitados, tem que se limitar o tempo de carga com os valores do tempo de descarga, e utilizar um *range* de horas de operação que esteja em conformidade com esses limites;
- O tempo de vida (t_{vida}): assumir, numa primeira abordagem, que o tempo de vida máximo do projeto é igual ao tempo de vida máximo do equipamento, tendo em conta a possibilidade de reposição;
- Número de anos correspondentes aos ciclos de funcionamento: funciona como segundo limitador do tempo de vida máximo do projeto, ou seja, o tempo de vida máximo do projeto é dado pelo valor mínimo entre o tempo de vida máximo do equipamento e o número de anos correspondentes aos ciclos de funcionamento. No caso de o número de anos correspondente aos ciclos de funcionamento ser menor que o tempo de vida máximo do equipamento, o tempo de vida do projeto pode ser dado por um valor decimal e, nesse caso, o ganho do último ano é diminuído em conformidade com a parte decimal assim como o custo O&M;
- Custo de investimento: valor negativo correspondente ao *cash-flow* do ano 0 ("*cash-flow* dos investimentos") e está subdividido nas seguintes parcelas:
 - Custo por unidade de potência (€/MW);
 - Custo por unidade de energia (€/MWh) cujo valor de energia corresponde ao produto entre o valor da potência e o número de horas de operação nominal;

- Custo da reposição (caso haja reposição) correspondente ao custo por unidade de potência e energia (€/MW e €/MWh) atualizado para o presente a uma taxa de juro i e com um determinado desconto;
- Custo O&M: custo de operação e manutenção adicionado a todos os *cash-flows* dos anos de projeto;
- O ganho: valor do ganho anual proveniente da otimização diária adicionado a todos os *cash-flows* dos anos de projeto;
- O valor residual: ganho de final de projeto adicionado ao último *cash-flow*;

5.3 Algoritmo

Os algoritmos utilizados para a resolução do problema da análise económica foram desenvolvidos na linguagem *Visual Basic* e foi utilizado o programa *Microsoft Excel 2016 MSO (16.0.4266.1001)* como suporte de programação e demonstração de resultados.

Numa lógica de subproblemas, foram desenvolvidos dois algoritmos:

- Algoritmo para otimização diária;
- Algoritmo para cálculo da TIR;

A representação da lógica algorítmica está explícita nos fluxogramas das figuras 5.1, 5.2 e 5.3, e nas explicações dos blocos e aspetos mais críticos.

5.3.1 Otimização Diária

Figura 5.1: Fluxograma do algoritmo de otimização diária.

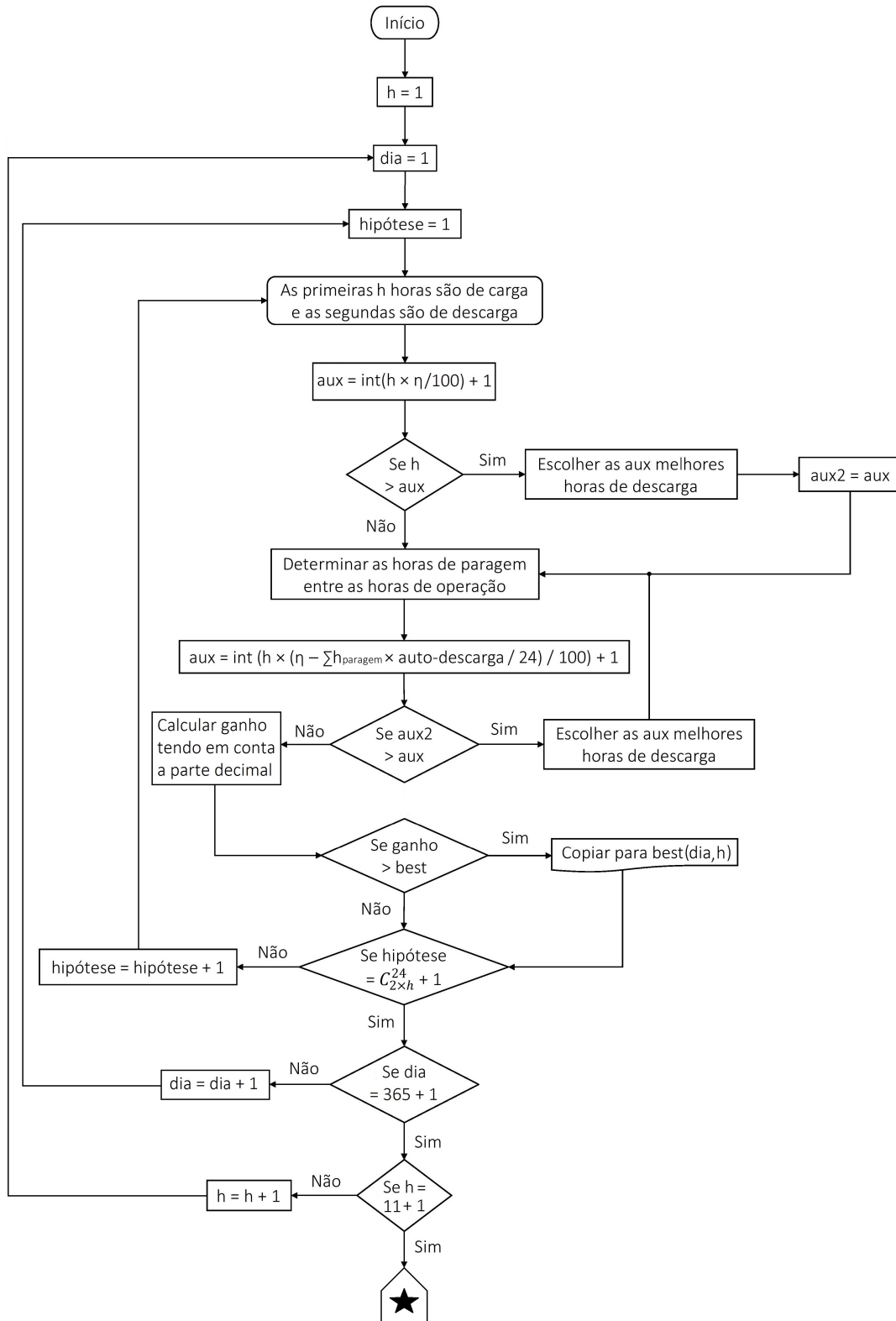
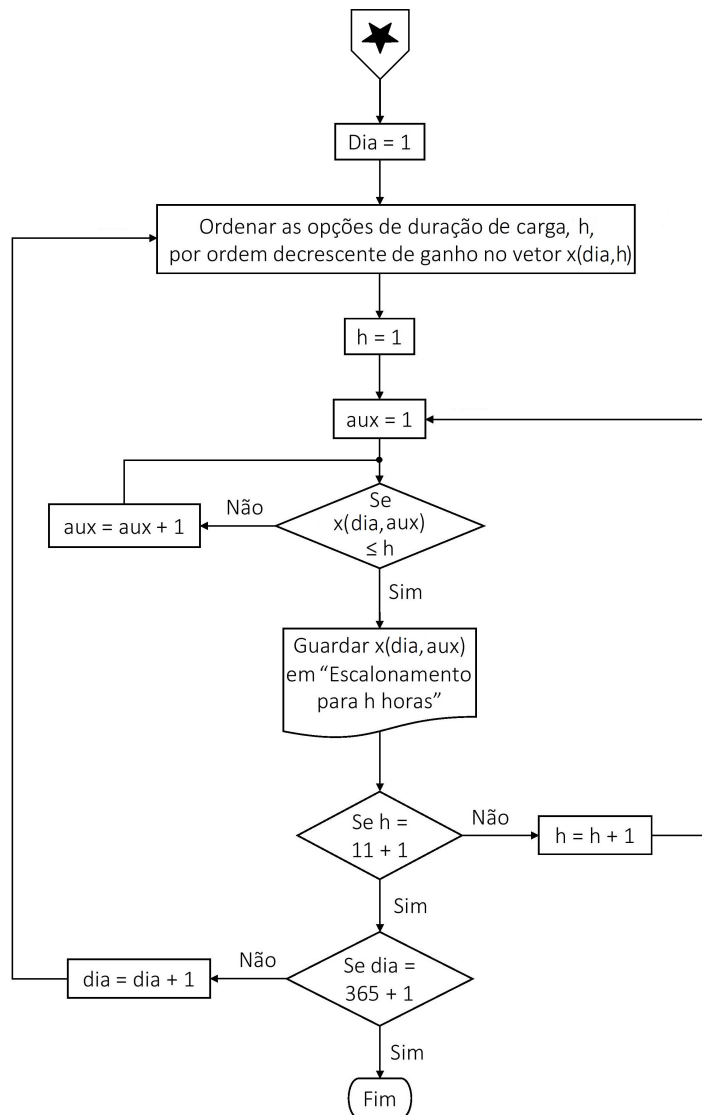


Figura 5.2: Fluxograma do algoritmo de otimização diária (continuação).

