

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Sistemas de Armazenamento de Energia Integrados em Parques Eólicos

Duarte Nuno Osório do Val

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

Orientador: Professor Doutor Cláudio Monteiro

Junho 2015

A Dissertação intitulada

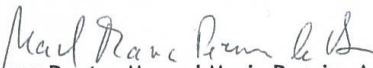
“Sistemas de Armazenamento de Energia Integrados em Parques Eólicos”

foi aprovada em provas realizadas em 16-07-2015

o júri



Presidente **Professor Doutor José Nuno Moura Marques Fidalgo**
Professor Associado do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto




Professor Doutor Manuel Maria Pereira Azevedo
Professor Coordenador do Departamento de Física do Instituto Superior de
Engenharia do Porto



Professor Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



Autor - Duarte Nuno Osório do Val

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

Nos últimos anos tem-se assistido a um rápido crescimento das fontes de energia renovável, sendo a produção eólica umas das que mais se tem destacado. No entanto, a natureza intermitente desta tecnologia proporciona sérios desafios técnicos e económicos no que toca à sua integração, em grande escala, nos sistemas elétricos de energia. Para a minimização deste obstáculo, a tecnologia de armazenamento de energia é considerada a solução mais promissora. Com esta dissertação pretende-se contribuir para o estudo do potencial da aplicação da tecnologia de armazenamento de energia para a diminuição da variabilidade de produção de um parque eólico na Roménia.

Assim, numa primeira fase, apresenta-se uma revisão do estado da arte no domínio das principais tecnologias de armazenamento de energia, realizando uma comparação das mesmas segundo vários índices de desempenho. É elaborada, adicionalmente, uma revisão de bibliografia sobre a determinação das características nominais ótimas - dimensionamento - dos sistemas de armazenamento, sua estratégia de operação e despacho e, por fim, da modelização e implementação do esquema de controlo do sistema parque eólico-dispositivo de armazenamento.

Numa segunda fase, é estudada a integração de um sistema de armazenamento num parque eólico detido pela EDP Renováveis, na Roménia. Através da sua caracterização técnica e económica, durante o ano de 2014, define-se uma estratégia de operação do sistema, que se implementa sob forma de algoritmo.

Apresenta-se, também, uma ferramenta de simulação e otimização do dimensionamento do dispositivo de armazenamento. Esta otimização consiste na minimização do valor do indicador técnico-económico LCOES através da alteração da energia e potência nominais. Também se modelizam restrições técnicas relativas à profundidade de descarga, eficiência, limite de potência e capacidade máxima de armazenamento.

Por fim, são realizadas várias simulações para cenários de operação distintos, determina-se o dimensionamento ótimo para diferentes *bidding strategies* e efetua-se uma

pequena análise da viabilidade económica do projeto de instalação do sistema de armazenamento.

Palavras-chave: Tecnologias de armazenamento de energia, dimensionamento ótimo de sistemas de armazenamento de energia, produção intermitente, energia eólica, mercado de energia na Roménia.

Abstract

In the last years there has been a rapid growth of renewable energy sources, with wind output being one of the most prominent. However, the intermittent nature of this technology provides serious technical and economic challenges with regard to integration, on a large scale, in electric power systems. To minimize this obstacle, the energy storage technology is considered as the most promising solution. With this thesis it is intended to contribute to the study of the potential application of energy storage technology to reduce the variability of production on a wind farm in Romania.

Thus, in a first phase, it is presented a review of the state of the art in the field of the main energy storage technologies, performing a comparison according to multiple performance criteria. It is presented, additionally a literature review on the determination of the optimal nominal characteristics - sizing - of storage systems, its operating strategy and, finally, the modeling and implementation of the control scheme of wind farm - ESS.

In a second phase, it is studied the integration of a storage system in a wind farm held by EDP Renewables in Romania. Through its technical and economic characteristics, during the year 2014, it is defined a system operating strategy that is implemented in the form of an algorithm.

It is also presented, a simulation and optimization tool of the storage equipment sizing. This optimization consists in minimizing the value of the technical-economic indicator LCOES by changing the power and nominal power. It is also taken in account the technical restrictions of the depth of discharge, efficiency, power limit and maximum storage capacity.

Finally, several simulations are performed for different operating scenarios, it is determined the optimum sizing for different bidding strategies and it is done a short analysis of the economic viability of the storage system installation project.

Keywords: Energy storage technologies, optimum sizing of energy storage systems, intermittent production, wind power, energy market in Romania.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer de um modo geral a todas as pessoas que me ajudaram, ao longo dos últimos meses, na realização desta dissertação.

Desde já um profundo agradecimento aos meus pais, a todos os familiares e amigos mais próximos pela sua disponibilidade e apoio incondicional ao longo dos anos.

Um especial agradecimento ao meu orientador, Professor Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro, pela sua grande disponibilidade e total apoio ao longo da realização deste trabalho. As suas sugestões e conselhos revelaram-se fundamentais para a conclusão da dissertação.

Um profundo agradecimento ao Engenheiro Daniel Ribeiro e ao Engenheiro Rui Chousal, da EDP Renováveis, pelo excelente caso de estudo proporcionado, pela disponibilidade e pelos esclarecimentos e aprendizagem que me proporcionaram ao longo da elaboração da dissertação.

À Cindy, pelo enorme apoio a todos os níveis, disponibilidade, confiança e enorme paciência demonstrada neste etapa.

Por último, um obrigado a todos os meus colegas de curso conhecidos, que estiveram comigo ao longo do curso e foram uma ajuda indispensável.

Índice

Resumo.....	viii
Abstract	viii
Agradecimentos	x
Índice	xii
Lista de figuras	xvi
Lista de tabelas.....	xvi
Abreviaturas e Símbolos.....	xx
Capítulo 1.....	23
Introdução	23
1.1 Enquadramento e objetivos.....	23
1.2 Estrutura da dissertação.....	24
Capítulo 2.....	26
Estado de Arte.....	26
2.1. Introdução.....	26
2.2. Bombagem	27
2.3. Volantes de Inércia	27
2.4. Ar comprimido.....	31
2.5. Supercondensadores.....	31
2.6. Supercondutores Magnéticos.....	33
2.7. Baterias Convencionais	35
2.7.1 Chumbo-Ácido	36
2.7.2 Níquel Cádmio	39

2.7.3 Enxofre-Sódio	40
2.7.4 Iões de Lítio	40
2.8. Baterias de Fluxo Regenerativo	43
2.8.1 Vanádio	41
2.8.2 Bromo-Zinco	43
2.8.3 Brometo de Polissulfureto	44
2.9. Comparação das diferentes tecnologias	45
2.9.1 Campos de aplicação	46
2.9.2 Densidade de Potência e Energia	47
2.9.3 Eficiência e auto descarga	50
2.9.4 Tempo de vida	51
2.9.5 Maturidade	52
2.9.6 Custo de capital e custos de operação e manutenção	53
2.9.7 Síntese	55
2.10. Aplicações dos sistemas ESS para integração e suporte de fontes eólicas	56
2.10.1 <i>Time Shifting</i>	57
2.10.2 Minimização da incerteza das previsões de produção eólica	57
2.10.3 <i>Output Smoothing</i>	58
2.10.4 Eficiência no uso da rede de transmissão e minimização de <i>curtailment</i>	58
2.11. Dimensionamento dos sistemas ESS	58
2.12. Operação e despacho dos sistemas ESS	61
2.13. Modelização do controlo do sistema parque eólico-ESS	63
2.14. Conclusão	66
Capítulo 3	89
Caracterização do caso de estudo	67
3.1. Introdução	69
3.1.1. <i>Day Ahead Market</i> na Roménia	70
3.1.2. Parque eólico Cobadin	71
3.2. Custos e Remunerações	70
3.2.1. Penalizações por desvios de produção e <i>bidding strategy</i>	71

3.2.2. <i>Imbalances</i>	73
3.2.3. <i>Curtailment</i>	75
3.2.4. Remunerações por venda de eletricidade, certificados verdes e lucros totais	76
3.2.5. Síntese e comparação com <i>bidding strategy</i> Q50	77
3.3. Sistema de armazenamento de energia.....	78
3.3.1. Caracterização do Problema	78
3.3.1.1. <i>Imbalances</i>	78
3.3.1.2. Limitação de produção eólica.....	81
3.3.1.3. Conclusões.....	82
3.3.2. Estratégia e algoritmo de operação	83
3.4. Conclusão.....	86
Capítulo 4	89
Simulação e otimização do dimensionamento	67
4.1. Introdução.....	89
4.2. Simulação de operação	90
4.2.1. Algoritmo de operação <i>Minimum SOC</i>	90
4.3. Otimização do dimensionamento	90
4.3.1. Objetivo: otimizar o indicador económico LCOES.....	92
4.3.2. Parâmetros de entrada	93
4.3.3. Parâmetros de saída.....	94
4.3.4. Viabilidade económica	97
4.4. Conclusão.....	90
Capítulo 5	99
Apresentação e análise de resultados.....	99
5.1. Introdução.....	99
5.2. Análise de Sensibilidades.....	100
5.2.1. Pressupostos	100
5.2.2. Profundidade de descarga.....	100
5.2.3. Energia nominal	102

5.2.4. Potência nominal.....	104
5.3. Simulação dos cenários EDPR.....	106
5.3.1. Pressupostos	106
5.3.2. Resultados.....	106
5.4. Determinação do dimensionamento ótimo.....	108
5.4.1. Pressupostos	108
5.4.2. Resultados.....	108
5.5. Simulação de operação com quantil 50.....	109
5.5.1. Pressupostos	109
5.5.2. Resultados.....	110
5.6. Viabilidade Económica.....	113
5.7. Conclusão	115
Capítulo 6	117
Conclusões	117
6.1. Introdução.....	117
6.2. Objetivos alcançados.....	117
6.3. Desenvolvimentos futuros	119
Referências.....	121

Lista de figuras

Figura 2. 1 Comparação entre as diversas tecnologias ESS no que toca ao tempo de descarga e potência e energia nominais.	46
Figura 2. 2 Comparação entre as diferentes energias de ESS no que toca à densidade de potência (W) e densidade de energia (Wh), em volume (L).	48
Figura 2. 3 Comparação entre as diferentes tecnologias de ESS no que toca à densidade de potência (W) e densidade de energia (Wh), em massa (Kg).	49
Figura 2. 4 Comparação das diversas tecnologias no que toca à eficiência.	50
Figura 2. 5 Comparação das diversas tecnologias de armazenamento no que toca à auto descarga.	51
Figura 2. 6 Valores típicos do tempo de vida útil em ciclos para as diversas tecnologias de armazenamento	52
Figura 2. 7 Classificação das diversas tecnologias de ESS quanto a sua maturidade técnica.	53
Figura 2. 8 Custos de investimento, das tecnologias de armazenamento ESS, por unidade de energia.	54
Figura 2. 9 Custos de investimento, das tecnologias de armazenamento ESS, por unidade de potência.	54
Figura 2. 10 Custos de manutenção, das tecnologias de armazenamento ESS, por unidade de potência.	55
Figura 2. 11 Diagrama de blocos do controlo de um sistema de parque eólico-BESS.	63
Figura 3. 1 Histograma das ocorrências de desvio de produção.	79
Figura 3. 2 Histograma das ocorrências acumuladas de desvio de produção por excesso	80
Figura 3. 3 Histograma da duração dos ciclos de excessos.	80
Figura 3. 4 Histograma da potência dos ciclos de excesso.	81
Figura 3. 5 Histograma da energia não fornecida devido a curtailment.	82
Figura 3. 6 Comportamento diário dos desvios de produção.	84
Figura 3. 7 Comportamento, ao longo do dia, dos preços do DAM, das penalidades por excesso e por défice.	85
Figura 4. 1 Fluxograma do funcionamento do algoritmo.	89
Figura 4. 2 Operação do ESS (7,5 MWh/7,5 MW) no dia 4 de Janeiro.	90

Figura 4. 3 Diagrama de blocos do funcionamento da ferramenta de otimização.	91
Figura 4. 4 Número máximo de ciclos carga-descarga, para as baterias Li-Ion, de acordo com o valor de DOD.....	93
Figura 4. 5 Curva de custo do preço 1.....	96
Figura 4. 6 Curva de custo do preço 2.....	96
Figura 5. 1 Evolução da energia armazenada anualmente com o valor da potência nominal	105

Lista de tabelas

Tabela 2. 1 Indicadores técnico-económicos da tecnologia de armazenamento de energia por bombagem.	26
Tabela 2. 2 Indicadores técnico-económicos da tecnologia de armazenamento de energia volantes de inércia.	28
Tabela 2. 3 Indicadores técnico-económicos da tecnologia de armazenamento de energia com ar comprimido.	30
Tabela 2. 4 Indicadores técnico-económicos da tecnologia de armazenamento de energia por supercondensadores.	32
Tabela 2. 5 Indicadores técnico-económicos da tecnologia de armazenamento de energia por supercondutores magnéticos.	34
Tabela 2. 6 Indicadores técnico-económicos da tecnologia de armazenamento de energia do tipo Pb-ácido.	36
Tabela 2. 7 Indicadores técnico-económicos da tecnologia de armazenamento de energia de tipo NiCd.	37
Tabela 2. 8 Indicadores técnico-económicos da tecnologia de armazenamento de energizadas baterias de elevada temperatura do tipo NaS.	39
Tabela 2. 9 Indicadores técnico-económicos da tecnologia de armazenamento de energia de tipo iões de Lítio.	40
Tabela 2. 10 Indicadores técnico-económicos da tecnologia de armazenamento de energia de fluxo regenerativo do tipo VRB.	42
Tabela 2. 11 Indicadores técnico-económicos da tecnologia de armazenamento de energia de fluxo regenerativo do tipo ZnBr.	43
Tabela 2. 12 Indicadores técnico-económicos da tecnologia de armazenamento de energia de PSB.	45
Tabela 3. 1 Fórmula do cálculo da <i>Physical Notification</i>	71
Tabela 3. 2 Média dos preços durante o ano de 2014.	71
Tabela 3. 3 Valor médio das perdas por produção e excesso e défice.	72
Tabela 3. 4 Fórmulas de cálculo usadas para estudo de desvios de produção.	74

Tabela 3. 4. 1 Resultados obtidos através do estudo de desvios de produção.....	74
Tabela 3. 5 Custos por penalidades dos desvios por excesso e déficit.....	75
Tabela 3. 6 Fórmulas de cálculo usadas na caracterização do <i>curtailment</i>	75
Tabela 3. 6. 1 Quantidade e custo de energia não fornecida.	75
Tabela 3. 7 Fórmulas de cálculo usadas no tratamento de dados.....	76
Tabela 3. 7. 1 Receitas de participação no DAM e lucros de venda de eletricidade, de obtenção de GC e lucros totais.	76
Tabela 3. 8 Comparação das quantidades de desvios de produção segundo uma <i>bidding strategy</i> Q75 e Q50	77
Tabela 3. 9 Comparação de lucros e prejuízos segundo uma <i>bidding strategy</i> Q75 e Q50	78
Tabela 5. 1 Análise de sensibilidade de profundidade de descarga	100
Tabela 5. 2 Análise de sensibilidade de energia nominal	102
Tabela 5. 3 Análise de sensibilidade de potência nominal	104
Tabela 5. 4 Resultados obtidos para a simulação dos cenários EDPR	107
Tabela 5. 5 Resultados obtidos para o cenário ótimo (2,54 MWh/1,51 MW)	108
Tabela 5. 6 Resultados obtidos para o cenário A segundo a <i>bidding strategy</i> Q50 e Q75	110
Tabela 5. 7 Resultados obtidos para o cenário ótimo (2,69 MWh/1,21 MW)	112
Tabela 5. 8 Determinação da redução de investimento necessária à viabilidade económica do projeto	114

Abreviaturas e Símbolos

Lista de Abreviaturas

BESS	Battery Energy Storage System
BRP	Balance Responsible Party
CAES	Compressed Air Energy Storage
DAM Price	Preço de fecho de Mercado
DC	Direct Current
DOD	Depth of Discharge
EDLC	Electric Double Layer Capacitor
EDPR	EDP Renováveis
ESS	Energy Storage System
FES	Flywheel Energy Storage
GC	Green Certificate
LA	Lead Acid
LCOES	Levelized Cost of Energy Storage
Li-ion	Lithium ions
NaS	Sodium Sulphur
NiCd	Nickel Cadmium
OPCOM	Operador de Mercado da Roménia
PCS	Power Conditioning System

PHS	Pumped Hydro Storage
PSB	Polysulfide Bromide
PSD	Power Spectrum Density
REL	Remaining Energy Level
ROES	Revenue of Energy Storage
SEE	Sistema Eléctrico de Energia
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
SOC	State of Charge
TES	Thermic Energy Storage
VRB	Vanadium Redox Battery

Lista de símbolos

%	Por Cento (percentagem)
M	Mega (prefixo)
K	Quilo (prefixo)
W	Watt (potência)
Wh	Watt. Hora (energia)
L	Litro
m ³	Metro cúbico (volume)
H	Hora (tempo)
Min	Minuto (tempo)
S	Segundo (tempo)
m/s	Metros por segundo (velocidade)
Pa	Pascal (pressão)
Q	Quantil
rot/min	Rotações por minuto (velocidade)
G	Gramma (massa)
€	Euro (moeda)
°C	Grau Célsius (temperatura)

Capítulo 1

Introdução

Este capítulo descreve o problema abordado nesta dissertação, realizando o seu enquadramento teórico e económico. São ainda explicitados os objetivos que se pretendem atingir com a elaboração da mesma.