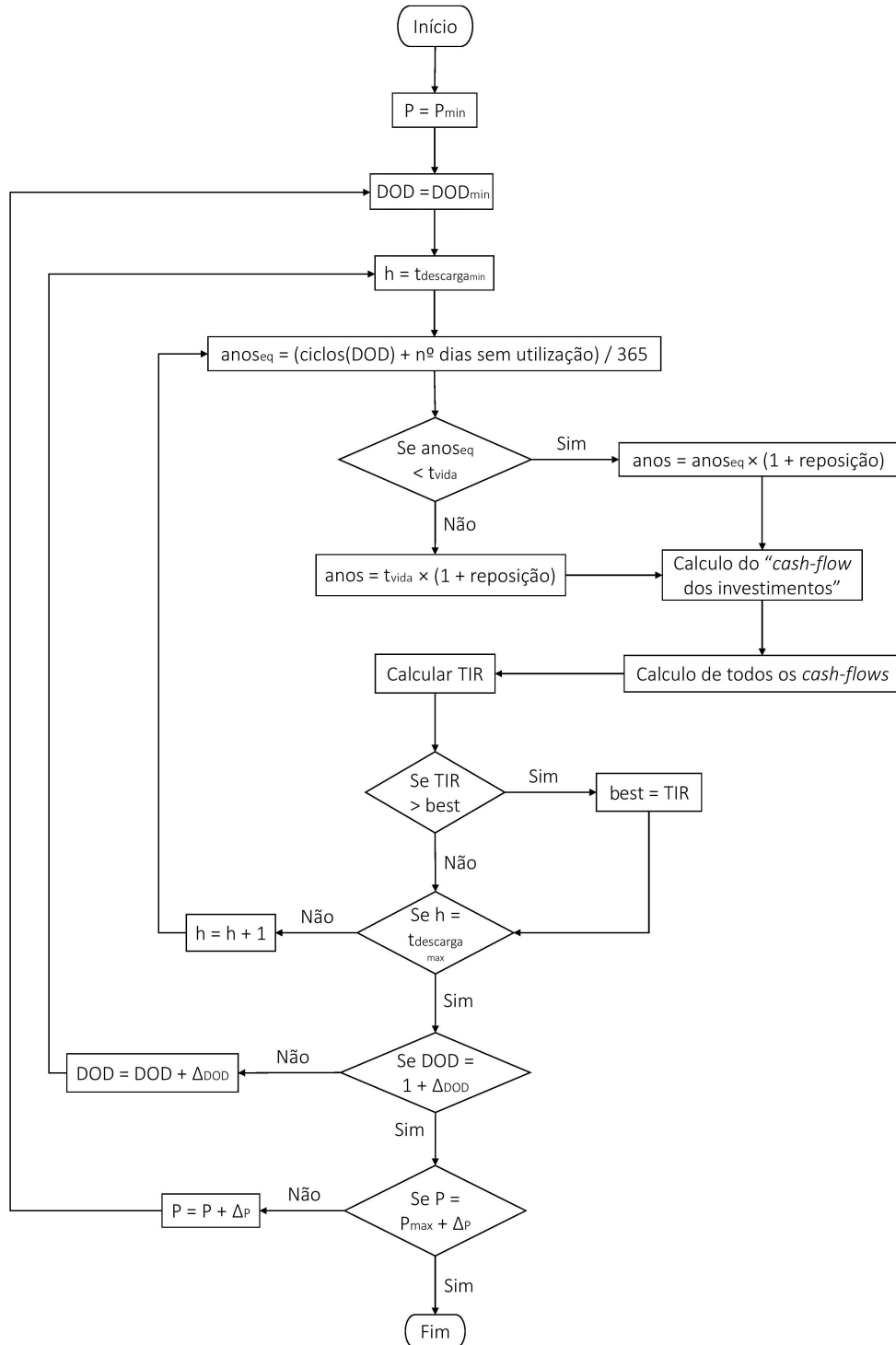


A "hipótese" corresponde a uma das $C_{2 \times h}^{24}$ combinações possíveis, ou seja, 24 posições a serem percorridas por $2 \times h$ elementos em que as primeiras h posições são horas de carga e as segundas h posições são horas de descarga.

O vetor $x(\text{dia}, h)$ funciona como apontador para o vetor $\text{best}(\text{dia}, h)$ e todas as variáveis e vetores são inicializados a zero.

5.3.2 Cálculo da TIR

Figura 5.3: Fluxograma do algoritmo do cálculo da TIR.



Δ_{DOD} e Δ_P são os "passos" de avanço do algoritmo, e os valores utilizados foram 0,01 e 1 kW, respectivamente.

5.4 Resultados

Nesta secção, são apresentados os resultados da análise económica para as opções de carga e descarga, com e sem reposição.

Os dados de saída do programa são:

- TIR (%);
- P (kW): potência nominal;
- E (kWh): energia nominal;
- Investimento (€): valor do *cash-flow* número 0;
- Horas (h): número de horas de carga nominal;
- DOD;
- Anos: tempo de vida do projeto;

As tabelas 5.4 e 5.5 contêm os resultados do problema da análise económica para as opções de com e sem reposição.

Tabela 5.4: Resultados do problema sem reposição.

Tecnologia	TIR (%)	P (kW)	E (kWh)	Investimento (€)	Horas (h)	DOD	Anos
Pb-acid	-82,41	1	8	5 409	4	0,50	1,12
Ni-Cd	-58,20	1	12	9 599	6	0,50	3,43
Na-S	-18,35	50	321	113 813	5	0,78	12,50
ZEBRA	-24,89	1	8	4 544	4	0,50	10,26
Li-ion	-32,28	1	4	3 578	4	0,99	7,50
VRB	-31,61	30	420	59 415	7	0,50	7,50
Fe-Cr	-26,36	1000	16000	968 484	8	0,50	7,50

Tabela 5.5: Resultados do problema com reposição.

Tecnologia	TIR (%)	P (kW)	E (kWh)	Investimento (€)	Horas (h)	DOD	Anos
Pb-acid	-74.03	1	8	9 825	4	0,50	2,24
Ni-Cd	-43.74	1	12	16 706	6	0,50	6,86
Na-S	-9.51	50	321	168 134	5	0,78	25,00
ZEBRA	-14.61	1	8	6 935	4	0,50	20,53
Li-ion	-19.18	1	4	5 758	4	0,99	15,00
VRB	-18.61	30	420	95 607	7	0,50	15,00
Fe-Cr	-14.48	1000	16000	1 558 442	8	0,50	15,00

Os resultados mostram que, pelo menos nesta altura, o armazenamento de energia em ambiente de mercado *spot* para as tecnologias utilizadas ainda não é viável, pois todos os valores da TIR calculados são negativos. É, porém, de salientar a possibilidade de, com o melhoramento de algumas características, o valor da TIR mudar substancialmente ao ponto de evoluir para valores positivos. Desta forma, torna-se pertinente a realização de uma análise de sensibilidades às características integrantes no cálculo.

5.5 Análise de Sensibilidades

Define-se análise de sensibilidades como a avaliação da evolução do parâmetro de decisão de uma análise económica aquando da variação dos dados de entrada, no intuito de se verificar qual ou quais os aspetos mais influentes. No contexto do problema abordado, a partir da análise de sensibilidades, é possível determinar-se os parâmetros cuja sensibilidade da TIR é maior, e até que ponto estes podem torná-la positiva. Os dados de entrada, como a cima foi referido, estão divididos em dados assumidos e das características das tecnologias. Os parâmetros das tecnologias que serão alvo de variação são:

- t_{vida} ;
- Ciclos_a;
- Ciclos_b;
- €/kW;
- €/kWh_a;
- €/kWh_b;
- O&M;

Os parâmetros assumidos que serão alvo de variação são:

- $V_{residual}$;
- Desconto;

Dependendo da tecnologia, existem aspetos que, logicamente, não terão influência nenhuma do resultado da TIR, pelo que, esses não serão abordados.

Para que o entendimento e a análise sejam mais claros, melhorar-se-ão os parâmetros de 5% em 5% até 50% no caso das características e do desconto, e até 25% no caso do $V_{residual}$.

Acrescentando ao valor da TIR, o declive da reta proveniente da linearização da evolução da TIR desde o caso base até ao ponto em questão, será também um resultado da análise de sensibilidades e indica, para cada escalão de melhoramento, qual o parâmetro que mais influencia a TIR.

Podendo ser consultados no Anexo B, os resultados da análise de sensibilidades, infelizmente, apresentam valores de TIR ainda longe dos desejados e uma forte correlação com o número de anos de projeto, de tal modo que, o número de anos de projeto é mais influente que os custos de aquisição. Este fenómeno verifica-se porque, como o balanço final entre os custos e os proveitos é díspar e, segundo a construção do valor da TIR, quanto mais no futuro estiver um valor mais este vale no presente, a influência do aumento dos proveitos devido ao aumento do número de anos de projeto é maior que a influência da diminuição dos custos.

Por último e em jeito de previsão futurista otimista, as tabelas 5.6, 5.7 e 5.8 apresentam, respetivamente, os dados e os resultados de uma previsão de melhoramento de 50% de todas² as características, 40% de desconto na reposição e 20% para o valor residual.