Apresenta-se, também, a estrutura do documento e um breve resumo de cada um dos capítulos que o compõe.

1.1 Enquadramento e objetivos

Nos dias de hoje, as necessidades energéticas mundiais não param de crescer. Potenciado pelo crescimento da população mundial e pelo desenvolvimento económico dos países emergentes, o consumo energético em 2040 será 56% superior ao verificado em 2010 [1]. Por outro lado, têm sido celebrados diversos tratados internacionais tendo em vista a redução dos níveis mundiais de poluição e emissão de gases de estufa [2]. Adicionalmente, diversos incidentes em centrais nucleares têm motivado o encerramento e a interrupção de construção deste tipo de centrais produtoras de energia elétrica. Todos estes fatores têm motivado diversos países a instituírem políticas de incentivo ao desenvolvimento e implementação de centrais de produção de eletricidade de cariz renovável.

Das tecnologias de produção renovável, as mais adequadas e tecnicamente maduras para implementação em larga escala e nas mais diversas zonas geográficas, são a eólica e solar [3]. Contudo, devido à sua natureza, este tipo de produção depende de fatores climatéricos como a intensidade da radiação solar e intensidade do vento, o que as torna menos controláveis e

previsíveis do que as tradicionais centrais térmicas. Desta forma, o paradigma clássico de gestão dos sistemas elétricos de energia fica em causa com a crescente penetração destas tecnologias de produção renovável, altamente variável, na medida em que se efetua uma passagem para um paradigma em que a produção deixa de ser passível de ser aumentada e diminuída de modo a igualar a potência de carga em cada instante, surgindo a necessidade de implementação dos sistemas de armazenamento de energia.

Entende-se por sistemas de armazenamento de energia, qualquer aparelho que armazene energia elétrica (sob a forma de energia potencial, cinética, entre outras) e que permita a sua utilização num momento posterior [4]. Esta característica permite deslocar excedentes de produção de certos períodos e transportá-los para as horas de maior necessidade, tornando-os indispensáveis para a redução das variabilidades das fontes de produção intermitentes. Adicionalmente, o rápido tempo de resposta de alguns tipos destes sistemas torna-os especialmente aptos para o fornecimento de serviços auxiliares, melhorando a qualidade de serviço das redes elétricas.

Com esta dissertação, pretende-se estudar, em parceria com a EDP Renováveis, a viabilidade técnica e económica de integração de sistemas de armazenamento de energia elétrica, em centrais eólicas. Esta investigação passa pela identificação das soluções tecnológicas de armazenamento com potencial de aplicação para o caso de estudo selecionado (uma central eólica de 26 MW com localização na Roménia) e pelo estudo de questões de dimensão do sistema armazenamento e de operação ótima do mesmo. Existem dois objetivos específicos, com potencial utilidade prática para a EDP Renováveis:

- Elaboração de um algoritmo de otimização horária de controlo de armazenamento, gerando sinais de controlo, planeamento de carga e descarga;
- Desenvolvimento de uma ferramenta de otimização para dimensionamento da capacidade das baterias a instalar no Parque, tendo em conta sensibilidade a cenários de operação.

1.2 Estrutura da dissertação

Esta dissertação encontra-se dividida em seis capítulos. No primeiro capítulo é realizada uma contextualização teórica ao tema investigado, explicitando-se os objetivos que se pretendem atingir.

No segundo capítulo são identificadas e caracterizadas as tecnologias de armazenamento de energia mais comuns, caracterizando-as quanto aos principais indicadores técnicos e económicos dos sistemas de armazenamento de energia. De seguida, é feita uma análise comparativa entre as diferentes tecnologias quanto aos referidos indicadores. Posteriormente, com foco no suporte de produção intermitente de origem eólica, são compiladas e explicadas as principais aplicações dos sistemas de armazenamento do ponto de vista dos produtores.

Realiza-se, ainda, uma revisão bibliográfica sobre a determinação do dimensionamento ótimo dos sistemas de armazenamento, sua estratégia de operação e despacho e, por fim, da modelização e implementação do esquema de controlo do sistema parque eólico-dispositivo de armazenamento.

O terceiro capítulo aborda a descrição do caso de estudo, caracterizando-o quanto ao funcionamento do mercado elétrico e ao regime remuneratório em que se insere. Elabora-se, também, um estudo do seu desempenho técnico e económico durante o ano de 2014, sendo identificados os seus principais problemas. Face aos problemas identificados, é delineada uma estratégia de operação de um sistema de armazenamento que os minimize.

O quarto capítulo aborda a implementação da estratégia de armazenamento delineada, sob forma de algoritmo de operação do sistema parque eólico-ESS e apresenta o modelo de otimização do dimensionamento adotado, de modo a obter o máximo benefício ao menor custo.

O quinto capítulo apresenta os resultados obtidos através das simulações realizadas. Criaram-se cenários de operação de modo a fazer uma análise de sensibilidades dos vários parâmetros de entrada do modelo de operação e otimização do sistema, testam-se cenários de dimensionamento base sugeridos pela EDPR, determina-se o dimensionamento ótimo e elabora-se uma comparação entre a *bidding strategy* Q75 e Q50. É apresentada também uma pequena análise de viabilidade económica de integração do sistema de armazenamento no parque eólico em estudo.

No sexto e último capítulo, são retiradas conclusões gerais sobre todo o trabalho desenvolvido ao longo da dissertação, avaliam-se os objetivos concretizados e enumeram-se algumas sugestões de forma a dar continuidade do estudo do tema abordado, no futuro.

Capítulo 2

Estado de Arte

2.1. Introdução

Ao longo deste capítulo serão identificadas e caracterizadas as tecnologias de armazenamento de energia mais comuns. Serão descritas de um modo breve, de forma a abordar tópicos como os modos de funcionamento, aplicações assim como as suas vantagens e desvantagens. Serão abordadas tecnologias de pequena e grande escala e as situações que permitem um maior rendimento do uso de cada tecnologia em particular.

As tecnologias de armazenamento de energia que serão alvo de estudo e análise são:

- Bombagem (*Pumped hydroelectric storage* ou PHS);
- Volantes de Inércia (*Flywheel energy storage* ou FES);
- Ar comprimido (*Compressed air energy storage* ou CAES);
- Supercondensadores;
- Supercondutores magnéticos (*Superconducting magnetic energy storage* ou SMES);
- Baterias Convencionais (BESS);
- Baterias de fluxo regenerativo.

Posteriormente, será feita uma análise comparativa geral entre as diversas tecnologias no que toca a diversos fatores técnicos, como a eficiência e tempo de vida, e fatores económicos, como custos de capital e custos de operação e manutenção.

Numa segunda fase, serão abordadas as principais funções dos sistemas de armazenamento de energia tendo em vista a integração e suporte de produção de origem renovável, nomeadamente de produção eólica, do ponto de vista dos Produtores.

De seguida, é realizada uma revisão dos trabalhos já existentes sobre a determinação das características nominais ótimas - dimensionamento - dos sistemas de armazenamento, sua estratégia de operação e despacho e, por fim, da modelização e implementação do esquema de controlo do sistema parque eólico-dispositivo de armazenamento.

2.2. Bombagem

A tecnologia de armazenamento de energia elétrica por Bombagem é, atualmente, a mais utilizada a nível mundial. Nas últimas décadas, esta tecnologia de armazenamento elétrico tem sofrido um aumento exponencial, existindo atualmente uma capacidade combinada (Europa, EUA, Ásia) de 120 GW representando cerca de 99% da capacidade instalada de ESS em todo o mundo [5][3].

Ao ser realizado por centrais hídricas com a capacidade de formar albufeira, este sistema de armazenamento permite armazenar energia elétrica sob forma de energia potencial hidráulica [6].

Este tipo de central hídrica possui, normalmente, dois reservatórios de água localizada a altitudes distintas, existindo um de baixa altitude e outro de alta altitude. Durante as horas de vazio (altura em que a procura de energia elétrica é mais baixa) é bombeada a água do reservatório inferior para o reservatório superior (ciclo de carregamento), aproveitando os custos inferiores da energia elétrica nestas horas para alimentar a bomba [6]. Nas horas de ponta, quando a Procura de energia elétrica é mais elevada e os preços da mesma são máximos, a água armazenada no reservatório superior é libertada, passando pelas Turbinas da central que por sua vez vão acionar os geradores que lhes estão associados, resultando na produção de eletricidade e no regresso da água ao reservatório inferior (ciclo de descarregamento) [5].

Entre os diversos motivos que tornam este tipo de armazenamento vantajoso, destacam-se a sua elevada eficiência, a rápida disponibilidade de um valor elevado de potência, a possibilidade de converter as centrais hidroelétricas já existentes e o fato de ser uma tecnologia madura e largamente testada [3], [4]. Geralmente, o *Power Rating* deste tipo de EES toma valores que oscilam entre os 100 MW e os 3000 MW, sendo o mais elevado de todos os tipos de EES [4], [5]. Adicionalmente, é uma tecnologia que permite o armazenamento de grandes volumes de energia por longos períodos de tempo, possuindo uma elevada eficiência e um custo de capital por unidade de energia reduzido [3]

Em relação às principais desvantagens, estas prendem-se com a dependência das condições topográficas e o elevado valor de área necessário para a instalação deste tipo de ESS [4]. Existem, ainda, outras condicionantes tais como: os custos elevados de instalação e de impacto ambiental e os longos períodos de tempo entre o início e o término de um projeto de construção de uma central hídrica com bombagem (aproximadamente 10 anos) [4].

Na tabela 2.1 apresentam-se os principais indicadores técnico-económicos atuais da tecnologia de armazenamento de energia por bombagem:

Tabela 2.1 - Indicadores técnico-económicos da tecnologia de armazenamento de energia por bombagem.

Bombagem (PHS)	
Custo de investimento específico potência (€/kW)	500-3600 [7] 500-1000 [8] 534-1780 [4]
Custo de investimento específico energia (€/kWh)	60-150 [7] 5-20 [8] 4,45-89 [4]
Custo de manutenção (€/kW/ano)	13 [9]
Tempo de vida útil (anos)	50-100 [7] 800 [8] 40-60 [4]
Tempo de vida útil (ciclos)	20000-50000 [7] 10,000-30,000 [4]
Eficiência (%)	75-85 [7] 75-82 [8] 70-80 [4]
Densidade de energia (Wh/kg)	0.5-1.5 [7]
Densidade de potência (W/kg)	n.d

Auto descarga (%/dia)	~0 [7] 0.005-0.02 [8] Muito pequena [4]
Tempo de descarga	1h-dias [10]

2.3. Volantes de Inércia

O Armazenamento de energia por recurso a volante de inércia (*flywheel energy storage* ou FES) é uma tecnologia que permite converter energia elétrica em energia cinética através da aceleração de uma massa com elevada constante de inércia (neste caso, um rotor) que gira a uma velocidade elevada [3], [11].

Os volantes de inércia são dispositivos usados há vários séculos para assegurar uma operação suave, a velocidade constante, de diversas máquinas [12]. A roda de oleiro ou as rodas dos moinhos de água são alguns dos exemplos das primeiras aplicações do conceito de *flywheel* [13].

Atualmente, as *flywheels* possuem uma constituição mais complexa. Tipicamente, apresentam um rotor cilíndrico suspenso por chumaceiras (geralmente de natureza magnética), acoplado a um motor/gerador elétrico, sendo toda a estrutura colocada dentro de uma câmara de vácuo [5]. As chumaceiras, magnéticas, suportam o rotor através de forças de repulsão, evitando o contacto direto com o referido corpo girante diminuindo-se assim a fricção interna e, conseqüentemente, as perdas e o desgaste mecânico. Adicionalmente, a câmara de vácuo em que está inserido todo o sistema, evita as perdas devidas à fricção com o ar. É, ainda, de referir que existem componentes adicionais de eletrónica de potência que permitem o interface com a rede, controlando grandezas como a potência de saída ou a frequência [12].

Conforme referido anteriormente, no ciclo de carregamento, através do acionamento de um motor elétrico, o rotor é acelerado até atingir altas velocidades rotacionais (tipicamente entre as 20,000 e as 50,000 rpm), existe uma conversão de energia elétrica em energia cinética. Já no ciclo de descarregamento, a desaceleração do rotor permite o acionamento do motor, em modo de funcionamento de gerador elétrico, transformando a energia rotacional em energia elétrica.

Este tipo de ESS é maioritariamente aplicado como dispositivo de melhoria da qualidade de serviço, devido à sua rapidíssima capacidade de resposta. De estas aplicações, destacam-se: as respostas a flutuações por parte de fontes intermitentes (ex., produção de energia eólica) e o fornecimento de energia entre a transição entre dois geradores [4].

Entre as principais vantagens das *flywheels* encontram-se o longo período de vida útil com uma excelente estabilidade do ciclo de carregamento/descarregamento, a necessidade de

pouca manutenção, a rápida capacidade de resposta, a elevada densidade energética e uma elevada eficiência [3], [5].

Em termos de desvantagens, as principais relacionam-se com o nível elevado de auto descarga (devido às perdas por fricção) que compromete a sua utilização para aplicações de longa duração e as questões de segurança relacionadas com a alta velocidade de funcionamento e resistência dos materiais [4].

Na tabela 2.2 apresentam-se os principais indicadores técnico-económicos atuais da tecnologia de armazenamento de energia por *flywheels*:

Tabela 2.2 - Indicadores técnico-económicos da tecnologia de armazenamento de energia volantes de inércia.

Volante de Inércia (FES)	
Custo de investimento específico potência (€/kW)	100-300 [7] 300 [8] 222,5-311,5 [4]
Custo de investimento específico energia (€/kWh)	1000-3500 [7] 1000 [8] 890-4450 [4]
Custo de manutenção (€/kW/ano)	n.d
Tempo de vida útil (anos)	+ 20 [7] 15 [8] -15 [4]
Tempo de vida útil (ciclos)	10^5 - 10^7 [7] Alguns milhões [8] 20,000+ [4]
Eficiência (%)	85-95 [7] 80-95 [8] ~90-95 [4]
Densidade energia (Wh/kg)	5-130 [7]
Densidade de potência (W/kg)	400-1500 [4]

Auto descarga (%/dia)	20-100 [7] 5-15%/hora [8] 100 [4]
Tempo de descarga	<1h [10]

2.4. Ar comprimido

A compressão do ar ou gás é uma tecnologia conhecida e usada desde o século XIX, em diferentes aplicações industriais [3]. Nestas incluem-se sistemas de propulsão de veículos como automóveis ou locomotivas mineiras.

O modo de funcionamento da *Compressed Air Energy Storage* ou CAES consiste na modificação do princípio de funcionamento tradicional de uma central térmica de gás natural, resultando na separação em dois processos distintos, dos ciclos de compressão e expansão do ar/gás e no armazenamento de energia na forma de energia potencial elástica do ar comprimido [4].

No ciclo de carregamento, usa-se eletricidade para realizar a compressão do ar que, posteriormente, é armazenado a altas pressões (tipicamente entre os 4 e os 8 MPa) e a temperatura ambiente, em cavernas subterrâneas, levando a uma diminuição do seu volume e ao, conseqüente, aumento da capacidade útil de armazenamento das cavernas.

Já no ciclo de descarregamento, o ar comprimido é extraído destas cavernas, é misturado com gás natural e queimado. Esta combustão leva a uma elevação acentuada da temperatura e à expansão da mistura de gás e ar, que acionam uma turbina de gás modificada. Por sua vez, a entrada em funcionamento desta turbina, leva à produção de energia elétrica por parte do gerador a que se encontra conectada.

É, ainda, de salientar que à semelhança das centrais hídricas com bombagem, o ciclo de carregamento ocorre nos períodos de vazio, em que a procura é menor e os preços de eletricidade são mais reduzidos, de modo a que o ciclo descarregamento ocorra nos períodos de maior procura e de preço de eletricidade mais elevados - as horas de ponta - maximizando os ganhos económicos destas centrais.

O local de armazenamento do ar comprimido é geralmente feito em formações geológicas naturais como grandes cavernas subterrâneas constituídas por rochas duras de alta qualidade, antigas minas de sal ou poços de gás natural já esgotados [14]. Por outro lado, também costumam ser usados corpos de água subterrâneos (aquíferos) e mais recentemente, grandes corpos de água presentes à superfície mas de elevada profundidade, como lagos [15]. Nesta situação, o ar é armazenado em invólucros de plástico no fundo do lago mantidos em contacto com a central, à superfície, através de condutas de elevada pressão.

De forma análoga ao armazenamento PHS, as principais vantagens deste método de ESS são a elevada maturidade e fiabilidade da tecnologia, o longo período de armazenamento (mais de 1 ano), custos de investimento relativamente reduzidos, o longo tempo de vida útil (tipicamente entre 20 e 40 anos) e a capacidade de disponibilizar rapidamente (o tempo de arranque é de aproximadamente 15 min) uma elevada quantidade de potência.

Desta forma, entre as principais aplicações do sistema CAES destacam-se: alimentar as pontas do diagrama de cargas (nivelamento de carga), transferência de energia entre períodos diários e fornecimento de serviços auxiliares (capacidade de *blackstart*, reserva girante, regulação de frequência e controlo de potência reativa).

Como principais desvantagens, apresenta uma eficiência relativamente baixa, dependência topológica para a sua instalação bem como a dependência do uso de combustíveis fósseis e questões de segurança relacionados com o armazenamento pressurizado e custos de investimento altos.

Para aliviar estes obstáculos, diversas variantes desta tecnologia encontram-se em desenvolvimento como a *Advanced Adiabatic CAES* e a *Small Scale CAES* [16].

Na tabela 2.3 apresentam-se os principais indicadores técnico-económicos atuais da tecnologia de armazenamento de energia por ar comprimido:

Tabela 2.3 - Indicadores técnico-económicos dos sistemas de armazenamento de energia com ar comprimido.

Ar Comprimido (CAES)	
Custo de investimento específico potência (€/kW)	400-1150 [7] 1000 [8] 356-712 [4]
Custo de investimento específico energia (€/kWh)	10-120 [7] 40-80 [8] 1,78-44,5 [4]
Custo de manutenção (€/kW/ano)	10 [9]
Tempo de vida útil (anos)	25-40 [7] 25 [8] 20-40 [4]
Densidade de energia (Wh/kg)	30-60 [7]

Densidade de potência (W/kg)	n.d
Auto descarga (%/dia)	~0 [7] 0.5-1 [8] Pequena [4]
Tempo de descarga	6h-dias [10]

2.5. Supercondensadores

Os condensadores são a forma mais direta de armazenar energia elétrica. Em termos simples, estes são constituídos por duas placas condutoras separadas por uma camada dielétrica [4]. Quando uma placa é carregada através do uso de eletricidade proveniente de uma fonte DC, a outra placa será carregada com uma carga de sinal oposto através de indução. Assim, o armazenamento de energia elétrica é feita pela acumulação de cargas positivas e negativas nestas placas.

Nas últimas décadas, esta tecnologia tem sido alvo de intensa investigação, levando ao surgimento dos supercondensadores, que comparados com os condensadores convencionais possuem uma capacitância e densidade energética muito superiores, permitindo *designs* compactos [5] e levando à viabilidade da sua utilização como dispositivo ESS.

Quanto à sua constituição, os supercondensadores armazenam energia através do uso de um eletrólito (solução de iões positivos e negativos dissolvidos) entre duas placas condutoras (elétrodos), em vez do tradicional dielétrico sólido [4].

Dependendo do tipo de material utilizado e da tecnologia utilizada para produzir os elétrodos, os supercondensadores podem ser distinguidos em três grandes categorias: Supercondensadores eletroquímicos de dupla camada (ou ECDL, na sua sigla inglesa), Pseudocondensadores e condensadores híbridos [2].

Os supercondensadores ECDL são os que têm uma produção menos dispendiosa e constituem o tipo mais comum de supercondensadores. Estes são constituídos por elétrodos com materiais baseados em carbono, devido à sua elevada área superficial, afastados entre si por um eletrólito e um separador.

Relativamente aos supercondensadores pseudocapacitivos, estes são igualmente de dupla camada mas utilizam óxidos de metal ou polímeros condutores como elétrodos, possibilitando a troca de eletrões entre estes e o eletrólito mas mantendo um comportamento altamente capacitivo [17]. Estes materiais armazenam energia através de reações redução-oxidação, altamente reversíveis, em adição à energia armazenada electrostaticamente.

Os *designs* mais recentes de supercondensadores são de natureza híbrida e assimétrica, possuindo maior densidade energética que os tradicionais supercondensadores EDLC sem sacrificar a sua acessibilidade [2], [17]. As vantagens deste design, consistem na duplicação da capacitância global total comparada com o supercondensador EDLC tradicional e numa elevação da tensão nominal, devido a um aumento da diferença de potencial devida aos elétrodos serem de diferentes materiais [17]. No entanto, esta tecnologia é muito recente e ainda se encontra em fase de investigação.

À semelhança das *flywheels*, este tipo de armazenamento é mais indicado para aplicações como dispositivo de qualidade de serviço como atuar como gerador auxiliar de modo a fazer uma transição eficaz entre dois geradores e responder a flutuações rápidas de fontes de energia intermitentes [4].

As principais vantagens deste tipo de ESS são o tempo de resposta quase instantâneo, a densidade de potência extremamente elevada, grande estabilidade ao longo de todo o ciclo de carga e descarga, o tempo de vida relativamente longo (cerca de 10 anos), carregamento e descarregamento rapidíssimo, a elevada eficiência e a necessidade de pouca manutenção [5].

Relativamente às principais limitações, é de salientar a elevada taxa de auto descarga (2-40% por dia), reduzida densidade energética, o que limita a sua utilização em aplicações que não sejam de curta duração, e o elevado custo de investimento [2], [14].

Na tabela 2.4 apresentam-se os principais indicadores técnico-económicos atuais da tecnologia de armazenamento de energia por supercondensadores:

Tabela 2.4 - Indicadores técnico-económicos da tecnologia de armazenamento de energia por supercondensadores.

Supercondensadores	
Custo de investimento específico potência (€/kW)	100-400 [7] 10-20 [8] 89-267 [4]
Custo de investimento específico energia (€/kWh)	300-4000 [7] 10000-20000 [8] 267-1780 [4]
Custo de manutenção (€/kW/ano)	n.d
Tempo de vida útil (anos)	+ 20 [7] 15 [8] 500-5000 [4]

Tempo de vida útil (ciclos)	10 ⁴ -10 ⁸ [7] Acima de 1 milhão[8] 100,000+ [4]
Eficiência (%)	85-98 [7] 90-94 [8] ~90-97 [4]
Densidade de energia (Wh/kg)	0.1-15 [7]
Densidade de potência (W/kg)	100,000+ [7]
Auto descarga (%/dia)	2-40 [7] >25 nas primeiras 48h [8] 20-40 [4]
Tempo de descarga	s-min [10]

2.6. Supercondutores Magnéticos

Apesar de a supercondutividade ter sido descoberta em 1911, a aplicação desta tecnologia ao armazenamento de energia só começou a ser estudada na década de 1970 [18]. Os sistemas de armazenamento de energia que recorrem a supercondutores magnéticos (SMES na sigla inglesa) armazenam energia no campo magnético criado pela circulação de uma corrente elétrica DC numa bobina supercondutora de grandes dimensões [18]. A bobina é normalmente constituída por filamentos de titânio de nióbio (NbTi) mantida a temperaturas muito reduzidas (-270 °C) [14], abaixo da sua temperatura crítica de supercondutividade, possibilitando uma resistência praticamente nula.

Um sistema SMES é constituído por 3 elementos fundamentais: a bobina supercondutora, o sistema de controlo e de interface com a rede (designado por *Power Conditioning System* ou PCS) e o sistema de arrefecimento criogénico [4].

A bobina pode ser configurada como solenoide ou toróide, sendo a primeira forma a mais usada devido à sua simplicidade e baixo custo [18]. Já no que toca ao PCS, este pode ser baseado em: tirístores, *voltage source converters* (VSC) ou *current source converters* (CSC). O primeiro é utilizado em aplicações de controlo de potência ativa, devido à sua capacidade limitada de controlar a potência reativa, enquanto os últimos (os VSC e os CSC) são usados em aplicações que requerem um controlo independente e simultâneo de potência ativa e reativa.

Relativamente ao sistema de arrefecimento criogénico, este é constituído por uma garrafa de Dewar (mais conhecida por *termos*) que contém hélio ou nitrogénio líquido [4]. Os custos de aquisição e manutenção destas unidades de arrefecimento são o fator dominante do elevado preço dos sistemas SMES.

Os sistemas SMES, de acordo com [19], possuem uma densidade energética relativamente baixa enquanto a densidade de potência é bastante elevada. Exibem, ainda, uma elevada eficiência e um tempo de resposta muito rápido [4]. Outras vantagens deste tipo de sistemas de armazenamento são: a taxa de auto descarga aproximadamente nula, a estabilidade nos ciclos de carga e descarga e o longo tempo de vida útil.

Estas características tornam os sistemas SMES particularmente atrativos para aplicações de qualidade de serviço, como nivelamento de carga, regulação de frequência, melhoria de estabilidade dinâmica/transitória, regulação de tensão e aumento da capacidade das linhas de transmissão [20].

Embora estes sistemas tenham excelentes características técnicas, não existem muitos sistemas SMES instalados atualmente devido ao seu elevado custo. Adicionalmente, encontrarem-se numa fase primária de investigação, necessitam de sistemas de refrigeração e têm um forte impacto ambiental devido ao potente campo magnético que lhes está associado [4].

Na tabela 2.5 apresenta-se os principais indicadores técnico-económicos atuais da tecnologia de armazenamento de energia por supercondutores magnéticos:

Tabela 2.5 - Indicadores técnico-económicos da tecnologia de armazenamento de energia supercondutores magnéticos.

Supercondutores Magnéticos (SMES)	
Custo de investimento específico potência (€/kW)	100-400 [7] 178-267 [4]
Custo de investimento específico energia (€/kWh)	700-7000 [7] 890-8900 [4]
Custo de manutenção (€/kW/ano)	n.d
Tempo de vida útil (anos)	20 [7] 20+ [4]

Tempo de vida útil (ciclos)	10000 [7] Sem limite [8] 100,000+ [4]
Eficiência (%)	95 [7] 80-90 [8] ~95-97 [4]
Densidade de energia (Wh/kg)	0.5-5 [7]
Densidade de potência (W/kg)	500-2000 [4]
Auto descarga (%/dia)	10-15 [7] 10-15 [4]
Tempo de descarga	1s-30 min [10]

2.7. Baterias Convencionais

As baterias recarregáveis/secundárias são a forma de armazenamento mais antiga de energia elétrica, armazenando eletricidade na forma de energia química [4]. São constituídas por uma ou mais células eletroquímicas que são conectadas em série ou em paralelo de modo a obter as especificações de energia e potência requeridas [21].

Cada célula eletroquímica é composta por um eletrólito sólido, pastoso ou líquido e por dois eletrodos, que constituem o terminal positivo (cátodo) e o terminal negativo (ânodo). Durante a descarga, ocorrem reações eletroquímicas ao nível dos eletrodos, gerando um fluxo de elétrons através de um circuito externo [4]. Estas reações são reversíveis, possibilitando o recarregamento da bateria pela aplicação de uma diferença de potencial aos eletrodos.

Até ao presente, vários tipos de baterias recarregáveis têm sido desenvolvidas para uso comercial, incluindo: as de Chumbo-Ácido (LA), Níquel-Cádmio (NiCd), Enxofre-Sódio (NaS) e Iões de lítio (Li-Ion) [5]. Estas baterias podem ser utilizadas tanto em aplicações de larga escala como em aplicações de pequena escala.

2.7.1 Chumbo-Ácido

As baterias de Chumbo-Ácido são as mais maduras, sendo utilizadas há mais de 130 anos em várias aplicações e, hoje em dia, continuam a ser a tecnologia de armazenamento eletroquímico mais utilizada para aplicações de pequena a média escala [22].

As baterias de Chumbo Ácido apresentam fatores atrativos como o seu baixo custo, a sua elevada fiabilidade, a alta eficiência e a posse de um bom funcionamento em aplicações de fornecimento de potência ininterrupto, qualidade de serviço e função de reserva gigante. Contudo, esta tecnologia apresenta diversas desvantagens: curto período de vida, necessidade de manutenção regular, baixa densidade energética, emissão de gases tóxicos e *performance* pouco satisfatória em ambientes frios [4].

Na tabela 2.6 apresentam-se os principais indicadores técnico-económicos atuais da tecnologia de armazenamento de energia por baterias de chumbo-ácido:

Tabela 2.6 - Indicadores técnico-económicos da tecnologia de armazenamento de energia do tipo Pb-ácido.

Baterias Chumbo-Ácido (LA)	
Custo de investimento específico potência (€/kW)	200-650 [7] 150-200 [8] 267-534 [4]
Custo de investimento específico energia (€/kWh)	50-300 [7] 100-250 [8] 178-356 [4]
Custo de manutenção (€/kW/ano)	n.d
Tempo de vida útil (anos)	3-15 [7] 5-15 [8] 5-15 [4]
Tempo de vida útil (ciclos)	100-1000 [7] 500-2000 [8] 500-1000 [4]
Densidade de energia (Wh/kg)	30-50 [7]
Densidade de potência (W/kg)	75-300 [4]
Eficiência (%)	60-95 [7] 70-80 [4]

Auto descarga (%/dia)	0.1-0.3 [7] 0.1-0.4 [8] 0.1-0.3 [4]
Tempo de descarga	min-h [10]

2.7.2 Níquel Cádmio

As baterias de níquel-cádmio competem com as de chumbo-ácido em termos de popularidade e maturidade (existem há aproximadamente 100 anos) [4]. Este tipo de bateria possui um elétrodo positivo de hidróxido de níquel, um elétrodo negativo de hidróxido de cádmio, um separador e um eletrólito alcalino (normalmente hidróxido de potássio).

As baterias NiCd possuem diversas vantagens face às de LA: uma densidade energética mais elevada, alta fiabilidade, necessidade de pouca manutenção e um maior tempo de vida útil [22]. Estas características levam a que as principais aplicações deste tipo de baterias sejam os dispositivos portáteis, iluminação de emergência, fornecimento de potência ininterrupto e auxílio de arranque de geradores [4].

Por outro lado, uma das principais desvantagens das baterias NiCd é o seu custo relativamente elevado face a outros tipos de baterias, devido ao seu processo de produção dispendioso [4]. Existem ainda outras limitações, como a sua elevada toxicidade (o que levanta problemas com o seu impacto ambiental) e o efeito de memória. Esta última característica torna este tipo de baterias especialmente pouco apropriado para a melhoria da integração de fontes de energia intermitentes (como a produção eólica) [22], já que existe perda da capacidade de armazenamento se não ocorrer um descarregamento completo das mesmas, antes de voltarem a ser carregadas. Como a produção eólica e fotovoltaica não é despachável e inclui erros de previsão, as baterias NiCd não operam de forma economicamente eficiente devido ao referido efeito [22].

Na tabela 2.7 apresentam-se os principais indicadores técnico-económicos atuais da tecnologia de armazenamento de energia por baterias de níquel-cádmio:

Tabela 2.7 - Indicadores técnico-económicos das baterias da tecnologia de armazenamento de energia de tipo NiCd

Baterias Níquel Cádmio (NiCd)	
Custo de investimento específico potência (€/kW)	350-1000 [7] 445-1335 [4]

Custo de investimento específico energia (€/kWh)	200-1000 [7] 712-1335 [4]
Custo de manutenção (€/kW/ano)	n.d
Tempo de vida útil (anos)	15-20 [7] 5-20 [4]
Tempo de vida útil (ciclos)	1000-3000 [7] 2000-2500 [4]
Eficiência (%)	60-91 [8] ~60-70 [4]
Densidade de energia (Wh/kg)	40-60 [7]
Densidade de potência (W/kg)	150-300 [4]
Auto descarga (%/dia)	0.2-0.6 [7] 0.2-0.6 [4]
Tempo de descarga	Min-h [10]

2.7.3 Enxofre-Sódio

Os materiais ativos nas baterias NaS são o enxofre líquido, como elétrodo positivo, e o sódio líquido, como elétrodo negativo. Os elétrodos são separados por um material cerâmico sólido, que também funciona como eletrólito [23]. Todo o sistema é mantido a uma temperatura elevada, entre os 300 °C e os 350 °C, de modo a facilitar os processos de carregamento e descarregamento da bateria [4].

As baterias NaS são uma tecnologia emergente muito atraente para suporte de produção de energia de fontes intermitentes, devido ao seu período de vida relativamente longo, elevada densidade energética e de potência, elevada eficiência e capacidade de produzir potência de saída 600% superior ao valor nominal durante 30 segundos [4], [22]. Adicionalmente, estas características também tornam este tipo de bateria atrativa, economicamente, para outras aplicações que combinam simultaneamente funções de qualidade de serviço e gestão de energia [4].

Ao contrário de outros tipos de baterias, as de enxofre-sódio são amigas do ambiente, por não fazerem qualquer tipo de emissão tóxica durante a sua operação e por 99% dos materiais da bateria serem recicláveis [24].

As principais desvantagens deste tipo de baterias prendem-se com o elevado custo de investimento e com a necessidade de manter o sistema a uma temperatura bastante elevada [4].