²Com exceção do rendimento porque possui um limite óbvio.

Tabela 5.6: Dados da previsão de melhoramento otimista.

Tecnologia	t_{vida} (anos)	Ciclos _a	Ciclos _b	€/kW	€/kWh _a	€/kWh _b	O&M (€/kW)
Pb-acid	S/S	241,17	-2,066	232,5	309,0	S/S	1,70
Ni-Cd	S/S	828,86	-1,938	119,5	390,0	S/S	5,50
Na-S	18,75	4626,90	-2,405	183,0	149,0	S/S	1,80
ZEBRA	S/S	1850,70	-2,405	236,0	254,5	S/S	2,75
Li-ion	11,25	S/S	S/S	183,0	397,5	S/S	3,45
VRB	11,25	S/S	S/S	245,0	320,8	-0,627	4,25
Fe-Cr	11,25	S/S	S/S	181,0	373,3	-1,238	1,65

Tabela 5.7: Dados da previsão de melhoramento otimista (continuação).

Tecnologia	η (%)		Auto-descarga (%)		Desconto (%)	$V_{residual}$ (%)
	Melhoramento	Valor	Melhoramento	Valor		
Pb-acid	20	96,0	50	0,1	40	20
Ni-Cd	20	79,8	50	0,2	40	20
Na-S	15	94,9	50	10,0	40	20
ZEBRA	10	95,7	50	7,5	40	20
Li-ion	10	99,0	50	0,1	40	20
VRB	30	97,5	S/S	S/S	40	20
Fe-Cr	30	95,6	S/S	S/S	40	20

Tabela 5.8: Resultados da TIR para previsão de melhoramento otimista.

Tecnologia	Sem Reposição (%)	Com Reposição (%)
Pb-acid	-39,66	-26,96
Ni-Cd	-15,42	-9,34
Na-S	-1,59	0,71
ZEBRA	-3,98	-1,37
Li-ion	-9,16	-4,75
VRB	-1,55	1,31
Fe-Cr	11,40	10,41

5.6 Conclusões

A FB de Fe-Cr destaca-se claramente pela positiva, pois apresenta valores de TIR relativamente apreciáveis, especialmente para um investimento que ronda os 12 anos (sem reposição). No entanto, este cenário equivale a um melhoramento expressivo de todas as características, desconto e valor residual, que pode ou não ir ao encontro de uma realidade a relativo curto prazo.

Os valores da TIR, no caso de se utilizar a bateria secundária de Pb-acid, são muito maus, mesmo havendo um melhoramento significativo de todas as características, porque existem características que são completamente inadequadas olhando ao tipo de utilização pretendida no "terceiro paradigma". Por outras palavras, por exemplo, o número de ciclos equivalente ao tempo de vida

do equipamento teria de melhorar bem mais que 50%, para que, visto que é uma características demasiado desajustada, o valor da TIR possa progredir acentuadamente. No caso da bateria secundária de Pb-acid, observa-se uma irrefutável dependência de uma característica, que faz com que, mesmo tendo as outras características moldadas ao tipo de utilização pretendido, o valor da TIR seja reduzido.

Em relação às outras tecnologias, verifica-se um meio termo, ou seja, averiguando a análise de sensibilidades, existe uma ou mais características que necessitam de ser melhoradas mais que 50%, estando, no entanto, muito próximas do valor necessário para que a TIR se torne atrativa.

Capítulo 6

Considerações Finais

Neste capítulo são apresentadas as conclusões extraídas dos estudos realizados na presente dissertação, ao nível da pesquisa sobre as diferentes tecnologias de armazenamento de energia existentes no âmbito da sua integração em sistemas de larga escala de potências, e ao nível da utilização do armazenamento em ambiente de mercado *spot*, considerando as suas especificações, características e restrições técnicas e económicas.

É também proposta a realização de novos trabalhos relacionados com o tema, tendo em conta tudo o que foi investigado ao longo do trabalho descrito nesta dissertação.

6.1 Conclusão

As tecnologias de grande armazenamento são tecnologias em constante desenvolvimento que, ao longo do tempo, se têm tornado na principal solução para muitos problemas dos SEE. Notoriamente, existe diferenciação entre as tecnologias de armazenamento de energia já desenvolvidas e as em desenvolvimento, principalmente no que diz respeito às aplicações reais, dado que, atualmente, para as últimas, a implementação efetiva ainda não é economicamente viável, apesar das boas expectativas de futuro. Além disto, um fator muito importante a retirar da análise informativa é a distinção aplicacional que se pode fazer entre as tecnologias de fácil implementação e as de difícil implementação (necessitam de estruturas previamente construídas ou formações naturais).

O trabalho de pesquisa realizado na construção da primeira parte desta dissertação levantou algumas questões financeiras em relação às aplicações do grande armazenamento no SEE, em especial no caso do armazenamento em ambiente de mercado *spot*. Perante as dúvidas acerca da viabilidade económica do chamado "O Terceiro Paradigma" e olhando aos dados atuais, foi necessária a realização de uma profunda análise económica.

O estudo financeiro revelou que, claramente, hoje em dia comprar energia em mercado nas horas em que esta é mais barata, armazenar e depois vender nas horas em que é mais cara, ainda está longe de ser um bom investimento. Os valores da TIR extraídos dos resultados demonstram uma discrepância considerável entre o valor dos investimento e o ganho.

Apesar de tudo e após a realização da análise de sensibilidades, foi possível ter-se uma ideia da evolução necessária das características das tecnologias e dos seus custos para que possam ser boas alternativas. A evolução é mandatória e bem expressiva, facto que afasta as alternativas estudadas da solução ideal durante, seguramente, uns bons anos.

6.2 Trabalhos Futuros

O armazenamento de grandes quantidades de energia é um tema com vastas aplicações, e, muitas delas, têm surgido devido a problemas atuais. Nesta dissertação, foi economicamente analisada uma dessas aplicações: armazenamento de energia em ambiente de mercado *spot*.

Relativamente à aplicação abordada nesta tese, é pertinente ser feito um estudo económico equivalente para outros mercados eléctricos, na medida em que, como os preços da energia têm valores e dinâmicas diferentes, a viabilidade económica poderá ser positivamente diferente. Além disso, apenas foram tidas em conta as baterias secundárias e de fluxo, logo, é também importante ser estudada a viabilidade económica da utilização de outras tecnologias, especialmente aquelas que necessitam de grandes reservatórios e/ou formações geológicas naturais.

As ilhas são, neste momento, um dos objetos de maior estudo em termos eléctricos, pois o funcionamento de uma rede eléctrica pequena e isolada levanta diversas complicações operacionais. Numa ilha, uma grande penetração de energia renovável acarreta muitos problemas devido à falta de "suporte eléctrico", ou seja, como há variabilidade dos recursos renováveis (especialmente energia eólica), inexistência de ligação a uma rede grande com valores significativos de inércia, pouco suporte eléctrico (rede europeia) e recursos hídricos para a criação de PHES "tradicionais" muito escassos, a penetração de energia renovável tem que ser suportada pelas reservas de sistema. No caso das ilhas, as reservas de sistema são asseguradas, nomeadamente, por centrais térmicas, isto é, para haver aumento da penetração renovável têm que ser construídas centrais térmicas para suporte. Para concluir, é de todo interessante ser realizado um estudo económico para determinar se, aquando do expectável aumento de centrais a energia renovável nas ilhas, é mais favorável construir-se centrais térmicas para suporte ou utilizar o armazenamento de energia eléctrica com o intuito de armazenar quando há excesso e injetar quando há escassez.

A ilha Graciosa no Açores será uma das pioneiras neste tipo de sistema. O acordo de 25 milhões de euros assinado em 2012 com a empresa alemã Younicos, será um passo importantíssimo para a ilha em termos energéticos e, especialmente, para a confirmação da viabilidade económica deste tipo de projeto. No caso da Graciosa, pretende-se que a penetração renovável seja de 70% com o suporte eléctrico assegurado pelas baterias secundárias instaladas.

Anexo A

Comparação Técnico-económica

A.1 Características

Tabela A.1: Características de todas as tecnologias abordadas.