Na tabela 2.8 apresentam-se os principais indicadores técnico-económicos atuais da tecnologia de armazenamento de energia por baterias de enxofre-sódio:

Tabela 2.8 - Indicadores técnico-económicos das baterias da tecnologia de armazenamento de energia de elevada temperatura do tipo NaS

Baterias Enxofre-Sódio (NaS)	
Custo de investimento específico potência (€/kW)	700-2000 [7] 150-200 [8] 890-2670 [4]
Custo de investimento específico energia (€/kWh)	200-900 [7] 500-700 [8] 267-445 [4]
Custo de manutenção (€/kW/ano)	17-44 [25]
Tempo de vida útil (anos)	10-15 [7] 15-20 [8] 10-15 [4]
Tempo de vida útil (ciclos)	2000-4500 [7] 5000-10000 [8] 2500 [4]
Densidade de energia (Wh/kg)	150-240 [7]
Densidade de potência (W/kg)	150-230 [4]
Eficiência (%)	85-90 [8] ~75-90[4]
Auto descarga (%/dia)	20 [7] 10 [8] ~20 [4]
Tempo de descarga	min-h [10]

2.7.4 Iões de Lítio

A bateria Li-Ion foi primeiro propostas na década de 1960, desenvolvida durante a década de 1970 em diversas instituições como o Laboratório Bell (EUA) e Universidade de Oxford (Inglaterra), culminando com o primeiro lançamento comercial, em 1991, por parte da *Sony* [4]. Desde essa altura, a procura por este tipo de baterias cresceu exponencialmente, nomeadamente no mercado dos dispositivos móveis [22].

Ao nível da sua constituição, o cátodo é composto por um óxido de metal que contém iões de lítio e o ânodo é constituído por carbono. Já o eletrólito é constituído por sais de lítio dissolvidos em carbonatos orgânicos [4].

Existem várias características atrativas das baterias Li-Ion, de entre as quais se destacam: eficiência muito alta, elevada densidade de potência e energia e rápida capacidade de descarga [22].

As principais desvantagens das mesmas são o elevado custo de investimento, o fato dos materiais componentes (lítio) existirem em pouca abundância e a necessidade de inclusão de circuitos especiais de proteção contra sobrecargas internas [4], [22].

Na tabela 2.9 apresentam-se os principais indicadores técnico-económicos atuais da tecnologia de armazenamento de energia por baterias de iões de lítio:

Tabela 2.9 - Indicadores técnico-económicos das baterias da tecnologia de armazenamento de energia iões de lítio.

Baterias Iões de Lítio (Li-ion)	
Custo de investimento específico potência (€/kW)	700-3000 [7] 150-200 [8] 168-3560 [4]
Custo de investimento específico energia (€/kWh)	200-1800 [7] 300-800 [8] 534-2225 [4]
Custo de manutenção (€/kW/ano)	9-22 [25]
Tempo de vida útil (anos)	5-15 [7] 5-20 [8] 5-15 [4]
Tempo de vida útil (ciclos)	1000-10,000+ [7] 1000-5000 [8] 1000-10,000 [4]

Eficiência (%)	85-100 [7] 83-86 [8] ~90-97 [4]
Densidade de energia (Wh/kg)	75-250 [7]
Densidade de potência (W/kg)	150-315 [4]
Auto descarga (%/dia)	0.1-0.3 [7] 0.1-0.3 [4]
Tempo de descarga	min-h [10]

2.8. Baterias de Fluxo Regenerativo

A bateria de fluxo é um tipo de bateria recarregável onde o eletrólito contém um ou mais componentes químicos eletroativos que fluem através de uma célula eletroquímica que converte a energia química em eletricidade. O eletrólito adicional é armazenado em reservatórios externos, normalmente tanques, sendo bombeado para a célula eletroquímica [4]. Esta reação é reversível possibilitando o carregamento, descarregamento e recarregamento da mesma [5]. Comparativamente, com as baterias convencionais as baterias de fluxo armazenam a energia no eletrólito e não nos elétrodos [26].

Entre as principais vantagens deste tipo de ESS contam-se o longo tempo de vida útil, ausência de auto descarga, excelente tempo de resposta e simplicidade de manutenção. No que toca às suas desvantagens, salientam-se a reduzida densidade de potência e custos de investimento e de manutenção elevados (associados à operação do sistema de bombagem e de reservatórios de eletrólito)[21].

Geralmente, consideram-se 3 tipos de baterias de fluxo regenerativas, dependendo do tipo de eletrólito usado: Vanádio, Bromo-Zinco e Brometo de Polissulfureto.

2.8.1 Vanádio (VRB)

Este tipo de bateria de fluxo regenerativo emprega iões de vanádio, possuindo a habilidade de existir em 4 estados de oxidação para armazenar energia potencial química, evitando o uso de outro elemento eletroativo [27].

As baterias VRB possuem uma rápida capacidade de resposta, alta eficiência e um longo período de vida útil (considerando a realização de manutenção anual adequada) [22]. Contudo, devido à sua pouca maturidade (fase de testes) os custos de investimento e manutenção são bastante elevados.

Os sistemas de armazenamento VRB têm aplicação em diversas áreas como qualidade de serviço, fornecimento de potência ininterrupto, gestão de energia e integração de fontes de produção renovável (de pequena e média dimensão) [4].

Na tabela 2.10 apresentam-se os principais indicadores técnico-económicos atuais da tecnologia de armazenamento de energia por baterias de fluxo VRB:

Tabela 2.10 - Indicadores técnico-económicos da tecnologia de armazenamento de energia de fluxo regenerativo do tipo VRB.

Baterias de Fluxo Regenerativo (VRB)	
Custo de investimento específico potência (€/kW)	2500 [7] 1000-1500 [8] 534-1335 [4]
Custo de investimento específico energia (€/kWh)	100-1000 [7] 300-500 [8] 134-890 [4]
Custo de manutenção (€/kW/ano)	17-47 [25]
Tempo de vida útil (anos)	5-20 [7] 10-15 [8] 5-10 [4]
Tempo de vida útil (ciclos)	10,000+ [7] >10,000 [8] 12,000+ [4]
Densidade de energia (Wh/kg)	75 [7]
Densidade de potência (W/kg)	n.d
Eficiência (%)	85 [7] 60-70 [8] 75-85 [4]

Auto descarga (%/dia)	0-10 [7] 0-1-0.4 [8] Pequena [4]
Tempo de descarga	2-20h [10]

2.8.2 Bromo Zinco

A bateria ZnBr é uma bateria de fluxo híbrida em que muita da energia é armazenada através da acumulação de zinco no ânodo, durante o processo de carregamento. Desta forma a capacidade de armazenamento total depende tanto da área superficial dos elétrodos como do tamanho dos reservatórios de eletrólito [28].

Comparativamente às baterias VRB, as baterias ZnBr possuem uma eficiência inferior e um período de vida mais curto. No entanto, possuem custos de investimento e manutenção inferiores. Possui, ainda, um tempo de carregamento entre 3 a 4 horas e capacidade de potência de saída de 200% da nominal [22].

Na tabela 2.11 apresentam-se os principais indicadores técnico-económicos atuais da tecnologia de armazenamento de energia por baterias de fluxo ZnBr:

Tabela 2.11 - Indicadores técnico-económicos da tecnologia de armazenamento de energia de fluxo regenerativo do tipo ZnBr.

Baterias de Fluxo Regenerativo (ZnBr)	
Custo de investimento específico potência (€/kW)	500-1800 [7] 1000-1500 [8] 623-2225 [4]
Custo de investimento específico energia (€/kWh)	100-700 [7] 300-500 [8] 134-890 [4]
Custo de manutenção (€/kW/ano)	11-34 [25]
Tempo de vida útil (anos)	5-10 [7] 10-15 [8] 5-10 [4]

Tempo de vida útil (ciclos)	2000+ [7] >10,000 [8] 2000+ [4]
Eficiência (%)	70-15 [7] 60-70 [8] ~65-75 [4]
Densidade de energia (Wh/kg)	60-80 [7]
Densidade de potência (W/kg)	n.d
Auto descarga (%/dia)	1 [7] 0.1-0.4 [8] Pequena [4]
Tempo de descarga	2-20h [10]

2.8.3 Brometo de Polissulfureto

A bateria PSB é um tipo de bateria de fluxo que se baseia numa reação eletroquímica entre duas soluções salinas eletrolíticas (brometo de sódio e polissulfureto de sódio) [21].

Este tipo de baterias possui uma eficiência que ronda os 75%, tem um período de vida relativamente curto (3000 ciclos de carregamento e descarregamento) e uma densidade de energia que varia entre os 15 a 30 W.h/Kg [29].

A maior vantagem dos sistemas de armazenamento PSB prende-se com a abundância e preço reduzido dos dois eletrólitos usados. Contudo, durante as reações químicas são produzidos cristais de sulfato de sódio, o que pode resultar em problemas ambientais [29].

Esta tecnologia de armazenamento de energia possui diversas potenciais aplicações, especialmente na área de controlo de frequência e de tensão, devido à sua rapidez de resposta (menos de 20 ms). Porém, esta tecnologia ainda é pouco madura e a viabilidade da sua aplicação em larga escala ainda necessita de ser verificada [29].

Na tabela 2.12 apresentam-se os principais indicadores técnico-económicos atuais da tecnologia de armazenamento de energia por baterias de fluxo PSB.

Tabela 2.12 - Indicadores técnico-económicos da tecnologia de armazenamento de energia PSB.

Baterias de Fluxo Regenerativo (PSB)	
Custo de investimento específico potência (€/kW)	623-2225 [4]
Custo de investimento específico energia (€/kWh)	134-890 [4]
Custo de manutenção (€/kW/ano)	n.d
Tempo de vida útil (anos)	10-15 [4]
Tempo de vida útil (ciclos)	3000 [29]
Densidade de energia (Wh/kg)	~15-30 [9]
Densidade de potência (Wh/kg)	n.d
Eficiência (%)	-60-75 [4]
Auto descarga (%/dia)	Pequena [4]
Tempo de descarga	s-10h [4]

2.9. Comparação das diferentes tecnologias

Após uma descrição sucinta do princípio de funcionamento, principais características e aplicações das tecnologias de armazenamento de energia mais comuns, nesta secção será feita uma análise e comparação entre as mesmas de acordo com diversos critérios.

Numa primeira fase será feita uma comparação entre as diversas tecnologias no que toca às suas características fundamentais: tempo de descarga, potência e energia nominais. Esta comparação será feita em função dos principais campos de aplicação das tecnologias ESS.

Posteriormente, será feita uma comparação no que toca aos seguintes aspetos técnicos e económicos:

- Densidade de potência e energia (em volume e em massa);
- Eficiência e auto-descarga;

- Tempo de vida útil;
- Custos de capital e custos de operação e manutenção (potência);
- Maturidade.

2.9.1 Campos de aplicação: tempo de descarga, potência e energia nominais

Encontra-se bem estabelecido que nenhuma tecnologia de EES consegue satisfazer os requisitos para todas as aplicações de sistemas de potência [29]. Desta forma, os sistemas de armazenamento de energia devem ser dimensionados e implementados de acordo com a função que irão desempenhar, de forma a garantir uma boa *performance*.

A potência nominal, capacidade de armazenamento de energia e o tempo de descarga constituem as principais características a ter em conta na seleção de um determinado tipo de ESS.

Note-se que se entende tempo de descarga como o tempo necessário para descarregar toda a energia armazenada num sistema ESS, de 100% até 0%, à potência nominal.

A figura 2.1 mostra uma comparação entre as diversas tecnologias de ESS quanto a estas características.

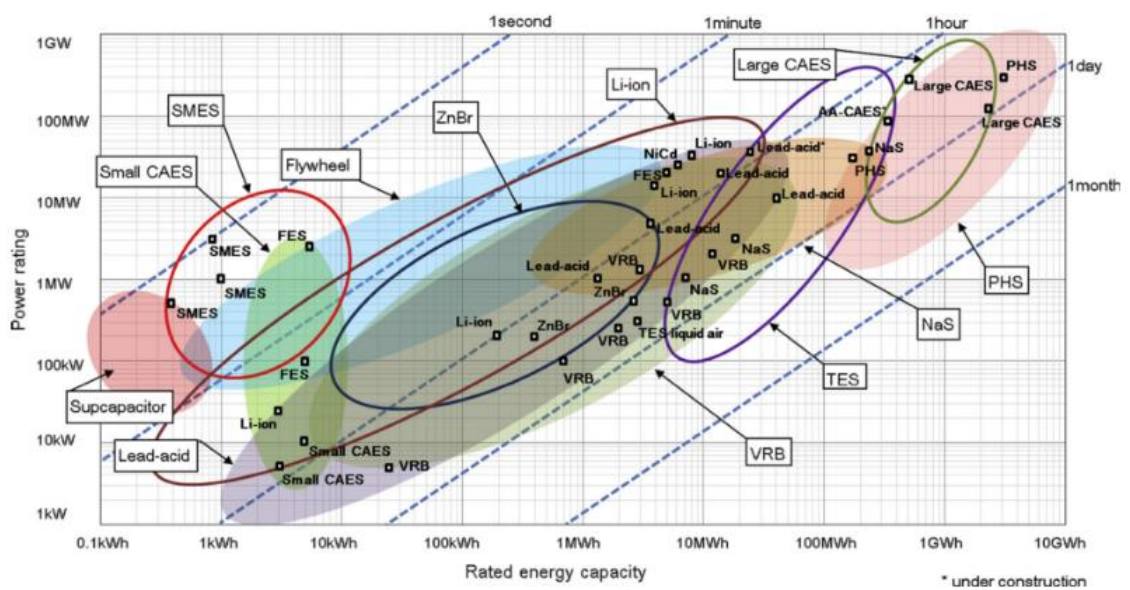


Figura 2.1 - Comparação entre as diversas tecnologias ESS no que toca ao tempo de descarga e potência e energia nominais [29]

Assim, de acordo com a relação entre estes 3 parâmetros, os diversos tipos de tecnologias de armazenamento podem ser divididos pelas seguintes grandes áreas de aplicação [4]: Gestão de Energia, Qualidade de Serviço e *Bridging Power*.

Gestão de Energia

Os sistemas de ESS desempenham um papel importante na otimização da utilização de energia e na separação temporal entre o momento de produção e consumo de eletricidade [29].

As aplicações típicas de gestão de energia são o *Time-shifting/Peak Shaving* [29]. Estas consistem no armazenamento de energia nos períodos de menor consumo e menor preço de energia (horas de vazio) e no seu uso ou venda nas horas de maior consumo (horas de ponta) - *Time-shifting* - evitando o recurso a eletricidade de preço mais elevado - *Peak Shaving*.

As tecnologias de bombagem (PHS) e ar comprimido (CAES) são tecnologias capazes de realizar Gestão de Energia em grande escala (acima dos 100 MW) [4]. Para aplicações de pequena/média escala (de 1 MW até 100 MW), as tecnologias de ESS mais apropriadas são grandes sistemas de baterias convencionais e sistemas de baterias de fluxo.

Qualidade de Serviço

As tecnologias usadas para funções de qualidade de serviço (como fornecimento ininterrupto de potência de breve duração, controlo de tensão e frequência) requerem um rapidíssimo tempo de resposta (na ordem dos milissegundos) [29]. Assim, os tipos de ESS apropriados para este tipo de aplicações são as *flywheels* (FES), as baterias convencionais, os supercondutores magnéticos (SMES) e os supercondensadores.

Tipicamente, a potência estipulada para sistemas ESS com funções de Qualidade de Serviço é inferior a 1 MW [4].

Bridging Power

Entende-se a aplicação de *Bridging Power* como o fornecimento ininterrupto de potência em intervalos de tempo relativamente longos (até algumas horas), até que se conclua a transição entre fontes de energia (paragem de um gerador e entrada em funcionamento de outro grupo produtor) [29]. Quando sistemas de ESS são adotados para funções de *bridging power*, devem possuir uma potência estipulada entre os 100 kW e os 10 MW, rápida capacidade de resposta (até aproximadamente 1 segundo).

As tecnologias de ESS tipicamente usadas para estas aplicações são as baterias convencionais e as baterias de fluxo [4]. Contudo, tecnologias como *flywheels* e supercondensadores também têm sido aplicadas com esta finalidade [29].

2.9.2 Densidade de Potência e Energia (em massa e em volume)

O tamanho e peso dos sistemas de ESS são dois fatores importantes para muitas aplicações [29], especialmente para aplicações portáteis. É evidente que um sistema mais leve e compacto torna a sua mobilidade mais fácil e conveniente.

Adicionalmente, em aplicações estacionárias, o volume ocupado pelo sistema pode ser uma importante restrição na fase de dimensionamento do sistema, devido a limitações de espaço no local de instalação ou, por outro lado, se um sistema de maior dimensão implicar o aluguer de uma área mais extensa [14].

Torna-se, assim, relevante a avaliação da densidade de potência e energia. A densidade de energia, em volume e massa, representa a energia máxima que é possível armazenar por unidade de volume e por unidade de massa respetivamente. Já a densidade de potência, em volume e massa, representa a potência nominal que se pode obter por unidade de volume e massa respetivamente.

A figura 2.2 apresenta uma comparação entre as diferentes tecnologias ESS no que toca à densidade de potência (W) e densidade de energia (Wh), em volume (L). As tecnologias mais compactas, apropriadas a aplicações limitadas em volume, tendem-se a aproximar do canto superior direito enquanto as tecnologias que requerem mais espaço aproximam-se do canto inferior esquerdo.

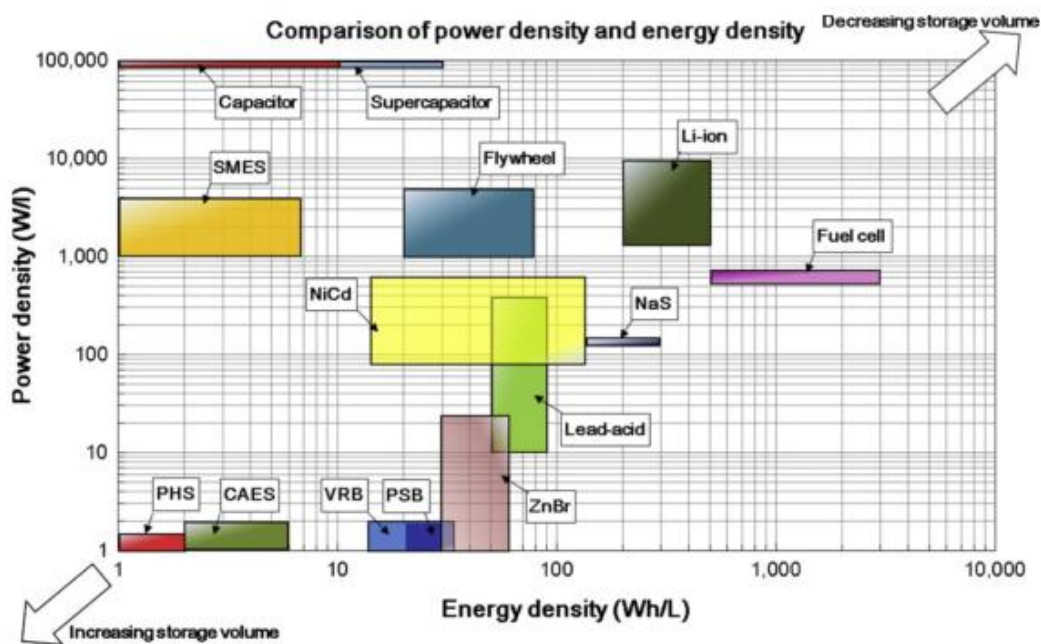


Figura 2.2 - Comparação entre as diferentes energias de ESS no que toca à densidade de potência (W) e densidade de energia (Wh), em volume (L) [29].

Observando a figura 2, pode-se verificar que os sistemas de bombagem (PHS), ar comprimido (CAES) e os diversos tipos de baterias de fluxo possuem uma baixa densidade de energia comparativamente com outras tecnologias. Assim, estas tecnologias de ESS são mais utilizadas em aplicações estacionárias [29].

Já os supercondutores magnéticos (SMES), supercondensadores e *flywheels* (FES) possuem uma elevada densidade de potência mas uma reduzida densidade de energia.

A maior parte das baterias convencionais possui um valor moderado tanto de densidade de potência como de densidade de energia, constituindo um bom compromisso entre ambos os parâmetros. As baterias NaS possuem uma densidade de energia superior às tecnologias de baterias mais maduras (LA e NiCD) mas uma densidade de potência inferior às baterias Li-Ion. Estas últimas, possuem tanto uma elevada densidade de energia como elevada densidade de potência, o que explica a grande diversidade de aplicações em que são utilizadas [3].

Por outro lado, a figura 2.3 apresenta uma comparação entre as diferentes tecnologias de armazenamento no que toca à densidade de potência (W) e densidade de energia (Wh), em massa (kg). As tecnologias mais leves, apropriadas a aplicações que requerem portabilidade, tendem-se a aproximar do canto superior direito.

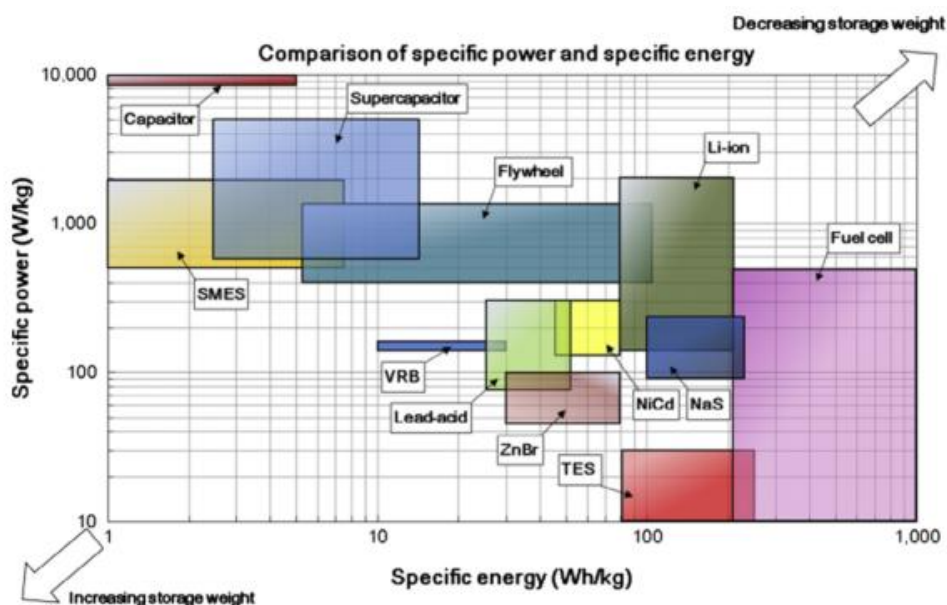


Figura 2.3 - Comparação entre as diferentes tecnologias de ESS no que toca à densidade de potência (W) e densidade de energia (Wh), em massa (Kg) [29].

Observando a figura 2.3, pode-se verificar que os sistemas SMES, FES e supercondensadores possuem uma elevada densidade de potência e reduzida densidade de energia.

Por outro lado, verifica-se que os sistemas de armazenamento com base em baterias de fluxo e na maior parte das baterias convencionais, possuem valores moderados tanto de densidade de energia como de densidade de potência, o que as torna ideais para aplicações que requeiram funções simultâneas de Gestão de Energia e Qualidade de Serviço [29].

É também possível constatar que as baterias de fluxo possuem uma densidade de energia inferior aos outros tipos de baterias enquanto as baterias NaS e Li-Ion possuem uma densidade de energia mais elevada que os outros tipos de baterias convencionais. As baterias NaS e Li-Ion também possuem uma densidade de potência bastante elevada.

Por fim, é de salientar que existem diferenças dentro de cada tecnologia de ESS no que toca à densidade de energia e à densidade de potência consoante o fabricante [4].

2.9.3 Eficiência e auto-descarga

No âmbito dos sistemas de EES, a eficiência corresponde ao rendimento (η) do ciclo de carregamento-descarregamento, ou seja, ao rácio entre a energia que é possível libertar pelo sistema, W_{lib} , e a energia armazenada, W_{arm} :

$$\eta = \frac{W_{lib}}{W_{arm}} \quad (2.1)$$

Usualmente de acordo com o nível de eficiência, as diversas tecnologias são classificadas em 3 categorias [4]:

- Muito alta eficiência (mais que 90%);
- Média a alta eficiência (entre 60% e 90%);
- Baixa eficiência (menor que 60%).

No gráfico da figura 2.4, apresenta-se uma comparação das diversas tecnologias no que toca à eficiência.

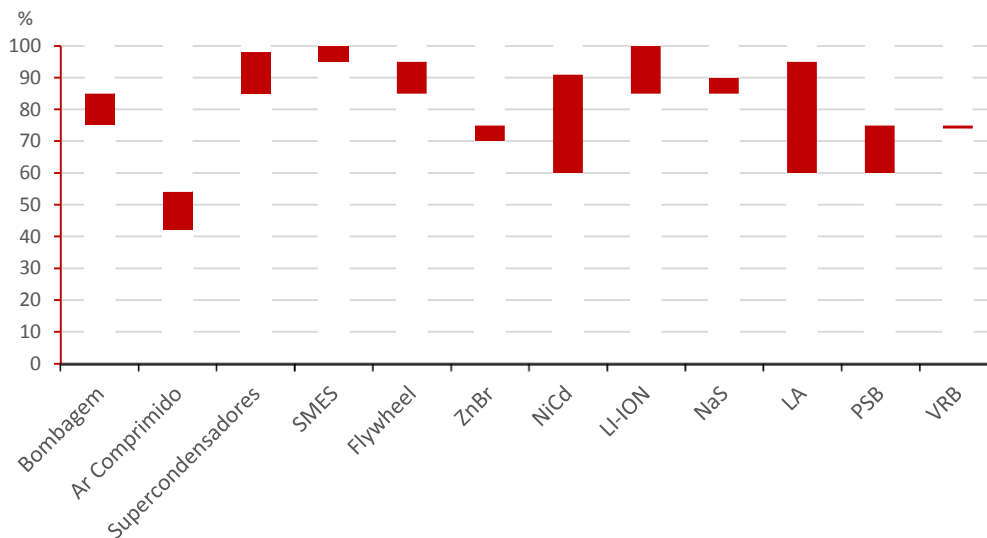


Figura 2.4 - Comparação das diversas tecnologias de armazenamento no que toca à eficiência [7].

Das tecnologias de armazenamento de energia analisadas, os SMES, supercondensadores, baterias Li-ion, baterias LA e *flywheels* de última geração possuem muito alta eficiência e apenas as centrais de ar comprimido possuem uma baixa eficiência. As restantes tecnologias possuem à categoria de média-alta eficiência.

De uma forma geral, a eficiência das diversas formas de armazenamento de energia aumentou sistematicamente ao longo dos anos e é expectável que essa tendência se mantenha.

Note-se que no cálculo da eficiência, não se tem em conta a auto descarga [4]. Este parâmetro corresponde à quantidade de energia que é dissipada naturalmente durante o funcionamento normal do sistema ESS. Estas perdas podem-se dever a fugas de ar nos reservatórios dos sistemas de ar comprimido, evaporação de água dos reservatórios das centrais hidroelétricas com bombagem, entre outras. O maior ou menor grau de auto descarga tem um papel determinante na duração do armazenamento de energia [29].

No gráfico da figura 2.5, apresenta-se uma comparação das diversas tecnologias no que toca à auto descarga, por dia.

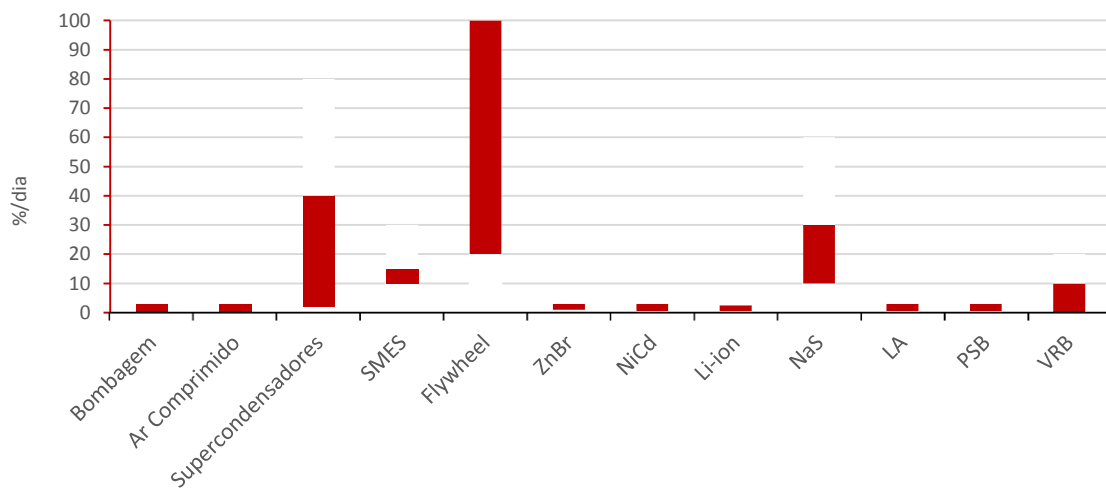


Figura 2.5 - Comparação das diversas tecnologias de armazenamento no que toca à auto-descarga [7].

Os sistemas PHS e CAES bem como as tecnologias de baterias de fluxo e de baterias convencionais possuem um nível de auto descarga, por dia, muito reduzido (entre 0 e 1%) o que torna possível o armazenamento de energia a médio-longo prazo (poucos meses a anos).

Relativamente às tecnologias SMES, *flywheel* e supercondensadores estas apenas se adequam a soluções de armazenamento de curto prazo (algumas horas) devido à elevada taxa de auto descarga, por dia, que apresentam (entre 10 e 100%).

2.9.4 Tempo de vida

Na figura 2.6 também se apresentam os valores típicos do tempo de vida útil, em ciclos, fator este que afeta o custo de investimento global de um dispositivo ESS. Dependendo da aplicação de um dado equipamento ESS, tempos de vida reduzidos implicam, normalmente, um maior custo de manutenção (por substituição) [29].

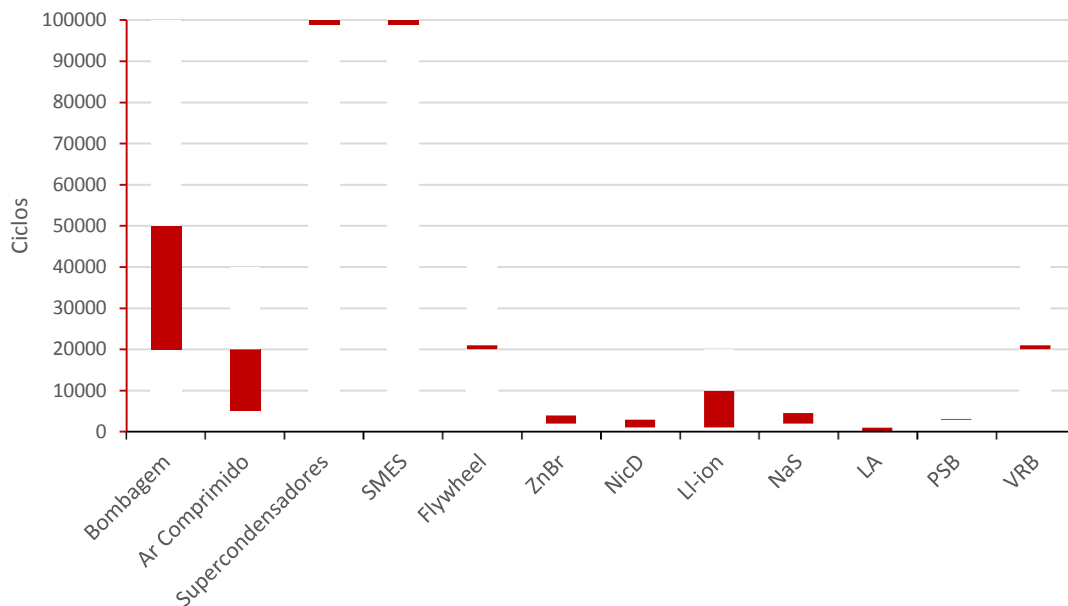


Figura 2.6 - Valores típicos do tempo de vida útil em ciclos para as diversas tecnologias de armazenamento [7].

Observando a figura 2.6, é possível verificar que, de uma forma geral, o tempo de vida varia consoante a categoria dos sistemas EES, no que concerne à forma em que a energia é armazenada.

Assim, sistemas ESS de natureza elétrica, como os SMES e supercondensadores, possuem um tempo de vida útil muito longo, com um valor acima dos 100,000 ciclos.

Já os sistemas ESS de natureza mecânica, como os PHS, CAES e *flywheels*, possuem um tempo de vida longo (mais de 10 000 ciclos) mas inferior aos de natureza elétrica.

Por fim, os sistemas ESS de natureza eletroquímica, que incluem as baterias convencionais e de fluxo (exceto os VRB), possuem um tempo de vida útil mais curto (normalmente inferior a 5000 ciclos), que se deve, principalmente, à crescente deterioração química à medida que aumenta o tempo de operação destes sistemas [4].

2.9.5 Maturidade

As diversas tecnologias de EES podem ser classificadas em 3 grandes categorias quanto à sua maturidade técnica [4], tal como demonstrado na figura 2.7.

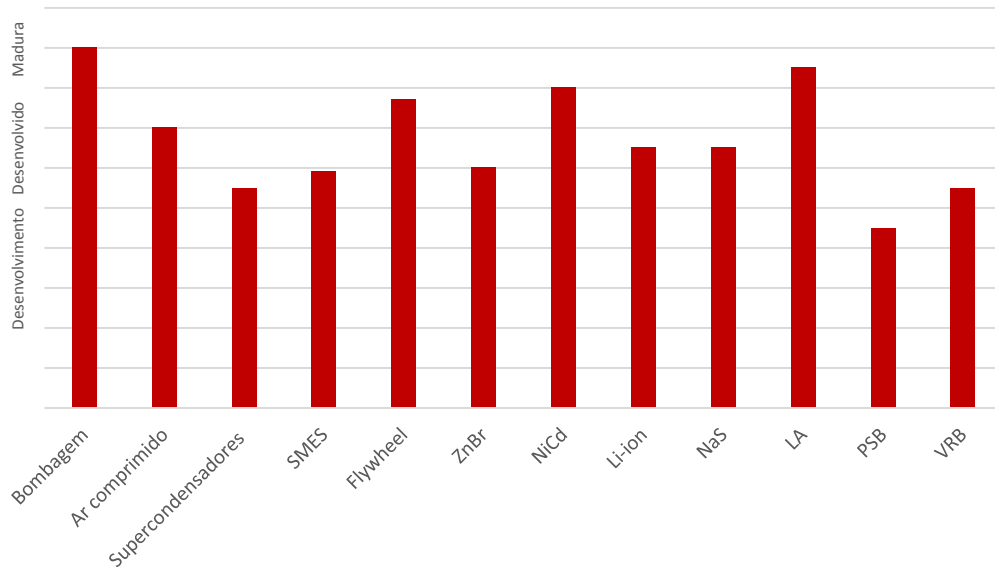


Figura 2.7 - Classificação das diversas tecnologias de ESS quanto a sua maturidade técnica (adaptado de [4]).