Tecnologia	Potência (MW)	Tempo de descarga	Rendimento (%)	Densidade de potência (W/kg)	Densidade de energia (Wh/kg)
PHES	10 - 1 000	1 - 24 h	70 - 82	S/I	0,5 - 1,5
Pb-acid	< 20	s - h	70 - 90	75 - 300	30 - 50
Ni-Cd	< 40	s - h	60 - 73	50 - 1 000	15 - 300
Ni-MH	S/I	S/I	70 - 90	S/I	60 - 110
Na-S	0,05 - 8,00	s - h	75 - 90	30 - 50	150 - 250
ZEBRA	< 50	2 - 5 h	86 - 88	150 - 200	100 - 150
Li-ion	< 0,01	m - h	85 - 95	50 - 2 000	150 - 300
VRB	0,03 - 3,00	s - 10 h	65 - 85	166	10 - 35
PSB	< 15	s - 10 h	65 - 85	S/I	S/I
Zn-Vr	0,05 - 2,00	s - 10 h	60 - 70	45	30 - 85
Fe-Cr	1 - 100	4 - 8 h	72 - 75	S/I	S/I
FC	0,3 - 50,0	s - 24 h	33 - 42	500	100 - 10 000
CAES <i>under</i>	5 - 400	1 - 24 h	70 - 89	S/I	30 - 60
CAES <i>above</i>	3 - 15	2 - 4 h	70 - 90	S/I	S/I
<i>Flywheels</i>	< 0,25	ms - 15 m	93 - 95	1 000	5 - 100
SMES	0,1 - 10,0	ms - 8 s	95 - 98	500 - 2 000	0,5 - 5,0
EDLC	< 0,3	ms - 60 s	85 - 95	800 - 23 500	2,5 - 50,0

Tabela A.2: Características de todas as tecnologias abordadas (continuação).

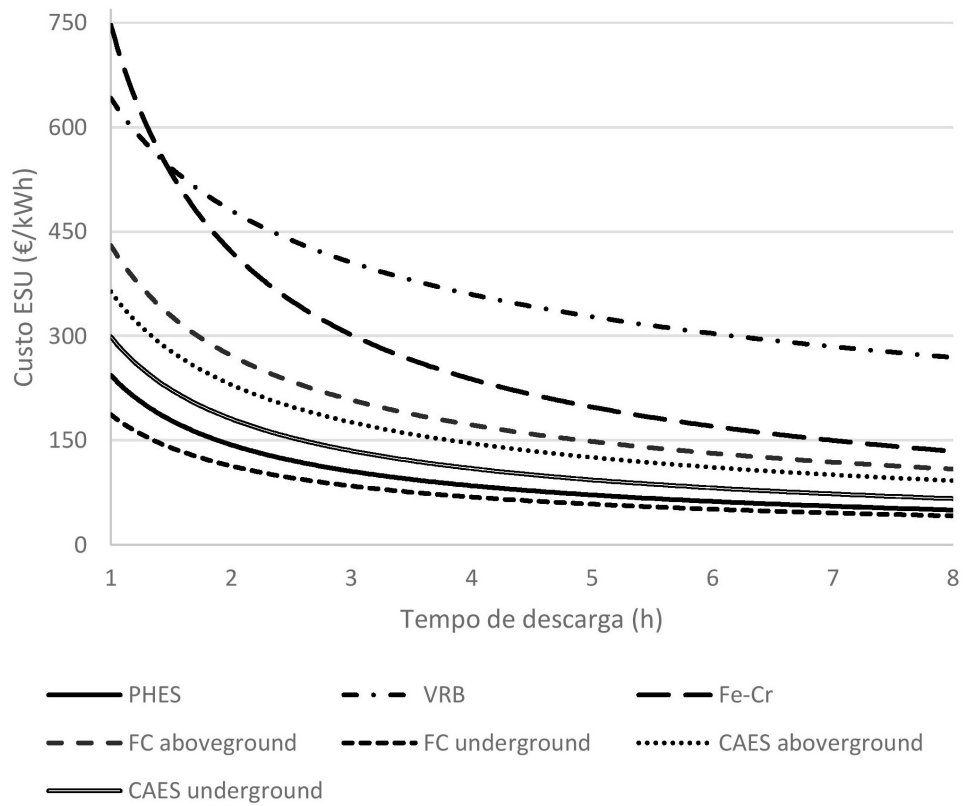
Tecnologia	Duração do armazenamento	Auto-descarga (por dia)	Tempo de vida (anos)	Ciclos
PHES	h - meses	S/S	50 - 60	S/S
Pb-acid	m - dias	0,1 - 0,3%	5 - 10	Figura 3.10
Ni-Cd	m - dias	0,2 - 0,6%	10 - 20	Figura 3.10
Ni-MH	S/I	S/I	S/I	Figura 3.10
Na-S	s - h	20,0%	10 - 15	Figura 3.10
ZEBRA	s - h	15,0%	15	Figura 3.10
Li-ion	m - dias	0,1 - 0,3%	5 - 15	Figura 3.10
VRB	h - meses	S/S	5 - 10	10 000 - 13 000
PSB	h - meses	S/S	5 - 10	2 000 - 2 500
Zn-Vr	h - meses	S/S	5 - 10	5 000 - 10 000
Fe-Cr	S/I	S/I	5 - 10	> 10 000
FC	h - meses	S/S	15 - 20	20 000
CAES <i>under</i>	h - meses	S/S	20 - 40	> 13 000
CAES <i>above</i>	h - dias	S/S	20 - 40	> 13 000
<i>Flywheels</i>	s - m	100,0%	15 - 20	20 000 - 100 000
SMES	m - h	10 - 15%	15 - 20	> 100 000
EDLC	s - h	20 - 40%	10 - 20	> 100 000

A.2 Custos

Tabela A.3: Custos iniciais das tecnologias abordadas.

Tecnologia	€/kW			€/kWh		
	Mínimo	Média	Máximo	Mínimo	Média	Máximo
PHES <i>upgrade</i>	376	528	969	Figura A.1		
PHES raíz	2 500	3 500	4 500	S/I	S/I	S/I
Pb-acid	238	465	724	184	618	847
Ni-Cd	206	239	329	564	780	1 120
Ni-MH	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Na-S	241	366	865	180	298	563
ZEBRA	335	472	638	366	509	778
Li-ion	241	463	581	470	795	1 249
VRB	472	490	527	Figura A.1		
PSB	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Zn-Vr	151	444	595	178	195	530
Fe-Cr	326	362	523	Figura A.1		
FC <i>under</i>	1 382	2 465	4 453	Figura A.1		
FC <i>above</i>	1 382	2 465	4 453	Figura A.1		
CAES <i>under</i>	804	846	887	Figura A.1		
CAES <i>above</i>	549	843	1 014	Figura A.1		
<i>Flywheels</i>	263	287	470	865	2 815	47 764
SMES	212	218	568	5 310	6 090	6 870
EDLC	214	229	247	691	765	856

Figura A.1: Variação do custo médio por unidade de energia.



Anexo B

Resultados da Análise de Sensibilidades

Nas tabelas seguintes, a parte superior corresponde ao valor da TIR e a parte inferior ao declive multiplicado por 100.

B.1 Pb-acid

Tabela B.1: Variação das características para Pb-acid sem reposição.

Caraterística	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
η	-82,41	S/I	-82,29	S/I	-82,19	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Ciclos _a	-82,41	-82,36	-82,31	-82,26	-82,21	-82,15	-82,10	-82,05	-82,00	-81,95	-81,90
Ciclos _b	-82,41	-82,36	-82,31	-82,25	-82,20	-82,14	-82,07	-82,01	-81,94	-81,87	-81,79
€/kW	-82,41	-82,41	-82,41	-82,41	-82,41	-82,41	-82,40	-82,40	-82,40	-82,40	-82,40
€/kWh _a	-82,41	-82,40	-82,38	-82,37	-82,35	-82,33	-82,31	-82,28	-82,26	-82,22	-82,18
O&M	-82,41	-82,41	-82,41	-82,40	-82,40	-82,40	-82,39	-82,39	-82,39	-82,39	-82,38
η	0,000	S/I	1,200	S/I	1,100	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Ciclos _a	0,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,040	1,033	1,029	1,025	1,022	1,020
Ciclos _b	0,000	1,000	1,000	1,067	1,050	1,080	1,133	1,143	1,175	1,200	1,240
€/kW	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,033	0,029	0,025	0,022	0,020
€/kWh _a	0,000	0,200	0,300	0,267	0,300	0,320	0,333	0,371	0,375	0,422	0,460
O&M	0,000	0,000	0,000	0,067	0,050	0,040	0,067	0,057	0,050	0,044	0,060

Tabela B.2: Variação das características para Pb-acid com reposição.

Caraterística	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
η	-74,03	S/I	-73,82	S/I	-73,63	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Ciclos _a	-74,03	-73,94	-73,84	-73,74	-73,64	-73,55	-73,45	-63,61	-63,50	-63,40	-63,30
Ciclos _b	-74,03	-73,94	-73,84	-73,73	-73,62	-73,51	-63,65	-63,51	-63,37	-63,22	-63,07
€/kW	-74,03	-74,03	-74,03	-74,03	-74,03	-74,02	-74,02	-74,02	-74,02	-74,01	-74,01
€/kWh _a	-74,03	-74,01	-73,98	-73,96	-73,92	-73,89	-73,85	-73,80	-73,75	-73,69	-73,62
O&M	-74,03	-74,03	-74,02	-74,02	-74,01	-74,01	-74,00	-74,00	-73,99	-73,99	-73,98
η	0,000	S/I	2,100	S/I	2,000	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Ciclos _a	0,000	1,800	1,900	1,933	1,950	1,920	1,933	29,771	26,325	23,622	21,460
Ciclos _b	0,000	1,800	1,900	2,000	2,050	2,080	34,600	30,057	26,650	24,022	21,920
€/kW	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,040	0,033	0,029	0,025	0,044	0,040
€/kWh _a	0,000	0,400	0,500	0,467	0,550	0,560	0,600	0,657	0,700	0,756	0,820
O&M	0,000	0,000	0,100	0,067	0,100	0,080	0,100	0,086	0,100	0,089	0,100

Tabela B.3: Variação das decisões para Pb-acid sem reposição.

Decisão	3%	5%	10%	15%	20%	25%
$V_{residual}$	-82,41	-77,40	-68,16	-61,06	-55,08	-49,80
$V_{residual}$	0,000	250,500	203,571	177,917	160,765	148,227

Tabela B.4: Variação das decisões para Pb-acid com reposição.

Decisão	3%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
Desconto	S/I	S/I	-74,03	-73,81	-73,58	-73,34	-73,09	-72,84	-72,57	-72,29	-72,00
$V_{residual}$	-74,03	-69,40	-61,65	-56,19	-51,83	-48,15	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Desconto	S/I	S/I	0,000	4,400	4,500	4,600	4,700	4,760	4,867	4,971	5,075
$V_{residual}$	0,000	231,500	176,857	148,667	130,588	117,636	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I

B.2 Ni-Cd

Tabela B.5: Variação das características para Ni-Cd sem reposição.

Caraterística	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
η	-58,20	S/I	S/I	S/I	-57,67	S/I	S/I	S/I	S/I	-56,84	S/I
Ciclos _a	-58,20	-58,16	-58,13	-58,10	-50,23	-50,20	-50,17	-50,14	-50,11	-44,06	-44,03
Ciclos _b	-58,20	-58,17	-58,14	-58,11	-50,23	-50,20	-50,16	-50,13	-44,07	-44,03	-44,00
€/kW	-58,20	-58,20	-58,20	-58,20	-58,19	-58,19	-58,19	-58,19	-58,19	-58,19	-58,19
€/kWh _a	-58,20	-58,19	-58,18	-58,16	-58,15	-58,14	-58,12	-58,10	-58,08	-58,05	-58,02
O&M	-58,20	-58,17	-58,15	-58,13	-58,11	-58,09	-58,07	-58,05	-58,02	-57,99	-57,97
η	0,000	S/I	S/I	S/I	2,650	S/I	S/I	S/I	S/I	3,022	S/I
Ciclos _a	0,000	0,800	0,700	0,667	39,850	32,000	26,767	23,029	20,225	31,422	28,340
Ciclos _b	0,000	0,600	0,600	0,600	39,850	32,000	26,800	23,057	35,325	31,489	28,400
€/kW	0,000	0,000	0,000	0,000	0,050	0,040	0,033	0,029	0,025	0,022	0,020
€/kWh _a	0,000	0,200	0,200	0,267	0,250	0,240	0,267	0,286	0,300	0,333	0,360
O&M	0,000	0,600	0,500	0,467	0,450	0,440	0,433	0,429	0,450	0,467	0,460

Tabela B.6: Variação das características para Ni-Cd com reposição.

Característica	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
η	-43,74	S/I	S/I	S/I	-39,10	S/I	S/I	S/I	-38,30	S/I	S/I
Ciclos _a	-43,74	-39,60	-39,55	-39,51	-35,93	-35,89	-33,01	-32,97	-32,94	-30,37	-30,33
Ciclos _b	-43,74	-39,60	-39,56	-39,51	-35,93	-35,89	-33,01	-32,96	-30,38	-30,33	-28,23
€/kW	-43,74	-43,74	-43,74	-43,74	-43,74	-43,74	-43,74	-43,74	-43,74	-43,74	-43,74
€/kWh _a	-43,74	-43,73	-43,71	-43,70	-43,68	-43,66	-43,63	-43,60	-43,57	-43,53	-43,49
O&M	-43,74	-43,71	-43,68	-43,65	-43,62	-43,59	-43,56	-43,52	-43,49	-43,45	-43,42
η	0,000	S/I	S/I	S/I	23,200	S/I	S/I	S/I	13,600	S/I	S/I
Ciclos _a	0,000	82,800	41,900	28,200	39,050	31,400	35,767	30,771	27,000	29,711	26,820
Ciclos _b	0,000	82,800	41,800	28,200	39,050	31,400	35,767	30,800	33,400	29,800	31,020
€/kW	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
€/kWh _a	0,000	0,200	0,300	0,267	0,300	0,320	0,367	0,400	0,425	0,467	0,500
O&M	0,000	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,629	0,625	0,644	0,640

Tabela B.7: Variação das decisões para Ni-Cd sem reposição.

Decisão	3%	5%	10%	15%	20%	25%
$V_{residual}$	-58,20	-52,57	-43,66	-37,68	-33,05	-29,22
$V_{residual}$	0,000	281,500	207,714	171,000	147,941	131,727

Tabela B.8: Variação das decisões para Ni-Cd com reposição.

Decisão	3%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
Desconto	S/I	S/I	-43,74	-43,55	-43,35	-43,15	-42,93	-42,72	-42,49	-42,26	-42,02
$V_{residual}$	-43,74	-39,58	-33,38	-29,45	-26,51	-24,14	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Desconto	S/I	S/I	0,000	3,800	3,900	3,933	4,050	4,080	4,167	4,229	4,300
$V_{residual}$	0,000	208,000	148,000	119,083	101,353	89,091	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I

B.3 Na-S

Tabela B.9: Variação das características para Na-S sem reposição.

Caraterística	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
η	-18,35	S/I	-16,92	-16,23	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Auto-descarga	-18,35	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	-18,22
t_{vida}	-18,35	-17,29	-16,87	-15,95	-15,14	-14,75	-14,05	-13,74	-13,11	-12,51	-12,29
Ciclos _a	-18,35	-18,25	-18,11	-18,02	-17,93	-17,82	-17,72	-17,63	-17,55	-17,46	-17,42
Ciclos _b	-18,35	-18,30	-18,25	-18,25	-18,21	-18,16	-18,16	-18,11	-18,09	-18,07	-18,05
€/kW	-18,35	-18,31	-18,28	-18,24	-18,20	-18,15	-18,10	-18,06	-18,01	-17,96	-17,91
€/kWh _a	-18,35	-18,16	-17,95	-17,73	-17,48	-17,22	-16,94	-16,62	-16,28	-15,89	-15,47
O&M	-18,35	-18,31	-18,27	-18,23	-18,19	-18,14	-18,10	-18,05	-18,01	-17,96	-17,92
η	0,000	S/I	14,300	14,133	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Auto-descarga	0,000	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	0,260
t_{vida}	0,000	21,200	14,800	16,000	16,050	14,400	14,333	13,171	13,100	12,978	12,120
Ciclos _a	0,000	2,000	2,400	2,200	2,100	2,120	2,100	2,057	2,000	1,978	1,860
Ciclos _b	0,000	1,000	1,000	0,667	0,700	0,760	0,633	0,686	0,650	0,622	0,600
€/kW	0,000	0,800	0,700	0,733	0,750	0,800	0,833	0,829	0,850	0,867	0,880
€/kWh _a	0,000	3,800	4,000	4,133	4,350	4,520	4,700	4,943	5,175	5,467	5,760
O&M	0,000	0,800	0,800	0,800	0,800	0,840	0,833	0,857	0,850	0,867	0,860

Tabela B.10: Variação das características para Na-S com reposição.

Caraterísticas	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
η	-9,51	S/I	-8,47	-7,98	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Auto-descarga	-9,51	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	-9,41
t_{vida}	-9,51	-8,98	-8,57	-8,12	-7,63	-7,28	-6,94	-6,66	-6,30	-6,01	-5,81
Ciclos _a	-9,51	-9,44	-9,34	-9,27	-9,20	-9,14	-9,04	-8,98	-8,92	-8,86	-8,83
Ciclos _b	-9,51	-9,48	-9,44	-9,44	-9,41	-9,37	-9,37	-9,34	-9,34	-9,30	-9,30
€/kW	-9,51	-9,48	-9,46	-9,43	-9,40	-9,36	-9,33	-9,29	-9,26	-9,22	-9,19
€/kWh _a	-9,51	-9,37	-9,22	-9,05	-8,88	-8,68	-8,48	-8,25	-8,01	-7,74	-7,44
O&M	-9,51	-9,48	-9,45	-9,43	-9,39	-9,36	-9,33	-9,29	-9,26	-9,23	-9,19
η	0,000	S/I	10,400	10,200	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Auto-descarga	0,000	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	0,200
t_{vida}	0,000	10,600	9,400	9,267	9,400	8,920	8,567	8,143	8,025	7,778	7,400
Ciclos _a	0,000	1,400	1,700	1,600	1,550	1,480	1,567	1,514	1,475	1,444	1,360
Ciclos _b	0,000	0,600	0,700	0,467	0,500	0,560	0,467	0,486	0,425	0,467	0,420
€/kW	0,000	0,600	0,500	0,533	0,550	0,600	0,600	0,629	0,625	0,644	0,640
€/kWh _a	0,000	2,800	2,900	3,067	3,150	3,320	3,433	3,600	3,750	3,933	4,140
O&M	0,000	0,600	0,600	0,533	0,600	0,600	0,600	0,629	0,625	0,622	0,640

Tabela B.11: Variação das decisões para Na-S sem reposição.