Das tecnologias analisadas, apenas os sistemas PHS e as baterias de chumbo-ácido são tecnologias maduras, plenamente desenvolvidas e com uso comercial abundante durante o último século. As tecnologias CAES, *flywheel*, SMES, supercondensadores, baterias de fluxo (VRB, ZnBr e PSB) e restantes baterias convencionais (NiCd, NaS e Li-ion) são tecnologias tecnicamente desenvolvidas e disponíveis comercialmente. No entanto, a aplicação prática destas tecnologias ainda é relativamente reduzida.

2.9.6 Custo de capital e custos de operação e manutenção

De seguida, procedeu-se à compilação e comparação das diversas tecnologias no que toca aos custos de capital (de energia e potência) e custos de operação e manutenção (por ano).

Uma análise económica completa das diferentes tecnologias de armazenamento de energia requer não só a consideração do custo de capital mas também do custo de operação e manutenção e do tempo de vida útil dos equipamentos [29]. Por exemplo, enquanto o custo de capital das baterias de chumbo-ácido é relativamente reduzido, esta tecnologia não é necessariamente a opção mais económica para aplicações de ESS em larga escala devido ao relativo curto tempo de vida e elevado custo de operação [4].

Na figura 2.8, apresentam-se os custos de investimento por unidade de energia, discriminados por tecnologia:

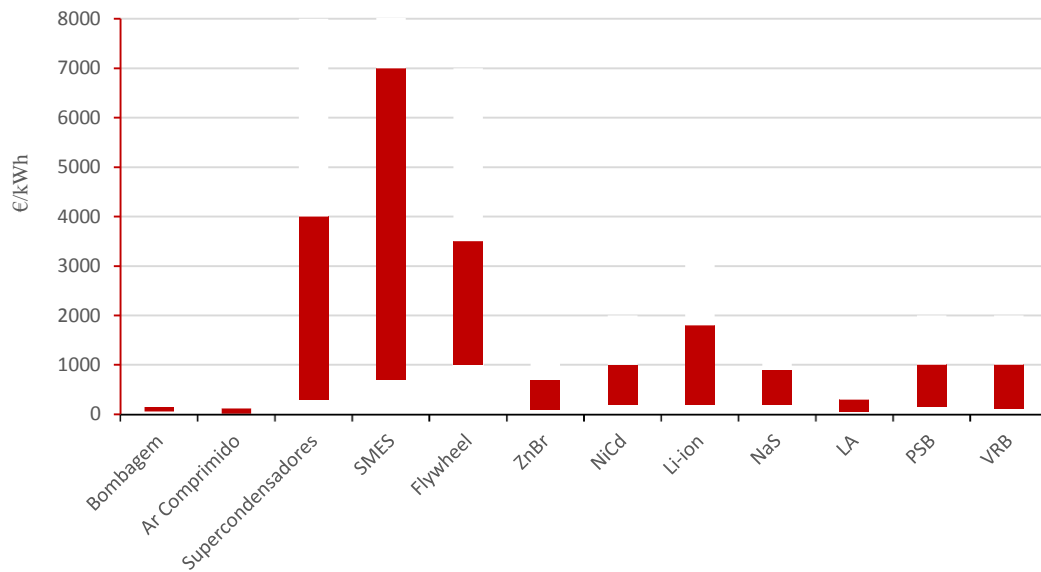


Figura 2.8 - Custos de investimento, das tecnologias de armazenamento ESS, por unidade de energia [7].

Observando a figura 2.8, verifica-se que as tecnologias direcionadas para aplicações de grande escala, os sistemas PHS e CAES, são as que possuem menores custos de capital de energia, seguidas pelos diferentes tipos de baterias convencionais e de fluxo. Entre os diferentes tipos de baterias, a tecnologia Li-ion é a mais cara e a LA a menos dispendiosa. Já sistemas como os SMES, supercondensadores e *flywheel* possuem elevadíssimos custos de capital de energia.

De seguida, na figura 2.9, apresentam-se os custos de investimento por unidade de potência, discriminados por tecnologia:

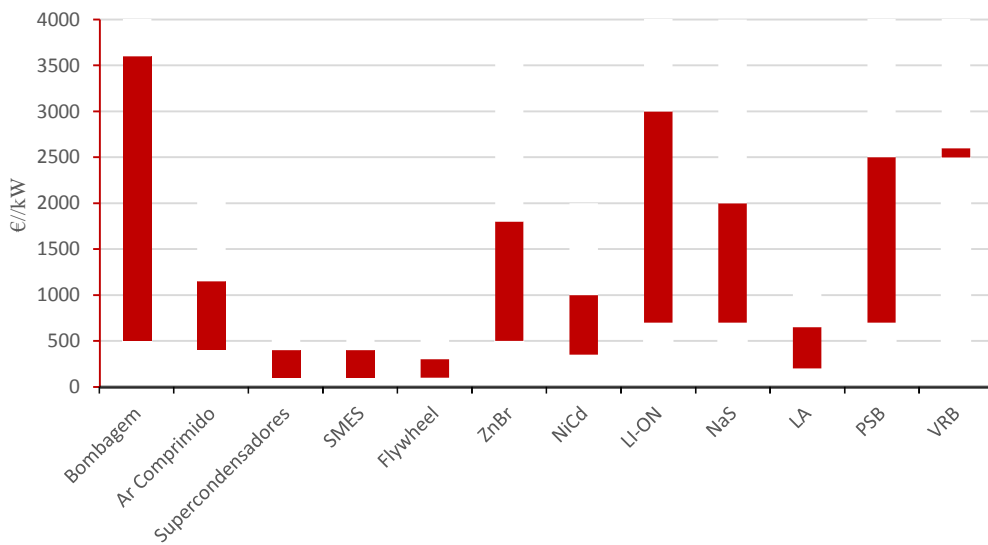


Figura 2.9 - Custos de investimento, das tecnologias de armazenamento ESS, por unidade de potência [7].

No que toca aos custos por unidade de potência, verifica-se o oposto do que se verifica nos custos de capital de energia: os dispositivos SMES, supercondensadores e *flywheel* são os que possuem o menor custo. Note-se, que os supercondensadores e SMES apenas são apropriados a aplicações de pequena escala e *flywheel* a média escala.

Já entre as tecnologias apropriadas a aplicações de grande escala, os dispositivos de ar comprimido possuem um custo muito inferior aos dispositivos PHS.

Em relação aos dispositivos para aplicações de média escala, as baterias LA são novamente a tecnologia mais económica e a Li-Ion a mais cara.

De seguida, na figura 2.10, apresentam-se os custos de manutenção por unidade de potência, discriminados por tecnologia:

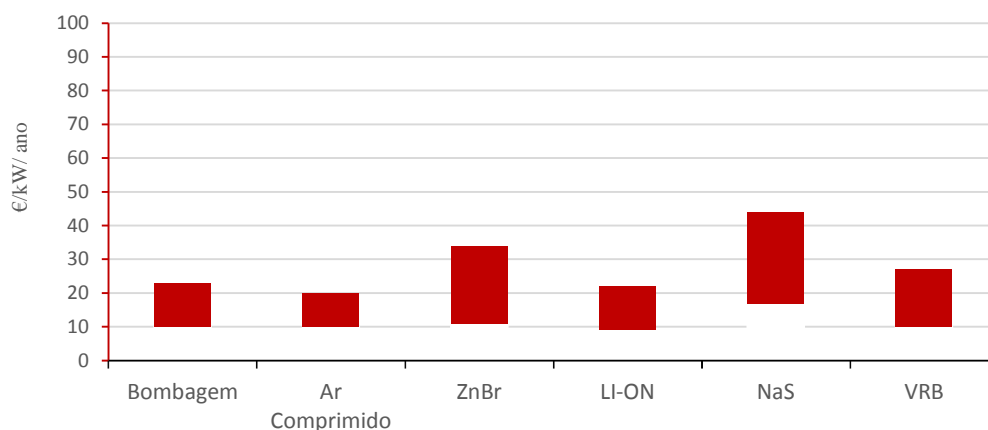


Figura 2.10 - Custos de manutenção, das tecnologias de armazenamento ESS, por unidade de potência [7].

Antes de mais, é de referir que das 12 tecnologias analisadas apenas foi encontrada informação sobre custos de manutenção para 6 tecnologias.

Observando a figura 10, verifica-se que as baterias NaS e ZnBr são as que possuem custos de manutenção mais elevados enquanto, mais uma vez, a tecnologia de ar comprimido é a que apresenta menores custos de manutenção.

Por fim, salienta-se que o custo dos sistemas ESS tem tendência a diminuir com o contínuo esforço na sua investigação e desenvolvimento [4] e que o custo de capital de um dado sistema de ESS também depende do seu local de instalação, da sua envergadura e tempo de construção [29].

2.9.7 Síntese

Após a extensa comparação entre as diversas tecnologias, apresenta-se, neste capítulo, uma síntese com as principais ilações relativas às tecnologias que reúnem o conjunto de características mais favoráveis de acordo com as principais áreas de aplicação.

Começando pela análise das tecnologias a aplicar em funções de gestão de energia, como o transporte de energia entre períodos horários, torna-se evidente que a tecnologia CAES é a menos dispendiosa para aplicações que requerem potências nominais superiores a 100 MW (grande escala). Apesar de menos eficiente e de possuir um menor tempo de vida que a tecnologia PHS, apresenta custos de investimento e manutenção bastante mais reduzidos. Já para aplicações de gestão de energia de média escala (inferiores a 100 MW), destacam-se as baterias convencionais de chumbo-ácido por apresentarem um excelente desempenho em praticamente todos os indicadores: possuem uma eficiência bastante elevada, baixa auto descarga e reduzidos custos de investimento (quer por unidade de energia quer por unidade de potência). Apresenta, no entanto, um tempo de vida relativamente curto. A melhor alternativa é a bateria Li-Ion, que possui melhor performance técnica contudo é bastante mais dispendiosa. Esta tecnologia constitui, ainda, a melhor escolha se o fator portabilidade for prioritário devido às suas excelentes características no que toca à densidade de potência e de energia.

Para funções de qualidade de serviço, como controlo de tensão e frequência, onde é imperativa uma rápida capacidade de resposta e disponibilidade rápida de valores elevados de potência, destacam-se as tecnologias SMES e os supercondensadores por apresentarem valores de densidade de potência, eficiência e tempos de vida (em ciclos) muito elevados. Os supercondensadores apresentam menores custos de investimento, tornando-os mais vantajosos. No entanto só são apropriados para aplicações até 1 MW de potência nominal. Para aplicações de média escala (de 1 a 10 MW) a opção terá de recair sobre os SMES ou sobre as flywheels, ambos muito eficientes e de rápida resposta. Os últimos envolvem custos de investimentos mais reduzidos mas sacrificam bastante capacidade cíclica.

Por fim, existem, ainda, tecnologias que oferecem a capacidade de realizarem funções tanto de gestão de energia como de qualidade de serviço: as baterias NaS e Li-Ion. Ambas possuem um bom desempenho no que toca à maior parte dos indicadores técnicos. Porém, as Li-Ion apresentam uma maior eficiência, maior densidade de potência e energia e tempo de vida. Quanto aos custos de investimento, as NaS são substancialmente menos dispendiosas mas mais caras no que toca aos custos de operação e manutenção.

2.10 Aplicação dos sistemas de ESS para integração e suporte de fontes eólicas

Neste capítulo pretende-se enumerar e analisar as diversas aplicações dos sistemas de armazenamento especialmente no que toca à integração e suporte de produção intermitente de origem eólica.

As aplicações de ESS relativas à integração de fontes eólicas podem ser divididas em 3 principais categorias, consoante o papel que desempenham para os diferentes intervenientes do SEE: o proprietário da central eólica, o operador da rede e o consumidor [5]. As aplicações

do lado da procura (consumidor) e da perspectiva do operador do sistema (rede) estão fora do âmbito do tema desta dissertação, pelo que não serão alvo de análise.

Os principais desafios no que diz respeito à integração da produção eólica são a intermitência/variabilidade, *ramp rate* e pouco controlo na potência de saída das centrais eólicas [30]. O papel dos sistemas EES no domínio da Produção é a minimização destes fatores, dotando as centrais eólicas de uma maior previsibilidade e controlabilidade, pondo-as em igual pé com as centrais de produção não-renovável, facilitando a integração destas no SEE e tornando-as despacháveis [31].

2.10.1 Time Shifting

Devido à natureza estocástica do vento [5], a produção de energia por parte dos aerogeradores é considerada independente do padrão de consumo da mesma. A instalação de um sistema ESS, ao nível da central eólica ou ao nível da subestação, permite armazenar o excesso de energia produzida nas horas de vazio possibilitando o seu uso nas horas de ponta (maior consumo) caso seja necessário. Este facto leva a que uma central eólica se torne previsível e que acompanhe o comportamento da procura de energia elétrica [31].

Este tipo de aplicação requer um sistema ESS com elevada capacidade de armazenamento e que seja capaz de armazenar energia durante longos períodos de tempo (de algumas horas até vários dias). A eficiência do sistema ESS é outro fator fulcral para a viabilidade económica da realização de *Time Shifting* uma vez que um equipamento de ESS ineficiente perderá uma porção significativa da energia que armazenou [31].

As principais tecnologias que reúnem estas características e que já foram experimentadas neste tipo de aplicação são os sistemas PHS e CAES, para aplicações de grande escala, e alguns tipos de baterias convencionais (LA, Li-Ion e NaS), para aplicações de média escala.

2.10.2 Minimização da incerteza das previsões de produção eólica

Outro desafio relacionado com a produção eólica é a incerteza associada com a sua produção devido à imprecisão da previsão das condições meteorológicas (velocidade do vento) no momento da produção [32]. De facto, o erro associado à previsão da produção eólica (para as 12 horas seguintes) anda à volta dos 10% a 22% [33].

Apesar da melhoria contínua dos métodos de previsão, haverá sempre alguma incerteza associada às condições meteorológicas. Aliás, este facto tem um impacto considerável nas centrais eólicas já que a velocidade do vento pode ser substancialmente diferente do que o sugerido na previsão, especialmente quando a previsão considerada é do tipo *day-ahead* [32].

Assim, na ocorrência de uma produção inesperadamente deficitária/excessiva, essa diferença pode ser compensada por um equipamento ESS de *back-up*.

2.10.3 Output Smoothing

A natureza inerentemente variável da produção eólica pode provocar oscilações tanto na frequência como na tensão. Assim, o equipamento ESS pode ser utilizado para mitigar esta variabilidade, tornando a potência de saída mais suave e minimizando as referidas flutuações que contribuem para a instabilidade do sistema [31]. Para tal, o sistema ESS deverá ter uma elevada *ramp rate*, ou seja, a capacidade de rapidamente mudar a quantidade de potência que descarrega (quando existe um decréscimo abrupto de potência de saída) ou absorve (quando ocorre um súbito excesso de produção). Por outro lado, a realização de *Output Smoothing* ao nível do parque eólico reduz a necessidade de serviços auxiliares ao nível da rede [31].

2.10.4 Eficiência no uso da rede de transmissão e minimização de curtailment

Outro dos desafios da integração eficiente da produção eólica no SEE é a eficiência na rede de transmissão.

De uma forma geral, a gestão de congestionamentos nas redes de transmissão pode ser classificada em soluções sistémicas ou locais [34]. A primeira consiste na compensação das flutuações de potência de proveniência eólica através de um redespacho das outras centrais pertencentes ao aparelho electroprodutor do SEE enquanto a segunda corresponde ao *curtailment* [34], que corresponde ao impedimento total ou parcial (e conseqüente desperdício) da transferência da potência de um parque eólico para as cargas.

Por outro lado, a produção de origem eólica depende da localização e normalmente é instalada nas zonas rurais ou mais remotas onde o seu potencial é máximo mas a capacidade de transmissão tende a ser mais deficitária [5], [31]. Desta forma, devido a restrições de transmissão, a energia produzida pode não ser transferida para os centros de consumo (*curtailment*).

A instalação de sistemas ESS surge, assim, como a solução para armazenar o excesso de produção nos períodos de congestionamento na rede de transmissão possibilitando a sua injeção mal sejam resolvidas as restrições de transmissão.

2.11 Dimensionamento dos sistemas ESS

Nesta secção serão apresentadas e discutidas as várias metodologias existentes para a resolução do dimensionamento do sistema ESS para suporte de parques eólicos.

Uma vez determinado o tipo de tecnologia ESS para uma determinada função, surge o problema de determinar quais as características (*Power e Energy rating*) ótimas desse sistema.