Decisão	3%	5%	10%	15%	20%	25%
$V_{residual}$	-18,35	-16,53	-13,44	-11,34	-9,72	-8,40
$V_{residual}$	0,000	91,000	70,143	58,417	50,765	45,227

Tabela B.12: Variação das decisões para Na-S com reposição.

Decisão	3%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
Desconto	S/I	S/I	-9,51	-9,43	-9,34	-9,26	-9,17	-9,08	-8,99	-8,90	-8,80
$V_{residual}$	-9,51	-8,78	-7,45	-6,50	-5,76	-5,15	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Desconto	S/I	S/I	0,000	1,600	1,700	1,667	1,700	1,720	1,733	1,743	1,775
$V_{residual}$	0,000	36,500	29,429	25,083	22,059	19,818	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I

B.4 ZEBRA

Tabela B.13: Variação das características para ZEBRA sem reposição.

Caraterística	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
η	-24,89	-24,51	-24,14	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Auto-descarga	-24,89	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	-24,84
Ciclos _a	-24,89	-24,53	-22,86	-22,53	-21,10	-20,79	-19,56	-19,28	-18,21	-17,95	-17,20
Ciclos _b	-24,89	-24,48	-22,74	-21,22	-20,80	-19,45	-18,23	-17,20	-17,16	-17,12	-17,08
€/kW	-24,89	-24,88	-24,87	-24,86	-24,85	-24,83	-24,82	-24,81	-24,80	-24,78	-24,77
€/kWh _a	-24,89	-24,79	-24,67	-24,55	-24,41	-24,25	-24,08	-23,88	-23,66	-23,40	-23,11
O&M	-24,89	-24,86	-24,83	-24,80	-24,76	-24,73	-24,70	-24,67	-24,63	-24,60	-24,57
η	0,000	7,600	7,500	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Auto-descarga	0,000	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	0,100
Ciclos _a	0,000	7,200	20,300	15,733	18,950	16,400	17,767	16,029	16,700	15,422	15,380
Ciclos _b	0,000	8,200	21,500	24,467	20,450	21,760	22,200	21,971	19,325	17,267	15,620
€/kW	0,000	0,200	0,200	0,200	0,200	0,240	0,233	0,229	0,225	0,244	0,240
€/kWh _a	0,000	2,000	2,200	2,267	2,400	2,560	2,700	2,886	3,075	3,311	3,560
O&M	0,000	0,600	0,600	0,600	0,650	0,640	0,633	0,629	0,650	0,644	0,640

Tabela B.14: Variação das características para ZEBRA com reposição.

Caraterística	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
η	-14,61	-14,25	-13,91	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Auto-descarga	-14,61	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	-14,32
Ciclos _a	-14,61	-13,89	-13,15	-12,55	-11,92	-11,40	-10,86	-10,42	-9,95	-9,56	-9,31
Ciclos _b	-14,61	-13,84	-13,04	-12,03	-11,41	-10,56	-9,97	-9,31	-9,28	-9,24	-9,21
€/kW	-14,61	-14,59	-14,58	-14,57	-14,56	-14,55	-14,54	-14,53	-14,51	-14,50	-14,49
€/kWh _a	-14,61	-14,51	-14,40	-14,28	-14,15	-14,01	-13,85	-13,68	-13,48	-13,26	-13,00
O&M	-14,61	-14,57	-14,54	-14,51	-14,48	-14,45	-14,42	-14,39	-14,36	-14,33	-14,30
η	0,000	7,200	7,000	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Auto-descarga	0,000	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	0,580
Ciclos _a	0,000	14,400	14,600	13,733	13,450	12,840	12,500	11,971	11,650	11,222	10,600
Ciclos _b	0,000	15,400	15,700	17,200	16,000	16,200	15,467	15,143	13,325	11,933	10,800
€/kW	0,000	0,400	0,300	0,267	0,250	0,240	0,233	0,229	0,250	0,244	0,240
€/kWh _a	0,000	2,000	2,100	2,200	2,300	2,400	2,533	2,657	2,825	3,000	3,220
O&M	0,000	0,800	0,700	0,667	0,650	0,640	0,633	0,629	0,625	0,622	0,620

Tabela B.15: Variação das decisões para ZEBRA sem reposição.

Decisão	3%	5%	10%	15%	20%	25%
$V_{residual}$	-24,89	-22,05	-17,68	-14,87	-12,78	-11,10
$V_{residual}$	0,000	142,000	103,000	83,500	71,235	62,682

Tabela B.16: Variação das decisões para ZEBRA com reposição.

Decisão	3%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
Desconto	S/I	S/I	-14,61	-14,52	-14,42	-14,33	-14,24	-14,14	-14,04	-13,94	-13,83
$V_{residual}$	-14,61	-13,21	-10,99	-9,53	-8,44	-7,57	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Desconto	S/I	S/I	0,000	1,800	1,900	1,867	1,850	1,880	1,900	1,914	1,950
$V_{residual}$	0,000	70,000	51,714	42,333	36,294	32,000	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I

B.5 Li-ion

Tabela B.17: Variação das características para Li-ion sem reposição.

Caraterística	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
η	-32,28	-31,81	-31,34	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
t_{vida}	-32,28	-31,84	-29,23	-28,81	-26,68	-26,29	-25,93	-24,16	-23,82	-23,49	-22,02
€/kW	-32,28	-32,27	-32,25	-32,24	-32,22	-32,21	-32,19	-32,17	-32,16	-32,14	-32,12
€/kWh _a	-32,28	-32,14	-31,99	-31,83	-31,64	-31,44	-31,21	-30,95	-30,66	-30,33	-29,94
O&M	-32,28	-32,23	-32,19	-32,14	-32,09	-32,04	-31,99	-31,94	-31,89	-31,84	-31,79
η	0,000	9,400	9,400	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
t_{vida}	0,000	8,800	30,500	23,133	28,000	23,960	21,167	23,200	21,150	19,533	20,520
€/kW	0,000	0,200	0,300	0,267	0,300	0,280	0,300	0,314	0,300	0,311	0,320
€/kWh _a	0,000	2,800	2,900	3,000	3,200	3,360	3,567	3,800	4,050	4,333	4,680
O&M	0,000	1,000	0,900	0,933	0,950	0,960	0,967	0,971	0,975	0,978	0,980

Tabela B.18: Variação das características para Li-ion com reposição.

Caraterística	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
η	-19,18	-18,78	-18,38	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
t_{vida}	-19,18	-18,73	-17,61	-16,70	-15,78	-15,42	-14,68	-13,93	-13,32	-13,03	-12,40
€/kW	-19,18	-19,17	-19,15	-19,14	-19,13	-19,11	-19,10	-19,08	-19,07	-19,06	-19,04
€/kWh _a	-19,18	-19,06	-18,93	-18,79	-18,64	-18,47	-18,28	-18,07	-17,83	-17,55	-17,25
O&M	-19,18	-19,14	-19,09	-19,05	-19,01	-18,97	-18,93	-18,89	-18,85	-18,80	-18,76
η	0,000	8,000	8,000	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
t_{vida}	0,000	9,000	15,700	16,533	17,000	15,040	15,000	15,000	14,650	13,667	13,560
€/kW	0,000	0,200	0,300	0,267	0,250	0,280	0,267	0,286	0,275	0,267	0,280
€/kWh _a	0,000	2,400	2,500	2,600	2,700	2,840	3,000	3,171	3,375	3,622	3,860
O&M	0,000	0,800	0,900	0,867	0,850	0,840	0,833	0,829	0,825	0,844	0,840

Tabela B.19: Variação das decisões para Li-ion sem reposição.

Decisão	3%	5%	10%	15%	20%	25%
$V_{residual}$	-32,28	-28,83	-23,37	-19,79	-17,09	-14,89
$V_{residual}$	0,000	172,500	127,286	104,083	89,353	79,045

Tabela B.20: Variação das decisões para Li-ion com reposição.

Decisão	3%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
Desconto	S/I	S/I	-19,18	-19,06	-18,93	-18,80	-18,67	-18,53	-18,39	-18,25	-18,10
$V_{residual}$	-19,18	-17,38	-14,52	-12,66	-11,26	-10,14	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Desconto	S/I	S/I	0,000	2,400	2,500	2,533	2,550	2,600	2,633	2,657	2,700
$V_{residual}$	0,000	90,000	66,571	54,333	46,588	41,091	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I

B.6 VRB

Tabela B.21: Variação das características para VRB sem reposição.