A resolução deste problema pode ser determinada através uma análise custo-benefício em que se tem em conta os custos e proveitos e se consideram as capacidades técnicas do sistema ESS [35].

Diversas metodologias têm sido desenvolvidas para determinação do dimensionamento ótimo de sistemas BESS para despacho diário [5].

Em [36], é proposta uma nova metodologia probabilística para dimensionamento de sistemas ESS, para suporte tanto de produção eólica como fotovoltaica, apoiada numa análise espectral do comportamento da velocidade do vento e da radiação solar em conjunto com a modelização (através de uma curva de potência típica) dos aerogeradores, dos painéis fotovoltaicos (através de características bem definidas dos painéis) e da procura de energia elétrica (baseada em diagramas de carga típicos). O dimensionamento é determinado tendo em conta o pior dia do ano, em que o sistema ESS é chamado a atuar mais vezes

Em [33], [37], é aplicada outra abordagem probabilística à resolução deste problema tendo como objetivo a compensação dos erros associados à previsão da produção eólica. Através de dados históricos (de previsões de produção e produção efetiva), são geradas funções de densidade de probabilidade empíricas do erro da produção eólica que servem de base à abordagem proposta. Estas funções de densidade de probabilidade são posteriormente usadas para obter o dimensionamento do sistema ESS em função da energia não fornecida (que corresponde à incerteza da previsão).

Por outro lado, o problema de dimensionamento dos sistemas EES também pode ser modelizado como um problema de otimização [5]. Geralmente, na sua formulação existe uma função custo que se pretende minimizar atendendo a diversas restrições que se relacionam com os seguintes fatores: precisão das previsões de produção eólica, objetivo específico da aplicação pretendida, estratégia de operação e respetivos aspetos económicos.

Em [38], é elaborada uma estratégia de controlo e dimensionamento em que a função objetivo, a minimizar, é definida como o desvio de potência entre o despacho desejado e a produção efetiva de um parque eólico, para uma dada hora. Este despacho é formulado através da previsão do valor médio da produção eólica (realizada na hora anterior) cujo valor do erro é considerado igual ou inferior a 10%. São, ainda, consideradas restrições relativas à carga remanescente no equipamento ESS (*State of Charge*), Profundidade de Descarga (*Depth of Discharge*) e limites de corrente admissível. Os resultados obtidos mostram que um dimensionamento adequado a uma operação eficiente de um parque eólico através de um despacho horário, varia entre os 15 e os 25% da potência nominal do parque.

Em [39], é utilizada uma função objetivo semelhante. No entanto, são considerados vários cenários para o despacho horário da produção eólica, obtidos através de previsão probabilística e do uso de distribuições cumulativas de probabilidade para os desvios máximo e mínimo do valor médio de produção, em cada hora. Posteriormente, a partir destes cenários, são estimadas as características nominais do sistema ESS em função do fator de risco (de não cobrir

a ocorrência de um dado desvio) desejado. Os resultados obtidos mostram que, para um investidor completamente avesso ao risco, o dimensionamento ótimo do sistema ESS toma um valor de cerca de 73% da potência nominal do parque eólico considerado. Já um investidor que admita um pequeno risco (5%), terá só de investir num dimensionamento com um valor correspondente a 20,5% da potência nominal do parque eólico.

Outros estudos elaboram uma função objetivo, a maximizar, que mede a diferença entre o benefício económico oferecido pelo sistema ESS e o seu custo. Esta formulação é utilizada em [40], onde se procura obter o dimensionamento ótimo para um sistema BESS que garanta uma potência de saída constante de um dado parque eólico, mantendo a tensão da interligação entre os aerogeradores e sistema ESS com a rede (através do sistema de condicionamento e conversão de potência) dentro dos limites admissíveis.

Em [35], é usada uma função objetivo semelhante com a inclusão de dois objetivos adicionais, a melhoria dos perfis de tensão da rede e minimização do custo total de produção da mesma, para determinar as características ótimas de um sistema CAES de suporte a uma central eólica. Assim, este método procura também maximizar os benefícios não só ao nível do parque eólico mas também ao nível da rede (constituída por 27 barramentos). Com este intuito, ao contrário de outras metodologias, o perfil desejado de produção do parque é calculado através de um estudo de *Optimal Power Flow*, onde se modeliza o parque eólico como uma convencional central térmica. Os resultados obtidos demonstram que o dimensionamento ótimo para o caso estudado corresponde a cerca de 15% da potência nominal do parque eólico, resultando num aumento das vendas de energia por parte do parque em eólico entre 1.7% e 8%, uma melhoria da estabilidade (ao nível do perfil de tensão) da rede entre 8.3% e 18.3% e uma diminuição do custo total de produção da rede entre 1.7% e 9.9%. Também com uma perspetiva de otimização ao nível da rede, em [41] foi desenvolvida uma ferramenta de planeamento de redes de distribuição de média tensão, baseada num algoritmo genético e em programação dinâmica, que obtém o dimensionamento e posicionamento ótimo de sistemas de ESS que minimiza o custo global da rede.

Já em [42], é conduzido um estudo de dimensionamento e controlo de um sistema ESS, baseado numa bateria de fluxo ZnBr, através da minimização do custo do sistema ESS que permita obter uma potência de saída semelhante ao despacho desejado com uma margem de erro de $\pm 4\%$, durante 90% do tempo. Foi, ainda, averiguado o impacto da estratégia de controlo (através de controlo simples, difuso e controlo através de rede neuronal simples e rede neuronal avançada) na obtenção dos requisitos ótimos do sistema ESS. Os resultados obtidos mostram que o controlo simples e o controlo através de rede neuronal avançada são os mais eficazes, destacando-se este último que permitiu uma poupança de 16% (relativamente ao obtido através do controlo simples) no montante de investimento necessário para a implementação de um sistema ESS num parque eólico de 100 MW.

A função objetivo pode, ainda, ser formulada em função do tempo de vida do sistema ESS (que se pretende maximizar). Em [43] é desenvolvida uma metodologia que adota este tipo de função objetivo para determinar as características ótimas de um sistema BESS e simultaneamente um modo de operação que assegura um ciclo de carregamento-descarregamento completo do sistema maximizando o potencial de armazenamento de energia.

Por fim, em [44] é estudado um sistema BESS com especial foco na função de *output smoothing* em grandes parques eólicos. Os autores elaboram um esquema de controlo e de dimensionamento de um parque eólico (de 100 MW) tendo por base dados estatísticos da sua operação (ao longo de 1 ano) e demonstram que a otimização a nível de *output smoothing* para diferentes horizontes temporais (um dia ou um ano) resulta em características ótimas diferentes para o sistema BESS. Para uma escala temporal de 1 ano, os resultados obtidos demonstram que a potência estipulada ótima do sistema de armazenamento será de 20% da potência nominal do parque eólico e que o tempo de carregamento/descarregamento ótimo é cerca de 4 horas.

2.12 Operação e despacho dos sistemas ESS

Paralelamente à determinação das características ótimas do equipamento ESS há que desenvolver uma estratégia de operação e despacho do parque eólico. Apesar de algumas destas estratégias já terem sido apresentadas no capítulo anterior, existe ainda muita literatura sobre o tema que não trata diretamente do problema do dimensionamento e que se foca nas estratégias de operação do sistema parque eólico-ESS. Assim, neste capítulo descrever-se-á os vários métodos desenvolvidos, até à data, de controlo e operação do sistema parque eólico-ESS para obtenção de um despacho ótimo de curto prazo.

Os operadores dos parques eólicos, através de previsões para a velocidade do vento para as próximas horas, realizam uma estimativa da produção eólica dos aerogeradores que se encontram disponíveis [45]. Esta estimativa (que corresponde a um compromisso) tem que ser submetida, atempadamente, ao operador do sistema, de modo a esta entidade calcular o despacho económico ótimo e contratar o nível de serviços auxiliares necessários. Esta estimativa pode ser alterada, de modo a minimizar os erros de previsão, em intervalos de tempo definidos nas regras de cada mercado de energia [46]. Muitas vezes, dependendo das regras do mercado energético considerado, se a potência de saída do parque eólico diferir do que foi assumido no despacho anteriormente submetido, o operador/proprietário do parque eólico incorrerá em penalizações financeiras avultadas [46]. Como tal, intensa investigação tem sido desenvolvida no âmbito das estratégias de despacho de curto-prazo (diário), a partir das capacidades de carregamento/descarregamento dos equipamentos ESS.

Em [47], o despacho é estimado a partir do valor médio da previsão de produção eólica (horaria), com uma precisão estimada em 90%, sem consideração do benefício económico. Já

em [48], é formulado um problema de otimização cujo objetivo é obter o despacho ótimo (para cada hora do dia seguinte) que maximiza os proveitos a obter na participação no mercado de energia, tendo em conta as previsões do preço de mercado, da potência de carga e da velocidade do vento. Este problema de otimização é resolvido 12 horas antes do período a otimizar, por programação dinâmica, seguida de uma atualização pouco tempo antes do período considerado, tendo em conta a previsão mais recente da velocidade do vento. É adotada uma abordagem semelhante em [49], em que se pretende aproveitar as capacidades de *Time-Shifting/Peak Shaving* e de fornecimento de serviços auxiliares do equipamento ESS para obter ganhos económicos. Para tal, em adição à previsão da velocidade do vento e da potência de carga, é tida em conta a variação diária esperada do preço *spot*, a incerteza das previsões realizadas e os preços nos mercados de ajustes.

Todos os estudos apresentados até agora consideram sistemas de armazenamento com tecnologia de baterias mas existem diversas investigações ([50], [51], [52]) que consideram outras tecnologias ESS, nomeadamente o PHS. Em [50], é proposto um método de operação e despacho de um sistema parque eólico-PHS, para cada hora do dia seguinte, que maximize o benefício económico, tendo em conta o preço de energia elétrica (que é conhecido e fixado administrativamente), a potência de carga, previsão de produção eólica (assumida perfeita e determinada com uma antecedência de 48 horas), potência máxima possível de injetar na rede e os custos operacionais inerentes à bombagem. Khatod et al. em [51], também considera um sistema parque eólico-PHS e desenvolve uma metodologia de obtenção de um despacho ótimo para participação, diária, no mercado de energia. O objetivo consiste na maximização da potência vendida em mercado e na minimização dos custos operacionais. Contudo, ao contrário de [50] é feita uma formulação estocástica do problema de otimização, passando a previsão da produção eólica a ter um carácter aleatório em vez de determinístico, traduzindo-se numa representação mais fiel à realidade (onde existe incerteza). Finalmente, em [52], com um foco num sistema parque eólico-PHS, no mercado espanhol, e com o objetivo de minimizar as penalizações sofridas, pelos proprietários dos parques eólicos, devido a desvios de produção em relação ao previsto, o modelo estocástico é concluído com a consideração do preço de mercado como uma variável aleatória em adição à produção eólica.

Por fim, existem ainda autores que propõem o uso de duas unidades ESS para suportar um parque eólico com participação no mercado elétrico. Em [53], é proposto a utilização de dois equipamentos BESS, um sempre em serviço (a descarregar para a rede a um nível constante) e o outro em *standby*, a ser carregado pelas turbinas eólicas do parque. A função das duas baterias troca quando a que se encontra ativa fica totalmente descarregada. Através de uma análise estatística dos dados históricos da velocidade do vento, é determinado o perfil produtor do parque, a capacidade mínima dos equipamentos de armazenamento e o tempo de carregamento/descarregamento destes permitindo a elaboração de um esquema de controlo que maximiza o *output* (constante) do parque. Contudo o comportamento do vento de curto-

prazo (diário) pode diferir muito das suas características de longo-prazo, inferidas através de séries históricas. Assim, em [46], com uma configuração dual semelhante e mesmo princípio de funcionamento, o mesmo autor elabora uma metodologia de obtenção do despacho de curto-prazo cujo objetivo é maximizar a produção eólica com o mínimo de troca de funções entre as duas baterias, mantendo um nível de segurança de despacho aceitável, o que resulta num prolongamento do tempo de vida dos equipamentos de armazenamento. A grande diferença destes métodos, para além do uso de dois equipamentos ESS, é que o despacho obtido e que é posteriormente submetido ao operador do sistema, é baseado numa quantidade de energia conhecida (a que se encontra armazenada nas baterias) para cada período de tempo, o que permite um maior grau de confiança no compromisso assumido no despacho em comparação com os sistemas anteriormente analisados.

2.13 Modelização do controlo do sistema parque eólico-ESS

Os esquemas de controlo dos sistemas parque eólico-ESS têm por base uma análise do comportamento da densidade da produção eólica, em diferentes escalas temporais [5]. Normalmente, este comportamento é estudado no domínio da frequência, através da análise da densidade espectral de potência (*Power Spectrum Density* ou PSD). A PSD é obtida através da análise de séries temporais de produção de um dado parque eólico e, através da sua análise, é possível verificar que as componentes dominantes de potência concentram-se na banda das baixas frequências [46]. Assim, flutuações da potência de saída numa escala temporal entre minutos e horas (baixas oscilações de frequência no domínio espectral) relacionam-se com a reserva de produção e o despacho do parque eólico enquanto as flutuações de potência de saída, numa escala temporal de segundos a minutos (altas variações de frequência no domínio espectral), relacionam-se com o controlo de frequência [54].

No domínio do controlo conjunto de um parque eólico e de um equipamento ESS, diversos esquemas de controlo de equipamentos ESS têm sido desenvolvidos para mitigar as flutuações de centrais eólicas. Normalmente, estes têm o objetivo de mitigar flutuações em apenas uma escala temporal.

O diagrama de blocos simplificado de controlo de um sistema parque eólico-BESS é apresentado na figura 2.11:

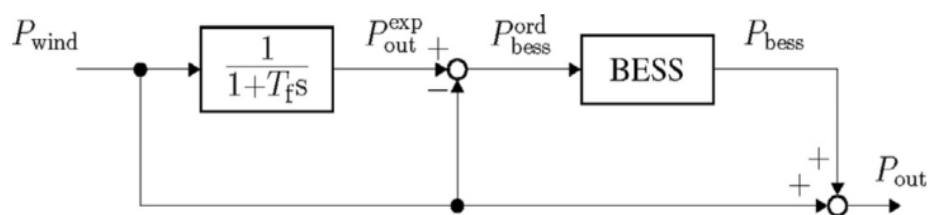


Figura 2.11 - Diagrama de blocos do controlo de um sistema de parque eólico-BESS (adaptado de [5])

Observando a figura 2.11, verifica-se que o sistema de controlo gera o perfil de produção desejado de todo o sistema, P_{out}^{exp} , através da passagem da potência de saída do parque eólico, P_{wind} , por um filtro passa-baixo com constante de tempo T_f . Esta é, geralmente, denominada de constante de tempo de suavização [55]. A diferença entre o perfil de produção desejado e a potência de saída do parque eólico resulta nos sinais de controlo do equipamento BESS, causando o seu carregamento/descarregamento - P_{bess} . A potência de saída do equipamento BESS e do parque eólico resulta na potência de saída combinada, P_{out} . Contudo, P_{out} difere do perfil ótimo de produção devido aos atrasos introduzidos pelo esquema de controlo ao *output* do sistema de armazenamento, às suas perdas e à existência de um limitador da sua potência de saída [55]. Por outro lado, este esquema de controlo é de fácil implementação e apropriado à operação em tempo real devido à sua simplicidade e reduzido peso computacional [5].

Conforme proposto em [55] e [54], a potência de saída combinada desejada do sistema parque eólico-ESS é dado pela equação da figura 2.12.

$$P_{out}^{exp} = \frac{1}{1 + sT_f} P_{wind} \quad (2.2)$$

Enquanto a potência de saída desejada do equipamento ESS é dada pela equação da figura 2.13.

$$P_{bess}^{ord} = \frac{-sT_f}{1 + sT_f} P_{wind} \quad (2.3)$$

Já o nível de energia remanescente ou *Remaining Energy Level* (REL) do dispositivo ESS pode ser calculado por:

$$REL = \frac{P_{bess}^{ord}}{s} = \frac{T_f}{1 + sT_f} P_{wind} \quad (2.4)$$

Observando a figura 2.14 é possível verificar que quanto maior for a constante de tempo de suavização, maior são os requisitos de potência de saída e de capacidade de armazenamento de energia do equipamento ESS. Desta forma, é muito importante a seleção de um valor apropriado para a constante de tempo de suavização [5]. Esta escolha é feita tendo em conta dados históricos do comportamento do vento no local de um dado parque eólico e é, normalmente, mantida constante durante a sua operação.

De acordo com [54] e [55], é ainda possível inferir que a variação do REL relaciona-se com a potência estipulada de saída do parque eólico ($P_{wind,nom}$), da constante de tempo de suavização e da capacidade de armazenamento do equipamento ESS (E_{ESS}), tal que:

$$T_f < \frac{E_{ESS}}{P_{wind,nom}} \quad (2.5)$$

Apenas verificando a condição da figura 2.15, é que se garante que a variação do nível de carga do equipamento ESS (o *State of Charge* ou SOC) não ultrapassa a capacidade de

armazenamento estipulada deste dispositivo. A consideração desta restrição levou à introdução de uma malha de controlo adicional (denominada de *State of Charge feedback control*) ao modelo fundamental de controlo por parte dos referidos autores. Já em [56], o autor implementa um controlador baseado em lógica *fuzzy* (ou difusa) com o intuito de controlar de forma adequada o SOC da bateria.