Caraterística	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
η	-31,61	S/I	S/I	-29,11	S/I	S/I	-26,50	S/I	S/I	S/I	S/I
t_{vida}	-31,61	-31,09	-28,58	-28,10	-26,06	-25,61	-25,19	-23,51	-23,11	-22,74	-21,34
€/kW	-31,61	-31,56	-31,52	-31,47	-31,42	-31,37	-31,32	-31,27	-31,22	-31,17	-31,11
€/kWh _a	-31,61	-31,47	-31,32	-31,16	-30,99	-30,80	-30,60	-30,37	-30,13	-29,86	-29,57
€/kWh _b	-31,61	-31,46	-31,31	-31,15	-30,99	-30,83	-30,67	-30,51	-30,34	-30,18	-30,01
O&M	-31,61	-31,50	-31,39	-31,29	-31,18	-31,08	-30,97	-30,86	-30,75	-30,64	-30,53
η	0,000	S/I	S/I	16,667	S/I	S/I	17,033	S/I	S/I	S/I	S/I
t_{vida}	0,000	10,400	30,300	23,400	27,750	24,000	21,400	23,143	21,250	19,711	20,540
€/kW	0,000	1,000	0,900	0,933	0,950	0,960	0,967	0,971	0,975	0,978	1,000
€/kWh _a	0,000	2,800	2,900	3,000	3,100	3,240	3,367	3,543	3,700	3,889	4,080
€/kWh _b	0,000	3,000	3,000	3,067	3,100	3,120	3,133	3,143	3,175	3,178	3,200
O&M	0,000	2,200	2,200	2,133	2,150	2,120	2,133	2,143	2,150	2,156	2,160

Tabela B.22: Variação das características para VRB com reposição.

Caraterística	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
η	-18,61	S/I	S/I	-16,59	S/I	S/I	-14,58	S/I	S/I	S/I	S/I
t_{vida}	-18,61	-18,10	-17,00	-16,10	-15,20	-14,80	-14,08	-13,35	-12,75	-12,42	-11,81
€/kW	-18,61	-18,57	-18,53	-18,49	-18,45	-18,41	-18,37	-18,33	-18,29	-18,24	-18,20
€/kWh _a	-18,61	-18,49	-18,37	-18,24	-18,09	-17,94	-17,77	-17,59	-17,40	-17,18	-16,95
€/kWh _b	-18,61	-18,48	-18,36	-18,23	-18,10	-17,97	-17,84	-17,70	-17,57	-17,43	-17,30
O&M	-18,61	-18,52	-18,43	-18,34	-18,25	-18,17	-18,08	-17,99	-17,90	-17,81	-17,72
η	0,000	S/I	S/I	13,467	S/I	S/I	13,433	S/I	S/I	S/I	S/I
t_{vida}	0,000	10,200	16,100	16,733	17,050	15,240	15,100	15,029	14,650	13,756	13,600
€/kW	0,000	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,822	0,820
€/kWh _a	0,000	2,400	2,400	2,467	2,600	2,680	2,800	2,914	3,025	3,178	3,320
€/kWh _b	0,000	2,600	2,500	2,533	2,550	2,560	2,567	2,600	2,600	2,622	2,620
O&M	0,000	1,800	1,800	1,800	1,800	1,760	1,767	1,771	1,775	1,778	1,780

Tabela B.23: Variação das decisões para VRB sem reposição.

Decisão	3%	5%	10%	15%	20%	25%
$V_{residual}$	-31,61	-28,30	-23,00	-19,49	-16,83	-14,66
$V_{residual}$	0,000	165,500	123,000	101,000	86,941	77,045

Tabela B.24: Variação das decisões para VRB com reposição.

Decisão	3%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
Desconto	S/I	S/I	-18,61	-18,48	-18,35	-18,22	-18,08	-17,94	-17,80	-17,65	-17,50
$V_{residual}$	-18,61	-16,93	-14,21	-12,40	-11,04	-9,95	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Desconto	S/I	S/I	0,000	2,600	2,600	2,600	2,650	2,680	2,700	2,743	2,775
$V_{residual}$	0,000	84,000	62,857	51,750	44,529	39,364	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I

B.7 Fe-Cr

Tabela B.25: Variação das características para Fe-Cr sem reposição.

Caraterística	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
η	-26,36	S/I	S/I	-22,48	S/I	S/I	-18,64	S/I	S/I	S/I	S/I
t_{vida}	-26,36	-25,46	-23,53	-22,70	-21,18	-20,42	-19,73	-18,49	-17,85	-17,27	-16,26
€/kW	-26,36	-26,21	-26,07	-25,92	-25,76	-25,60	-25,43	-25,26	-25,08	-24,89	-24,70
€/kWh _a	-26,36	-26,12	-25,86	-25,59	-25,31	-25,01	-24,69	-24,35	-23,99	-23,60	-23,18
€/kWh _b	-26,36	-25,82	-25,28	-24,75	-24,23	-23,71	-23,21	-22,72	-22,25	-21,80	-21,36
O&M	-26,36	-26,29	-26,22	-26,16	-26,09	-26,02	-25,96	-25,89	-25,83	-25,76	-25,70
η	0,000	S/I	S/I	25,867	S/I	S/I	25,733	S/I	S/I	S/I	S/I
t_{vida}	0,000	18,000	28,300	24,400	25,900	23,760	22,100	22,486	21,275	20,200	20,200
€/kW	0,000	3,000	2,900	2,933	3,000	3,040	3,100	3,143	3,200	3,267	3,320
€/kWh _a	0,000	4,800	5,000	5,133	5,250	5,400	5,567	5,743	5,925	6,133	6,360
€/kWh _b	0,000	10,800	10,800	10,733	10,650	10,600	10,500	10,400	10,275	10,133	10,000
O&M	0,000	1,400	1,400	1,333	1,350	1,360	1,333	1,343	1,325	1,333	1,320

Tabela B.26: Variação das características para Fe-Cr com reposição.

Caraterística	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
η	-14,48	S/I	S/I	-11,68	S/I	S/I	-9,06	S/I	S/I	S/I	S/I
t_{vida}	-14,48	-13,75	-12,76	-11,99	-11,17	-10,64	-10,03	-9,37	-8,87	-8,46	-7,92
€/kW	-14,48	-14,37	-14,26	-14,15	-14,04	-13,92	-13,80	-13,67	-13,54	-13,40	-13,26
€/kWh _a	-14,48	-14,30	-14,11	-13,92	-13,71	-13,49	-13,26	-13,01	-12,75	-12,47	-12,18
€/kWh _b	-14,48	-14,08	-13,69	-13,30	-12,92	-12,55	-12,20	-11,85	-11,52	-11,21	-10,91
O&M	-14,48	-14,43	-14,38	-14,33	-14,28	-14,23	-14,18	-14,14	-14,09	-14,04	-13,99
η	0,000	S/I	S/I	18,667	S/I	S/I	18,067	S/I	S/I	S/I	S/I
t_{vida}	0,000	14,600	17,200	16,600	16,550	15,360	14,833	14,600	14,025	13,378	13,120
€/kW	0,000	2,200	2,200	2,200	2,200	2,240	2,267	2,314	2,350	2,400	2,440
€/kWh _a	0,000	3,600	3,700	3,733	3,850	3,960	4,067	4,200	4,325	4,467	4,600
€/kWh _b	0,000	8,000	7,900	7,867	7,800	7,720	7,600	7,514	7,400	7,267	7,140
O&M	0,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,971	0,975	0,978	0,980

Tabela B.27: Variação das decisões para Fe-Cr sem reposição.

Decisão	3%	5%	10%	15%	20%	25%
$V_{residual}$	-26,36	-24,03	-19,86	-16,89	-14,55	-12,61
$V_{residual}$	0,000	116,500	92,857	78,917	69,471	62,500

Tabela B.28: Variação das decisões para Fe-Cr com reposição.

Decisão	3%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%
Desconto	S/I	S/I	-14,48	-14,32	-14,17	-14,01	-13,84	-13,67	-13,49	-13,31	-13,13
$V_{residual}$	-14,48	-13,49	-11,64	-10,28	-9,19	-8,29	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Desconto	S/I	S/I	0,000	3,200	3,100	3,133	3,200	3,240	3,300	3,343	3,375
$V_{residual}$	0,000	49,500	40,571	35,000	31,118	28,136	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I

Referências

- [1] Behnam Zakeri e Sanna Syri. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, páginas 569–596, Fevereiro 2015. Acedido em 17-04-16. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011>.
- [2] REN. Dados técnicos 2014. *Redes energéticas Naionais, SGPS, S.A*, 2015. Acedido em 02-03-16. URL: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/Paginas/DadosTecnicos.aspx>.
- [3] Parlamento Europeu. Directiva 2009/28/Ce. *Jornal Oficial da União Europeia*, 2009. Acedido em 20-02-16. URL: http://www.apren.pt/fotos/gca/lexuriserv_1265321625.pdf.
- [4] Rahul Dr. Walawalkar e Dr. Jay. Market Analysis of Emerging Electric Energy Storage Systems. 31 de Julho de 2008. Relatório final da National Energy Technology Laboratory, DOE/NETL-2008/1330. Acedido em 13-06-16. URL: https://www.jointventure.org/images/stories/pdf/netl_market_analysis.of.emerging.electric.energy.storage.pdf.
- [5] EDP. Mapa dos Centros Produtores. Acedido em 15-05-16. URL: <http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros{ }produtores/mapa{ }centrosProdutores.php>.
- [6] REN DGEG e Instituto da Água. Memória: Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH). Novembro 2007. Acedido em 02-03-16. URL: <http://rioslivresgeota.org/wp-content/uploads/2015/04/plano{ }barragens{ }memoria{ }final1.pdf>.
- [7] REN. Informação Mensal de Dezembro, 2015. Acedido em 15-05-16. URL: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/InformacaoMensal/INF{ }REN{ }dez15.pdf>.
- [8] DGEG. Decreto-Lei n.º 153/2014. *Diário da República*, 2014. Acedido em 24-02-16. URL: <https://dre.pt/application/file/58428682>.
- [9] DGEG. Atualização do artigo n.º 30.º, n.º 1, do Decreto-Lei 153/2014. Relatório técnico, 2015. Acedido em 24-02-16. URL: http://www.renovaveisnagora.pt/c/document_library/get_file?uuid=8ca3d5e2-ee83-4765-a5f9-d073ac72c889&groupId=13360.
- [10] ERSE. Relatórios Mensais do MIBEL, 2013. Acedido em 02-03-16. URL: <http://www.erse.pt/pt/mibel/relatoriosmensais/2013/Paginas/2013.aspx>.

- [11] EDP Comercial. Preço da Energia, 2016. Acedido em 10-03-16. URL: <https://energia.edp.pt/particulares/energia/tarifarios/>.
- [12] Karl Zach, Hans Auer, Günther Körbler, e Georg Lettner. The Role of Bulk Energy Storage in Facilitating Renewable Energy Expansion. Setembro 2012. Relatório final de Energy Economics Group e Vienna University of Technology, Austria. Acedido em 13-06-16. URL: http://www.store-project.eu/documents/results/en_GB/the-role-of-bulk-energy-storage-in-facilitating-renewable-energy-expansion.
- [13] Monica Kane nee Reidy. Development of Bulk Energy Storage & Natura. Acedido em 11-03-16, 2000. URL: http://www.store-project.eu/documents/results/en_GB/development-of-bulk-energy-storage-natura-2000.
- [14] Jan Olsen, Kasper Paasch, Benny Lassen, e Christian T. Veje. A new principle for underground pumped hydroelectric storage. *Journal of Energy Storage*, páginas 54–63, 14 de Julho de 2015. Acedido em 15-03-16. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2015.06.003>.
- [15] Erik Dick. *Fluid Mechanics and Its Applications*. Springer, 2015.
- [16] António de Carvalho Quintela. *Hidráulica*. Gulbenkian, 11^o edição, 1981.
- [17] Manual de Voith Engineered Reability. Pumped storage machines: Reversible pump turbines, Ternary sets and Motor-generators, 2011. Acedido em 21-03-16. URL: http://voith.com/de/11_06_Broschuere-Pumped-storage_einzeln.pdf.
- [18] Artigo de GE Energy: Richard J. Piwko e Einar V. Larsen. Technology for asynchronous power transfer. *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, Junho 2006.
- [19] Working Paper de International Energy Agency: Shin-Ichi Inage. Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids. 2009. Acedido em 21-03-16. URL: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/energy_storage.pdf.
- [20] Vladimiro Miranda. Representação de sistemas hídricos em modelos para gestão da operação ou planeamento. Apontamentos FEUP, 2015.
- [21] White Paper de International Electrotechnical Commission. Electrical Energy Storage. Acedido em 29-03-16, Novembro 2012. URL: <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/23510772>.
- [22] T. R. Crompton. *Battery Reference Book*. Newnes, 3 edição, 2000.
- [23] Chris Menictas, Maria Skyllas-Kazacos, e Tuti Mariana Lim. *Advances in Batteries for Medium- and Large-scale Energy Storage*. Woodhead Publishing, 2015.
- [24] Haisheng Chen, Thang Ngoc Cong, Wei Yang, Chunqing Tan, Yongliang Li, e Yulong Ding. Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science*, páginas 291–312, Abril 2009. Acedido em 31-03-16. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.pnsc.2008.07.014>.

- [25] Lorenzo Serrao, Zakaria Chehab, Yann Guezennec, e Giorgio Rizzoni. An aging model of Ni-MH batteries for hybrid electric vehicles. *IEEE: Vehicle Power and Propulsion Conference*, 7-9 de Setembro de 2005.
- [26] Industrial Ni-Cd Batteries Standard Range Technical Manual. 2009. Acedido em 02-04-16. URL: http://www.alpha.com/download/pdf/Ni-Cd_Tech_Manual.pdf.
- [27] Isco Company. Nickel-Cadmium and Lead-Acid Battery Comparisons. Abril 1994. Acedido em 02-04-16. URL: http://www.isco.com/WebProductFiles/Applications/201/Nicad_vs_LeadAcidBatteries_TechBulletin.pdf.
- [28] Manual de Saft. Lithium-ion battery life. Maio 2014. Acedido em 13-04-16. URL: http://www.saftbatteries.com/force_download/li_ion_battery_life__TechnicalSheet_en_0514_Protected.pdf.
- [29] S Vazquez, S M Lukic, E Galvan, L G Franquelo, e J M Carrasco. Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications. *IEEE: Transactions on Industrial Electronics*, Volume 57, nº12, Dezembro 2010.
- [30] Sven De Breucker. *Impact of DC-DC converters on Li-Ion batteries*. 2012. Tese de Doutorado, Universidade de Arenberg.
- [31] H. Ibrahim, A. Ilinca, e J. Perron. Energy storage systems-Characteristics and comparisons. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, páginas 1221–1250, Dezembro, nº12, 2008.
- [32] Working Paper de American Gas Association. The Importance of Natural Gas Storage. Acedido em 22-04-16, 2016. URL: <http://www.energyinfrastructure.org/~media/energyinfrastructure/images/ng-storage/updated-2-18/underground-ng-storage-brochure-218.pdf>.
- [33] Artigo de KBB Underground Technologies: Sabine Donadei e Gregor Schneider. Compressed Air Storages: Energy from the Underground. *EES International: The Electrical Energy Storage Magazine*, Janeiro, nº1, 2014. Acedido em 22-04-16. URL: http://ees-magazine.com/epaper/01_2014/index.html.
- [34] Deng Guangyi e G U O Zuogang. Design and thermodynamic analysis of compressed air energy storage system. *Journal of Energy Storage*, páginas 203–211, Fevereiro 2013. Acedido em 28-04-16. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2016.01.002>.
- [35] Jean Kumagai. Stashing Energy in Underwater Bags. *IEEE*, páginas 16–17, Agosto 2014. Acedido em 01-05-16. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6866425>.
- [36] Bjorn Bolund, Hans Bernhoff, e Mats Leijon. Flywheel energy and power storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, páginas 235–258, Novembro, nº11, 2007.
- [37] Relatório de Beacon Power Corp.: Alex Rojas. Flywheel Energy Matrix Systems – Today’s Technology, Tomorrow’s Energy Storage Solution. 2007. Acedido em 10-06-16. URL: <http://www.battcon.com/papersfinal2003/rojaspaperfinal2003.pdf>.
- [38] Artigo do Congresso Brasileiro de Automática: Rubens de Andrade, Marlon Carmo, Filipe Sass, e Antônio Ferreira. Armazenadores de energia magnéticos supercondutores. 2012. Acedido em 14-06-16. URL: <http://www.eletrica.ufpr.br/anais/cba/2012/Artigos/100646.pdf>.

- [39] Xiao Yuan Chen e Jian Xun Jin. Development of SMES technology and its applications in power grid. *2011 International Conference on Applied Superconductivity and Electromagnetic Devices*, 2011. Acedido em 01-05-16. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6145115>.
- [40] Technical Guide de Murata Innovator in Electronics. High Performance Electrical Double-Layer. 2013. Acedido em 09-05-16. URL: http://www.murata.com/~media/webrenewal/campaign/ads/europe/edlc/dmf-dmt_technicalguide_meed.ashx?la=en-gb.
- [41] Conselho de Reguladores do MIBEL. Descrição do Funcionamento do MIBEL. 2009. Acedido em 05-06-16. URL: http://www.erse.pt/pt/mibel/conselhodereguladores/Documents/Estudo_MIBEL_PT.pdf.
- [42] OMIE. Resultados de Mercado de 2014 e 2015. Acedido em 23-05-16. URL: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>.
- [43] ERSE. Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico. 2014. Acedido em 03-06-16. URL: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/RRC%20Livro.pdf>.
- [44] Xian He, Isabel Azevedo, e Leonardo Meeus. *Shift , not drift: Towards active demand response and beyond*. 2013. Acedido em 31-03-16. URL: <http://www.eui.eu/Projects/THINK/Documents/Thinktopic/Topic11digital.pdf>.
- [45] ERSE. Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016. 2015. Acedido em 20-06-16. URL: http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2016/Documents/Tarifas%20e%20Pre%C3%A7os%202016_Final.pdf.
- [46] APIGCEE. Descrição da APIGCEE, 2016. Acedido em 01-04-16. URL: <http://apigcee.pt/>.