Adicionalmente, em [43] e [56], é adicionado um coeficiente k à expressão que determina a potência de saída desejada com o intuito de proteger o equipamento ESS contra sobrecargas:

$$P_{bess}^{ord} = k \frac{-sT_f}{1 + sT_f} P_{wind} \quad (2.6)$$

O fator k é escolhido de acordo com curvas pré-definidas do *State of Charge* do equipamento ESS.

Salienta-se ainda, a introdução de um filtro adicional, em [57], ao esquema de controlo que visa compensar o atraso da componente de potência proveniente do dispositivo ESS, provocado pela ação do filtro passa-baixo.

Ao contrário de todos os outros métodos já citados, em [54], o autor desenvolve um esquema de controlo para um parque eólico-ESS com uma topologia semelhante à que foi apresentada mas implementa, também, um algoritmo evolucionário (*Particle Swarm Optimization*), que é executado em tempo real, para determinar o valor ótimo de T_f para duas escalas temporais (janelas temporais de 1 e 30 minutos, respetivamente). Assim, deste método resulta uma suavização tanto das oscilações de baixa frequência como de alta frequência, melhorando a qualidade de serviço do parque eólico bem como a controlabilidade do seu despacho. A tecnologia ESS considerada foi uma bateria NaS, que possui características que permitem efetuar funções tanto de qualidade de serviço como de gestão de energia.

Também com o intuito de otimizar a operação do parque eólico em mais que uma escala temporal, outros autores decidiram implementar sistemas híbridos, constituídos por mais que um dispositivo de armazenamento de energia, já que nenhuma tecnologia ESS reúne simultaneamente as condições de rapidíssimo tempo de resposta e a capacidade de armazenar grandes quantidades de energia (apesar das baterias convencionais NaS e Li-Ion possuírem um bom compromisso entre estas características).

Em [58] e [59], *Wei et al.* e *Jia et al.* desenvolveram sistemas híbridos constituídos por baterias de fluxo (VRB) e supercondensadores e implementaram uma topologia semelhante à da figura 2.11, mas com dois níveis de controlo e dois filtros passa-baixo com diferentes constantes de tempo de suavização (T_f). A absorção das altas frequências é efetuada pelo supercondensador enquanto a das baixas frequências é realizada pela bateria de fluxo. Através da análise dos resultados obtidos com o sistema híbrido e comparando com os de um sistema de referência com a utilização de uma única unidade de ESS (uma bateria de fluxo VRB), os autores concluem que existe a necessidade de uma menor capacidade de armazenamento de energia e de potência estipulada da bateria do sistema híbrido (levando a uma diminuição do

custo de investimento), existe uma melhoria do tempo de vida útil da bateria (uma vez que não é necessário atingir uma grande profundidade de descarga) e ainda se verifica um aumento da eficiência (devido às menores perdas verificadas).

Por fim, em [60], *Abbey et al.* desenvolve um sistema de controlo baseado em redes neuronais artificiais em adição à tradicional utilização de filtros passa-baixo, para controlo da produção eólica em duas escalas temporais através do uso de um sistema híbrido. O esquema desenvolvido é geral e pode ser aplicado a qualquer combinação de tipos de sistemas ESS (um com grande capacidade de resposta e outro com uma elevada capacidade de armazenamento de energia). Através de simulações, o autor compara este esquema de controlo sofisticado com o tradicional ([58] e [59]) e conclui que este é mais eficiente permitindo uma poupança de cerca de 20% na capacidade de armazenamento do sistema híbrido para atingir os mesmos resultados de suavização e controlabilidade da produção eólica.

2.14 Conclusão

Neste capítulo, realizou-se uma extensa pesquisa e revisão de bibliografia sobre as diversas tecnologias de armazenamento de energia no que toca aos seus modos de funcionamento, campos de aplicação, vantagens e desvantagens. Fez-se, ainda, uma comparação global entre as mesmas no que toca a fatores técnicos e económicos como a energia e potência nominais, eficiência, custos de investimento e de manutenção.

Há que referir que este estudo revelou-se essencial para a compreensão de que não existe nenhum meio de armazenamento perfeito, ou seja, que possua uma larga capacidade de armazenamento, elevada potência, muito alta eficiência, um tempo de resposta instantâneo e que, mais que tudo, possua um reduzido custo de investimento e manutenção. Desta forma, existe a necessidade de caracterizar de uma forma profunda cada caso de potencial aplicação destas tecnologias e a partir das suas conclusões selecionar a mais apropriada.

Adicionalmente, investigou-se quais as principais funções destes dispositivos no que toca à sua aplicação para integração e suporte de produção eólica. Desta investigação, foi possível concluir que existem diversas funções técnicas e economicamente interessantes que um sistema de armazenamento pode oferecer, como o transporte de energia entre períodos horários, minimização da energia não fornecida à rede nas situações de *curtailment*, a redução da variabilidade e incerteza de produção. A possibilidade de acumulação de algumas das funções supracitadas, torna em princípio, economicamente ainda mais vantajosa a instalação destes dispositivos.

Por fim, efetuou-se uma revisão do estado da arte sobre os métodos de operação, dimensionamento e controlo destes equipamentos. Este revelou-se fundamental para a sensibilização para as restrições técnicas de operação relativas à profundidade de descarga, limitação de transferência de energia (restrição de potência), estado de carga mínimo e máximo dos dispositivos ESS.

Capítulo 3

Caracterização do caso de estudo

3.1. Introdução

O presente capítulo introduz o caso de estudo que será alvo de análise bem como o problema que se pretende estudar e solucionar.

Numa fase inicial, começou-se por estudar e explicar o funcionamento do *Day Ahead Market* na Roménia no que toca aos seus horários de abertura e fecho, às regras de participação no mesmo e ao regime remuneratório em vigor para os produtores de energia de cariz renovável no país.

Posteriormente, caracterizou-se o parque eólico em estudo e enumerou-se os dados que foram enviados pela EDPR para a sua análise: séries temporais, para cada hora de 2014, da previsão da produção para o dia seguinte, de produção efetiva, do despacho de produção planeada (enviado para o Operador do Sistema), de disponibilidade esperada e real dos aerogeradores, dos preços de mercado e certificados verdes.

De seguida, estes dados foram alvo de análise e tratamento com o intuito de melhor compreender os requisitos e restrições necessários à resolução do problema. Nesta fase foi necessário efetuar uma série de cálculos de modo a poder determinar um vasto número de informações indispensáveis (relativas a custos e remunerações) ao estudo do parque eólico de Cobadin.

Posto isto, efetuou-se uma caracterização mais aprofundada sobre os desvios de produção e ocorrências de *curtailment*. Traçaram-se diversos gráficos e histogramas, que foram alvo de uma análise posterior.

Por fim, tendo por base as informações recolhidas, analisaram-se diversas estratégias para a operação do equipamento ESS. Desta análise resultou a escolha (devidamente fundamentada) da estratégia a implementar sob a forma de algoritmo de operação do equipamento ESS.

3.1.1. *Day Ahead Market* na Roménia

No que toca ao funcionamento do *Day Ahead Market* (ou *DAM*) na Roménia, é de referir, antes de mais, que este se encontra acoplado com os mercados da Hungria, Eslováquia e República Checa desde Novembro de 2014, que funciona no horário CET enquanto o horário romeno segue o horário CET+1 [61]. Na prática, tendo em conta o horário romeno, o que acontece é que a cada manhã deve-se enviar as propostas de oferta para os intervalos 2-24 do dia D+1 e para o intervalo 1 do dia D+2.

Posto isto, todas as propostas de oferta para o *DAM* devem ser enviadas até às 11h:00 (hora da Roménia) do dia D-1. Uma vez enviadas, o preço de fecho de mercado (*DAM price*) é determinado às 11h:40 (hora da Roménia). Após o encerramento do mercado, os produtores têm até às 16h:30 do dia D-1 para enviar a *Physical Notification* à sua *Balancing Responsible Party* (BRP) correspondente. A *Physical Notification* inclui a oferta aceite no *DAM* (quantidade de energia a vender) bem como qualquer contrato bilateral que um dado gerador poderá ter firmado. É ainda de esclarecer que uma BRP corresponde a uma sociedade agregadora de diversos produtores e outros fornecedores de comercialização que visa diminuir os preços de *imbalance* (tanto por excesso como por défice).

Quanto às remunerações obtidas diretamente através da venda de eletricidade no *DAM*, cada produtor recebe um montante de acordo com a quantidade de energia com que se comprometeu produzir e vender (valor que consta na *Physical Notification*) ao preço de fecho do mercado (*DAM Price*). Contudo, se a produção real for diferente da planeada poderão ocorrer duas situações:

- Se a produção real for superior à planeada, o produtor é remunerado a *DAM Price* até à quantidade a que se comprometeu fornecer e remunerado a um *Excess Imbalance Price* (inferior ao *DAM Price*), pelo excedente de produção;
- Se a produção real for inferior à planeada, o produtor é remunerado a *DAM Price* até à quantidade a que se comprometeu fornecer mas sofre um prejuízo de acordo com a quantidade em défice de produção relativamente ao planeado e a um *Deficit Imbalance Price* (superior ao *DAM Price*).

Relativamente aos certificados verdes (*GC*), estes constituem documentos que atestam a produção de uma determinada quantidade de eletricidade através de fontes renováveis e têm como finalidade gerar lucro adicional para os produtores de energia renovável. No mercado romeno, estes produtores recebem uma determinada quantia (fixada pela lei romena) de certificados verdes por cada MWh de energia “limpa” introduzida na rede e o valor destes pode ser determinado através de dois tipos de plataformas organizadas pela OPCOM (o Operador de Mercado):

- **Mercado Centralizado:** realização, mensal, de um leilão de certificados verdes com participação tanto de produtores como de vendedores;
- **Contratos Bilaterais:** existe uma plataforma em que se executam contratos de venda ou compra de certificados verdes.

Note-se, que a determinação destes preços está sujeita a um valor mínimo (para salvaguardar os produtores) e a um valor máximo (para proteger os consumidores).

Na legislação atualmente em vigor, os produtores de energia renovável de proveniência eólica recebem 2 GC/MWh até 2017 e receberão 1 GC/MWh depois de 2017 até ao parque concluir 15 anos de operação (o parque de Cobadin encontra-se em operação há 2 anos). No entanto, a venda de 1 dos 2 GC recebidos pelos produtores só pode ser vendido após Janeiro de 2018, o que trará implicações no tratamento de dados.

3.1.2. Parque eólico Cobadin

Conforme referido anteriormente, o caso de estudo fornecido pela EDPR é o parque eólico de Cobadin, na Roménia. Este parque possui uma área total de 200 hectares e contém 13 aerogeradores de 2 MW, que somados perfazem os 26 MW de potência nominal deste parque eólico. Cada aerogerador tem uma altura total de 150 m (105 m de torre e 45 m de comprimento das pás do rotor) e possui um transformador integrado (de 690V para 33 kV). Todos os aerogeradores estão conectados a uma subestação interna do parque (33/110 kV) através de cabos subterrâneos (sujeitos a uma tensão de 33 kV) [62].

Tendo em conta o princípio de funcionamento do DAM na Roménia descrito na secção anterior, os dados fornecidos relativos ao caso de estudo (parque eólico de Cobadin) encontram-se compreendidos entre o dia 1 de Janeiro e o dia 31 de Dezembro de 2014, em intervalos de 1 hora. Estes perfazem um total de 8760 períodos que contêm a seguinte informação:

- *Production:* Produção real do parque em MWh;
- *Planned Availability:* Disponibilidade prevista dos aerogeradores em percentagem;
- *Forecast at 8 am:* Previsão da produção efetuada às 8h:00 do dia D-1 para o dia D em MWh (não inclui ajustes de acordo com a disponibilidade prevista de aerogeradores);
- *Forecast at 22 pm:* Previsão da produção efetuada às 22h:00 do dia D-1 para o dia D em MWh (não inclui ajustes de acordo com a disponibilidade prevista de aerogeradores);
- *Physical Notification:* Produção programada (calculada tendo em conta a previsão das 8h ajustada à disponibilidade prevista dos aerogeradores) enviada ao Operador de Mercado;

- *Curtailment (Limitation Orders)*: Ordens de limitação de produção impostas pelo Operador de Sistema (inclui o instante de início e de fim da ordem bem como o montante a cortar em MW);
- *Day Ahead Market Price*: Preço *spot* de fecho do mercado de eletricidade;
- *OPCOM Imbalance Prices*: Preços do mercado de balanços (incluindo preços de desvios por excesso e défice);
- *BRP Imbalance Prices*: Preços de balanços (incluindo preços de desvios por excesso e défice) vistos pelo parque da EDPR por estar incluído numa *Balancing Responsible Party*;
- *Current GC Price*: Preço atual de certificado verde;
- *Postponed GC Price*: Preço de certificado verde com possibilidade de venda adiada;
- *Postponed GC NPV discount*: desconto a aplicar ao *Postponed GC Price* de modo a analisar o seu valor presente.

3.2. Custos e remunerações

Após a receção dos dados descritos na secção anterior houve necessidade de os trabalhar de forma a ser possível avaliar informações essenciais do modo de funcionamento do parque de Cobadin. Isto com o intuito de contextualizar o problema, as suas variáveis e restrições.

Numa primeira fase, analisaram-se os preços médios do DAM da Roménia durante o ano de 2014, determinaram-se as penalizações indiretas impostas pela estrutura de preços do DAM e verificou-se se a atual *bidding strategy* do parque Cobadin.

Numa segunda fase, calcularam-se, para cada hora de 2014, a quantidade (em MWh) de desvio acima (*Excess Imbalance*) e abaixo (*Deficit Imbalance*) da produção programada (*Program/Physical Notification*) e respetivos custos.

Posteriormente, estudou-se o comportamento das ocorrências de *curtailment* (limitação da potência de saída do parque eólico por parte do Operador de Sistema), determinaram-se as quantidades de potência não fornecida e respetivo custo.

Por último, calcularam-se os proveitos lucros e proveitos provenientes da participação no DAM e da obtenção de certificados verdes, o que, acrescentado aos dados anteriormente determinados, possibilitou a determinação dos lucros totais (*GC Revenues, Electricity Revenues e Total Revenues*).

É ainda de salientar, que todas as fórmulas de cálculo aplicadas foram discutidas e acordadas com a equipa da EDPR. Todos os cálculos foram efetuados tendo em conta os preços BRP do DAM uma vez que estes são os que, verdadeiramente, se aplicam ao parque Cobadin.

3.2.1. Penalizações por Desvios de Produção e *Bidding Strategy*

A *bidding strategy* constitui a estratégia adotada para o cálculo da produção programada que consta na *Physical Notification*. Esta é enviada ao Operador de Mercado, e é determinada

através da previsão de produção realizada às 8h:00 do dia D-1 que é afetada pela disponibilidade prevista dos aerogeradores.

Relativamente às penalizações, estas consistem nas perdas que os produtores que participam no DAM da Roménia incorrem por não cumprirem com a quantidade de energia que se comprometeram em fornecer.

Desta forma, existe uma penalização monetária por um produtor produzir acima ou abaixo do previsto. Assim, pode-se afirmar que é extremamente importante que um produtor tenha uma *bidding strategy* adaptada à estrutura de preços do DAM da Roménia e que permita a minimização dos custos devidos a penalidades por desvios de produção.

Na tabela 3.1 pode-se observar a fórmula adotada para o cálculo da *Physical Notification*.

Tabela 3.1 - Fórmula do cálculo da *Physical Notification*

Conceito	Cálculo
Programm/Physical Notification	Availability * Forecast 8h (Q75)

De modo a melhor compreender e contextualizar esta estratégia, foi feita uma análise dos preços médios, durante o ano de 2014, do DAM da Roménia. Os referidos preços constam na tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Média dos preços durante o ano de 2014

DAM Price (€/MWh)	Excess Price (€/MWh)	Deficit Price (€/MWh)	GC Price (€/MWh)
34.80	18.03	43.83	51.30

Observando a tabela 3.2 e de acordo com o que foi referido aquando da caracterização do DAM na Roménia, no subcapítulo 3.1.1, caso haja desvio de produção por défice, a remuneração obtida corresponde à remuneração pela produção, a *DAM Price*, subtraída pela quantidade de produção em falta, sendo depois multiplicada pelo *Deficit Price*. Por um lado, existe então uma penalidade de défice que corresponde à diferença entre o *Deficit Price*, mais elevado, e *DAM Price*. Por outro lado, caso haja desvio de produção por excesso a remuneração obtida corresponde à remuneração pela produção, a *DAM Price*, adicionada de uma parcela correspondente ao excedente de produção relativamente ao programado multiplicado por um *Excess Price*, inferior ao de mercado. Desta forma, existe uma penalidade de excesso que corresponde à diferença entre o *DAM Price*, mais elevado, e o *Excess Price*. No entanto, a esta penalidade acresce a remuneração de certificados verdes, *GC Price*, que não é atribuída ao excedente de produção.

Assim, o valor destas penalizações foi calculado utilizando as seguintes fórmulas:

$$GC\ Price\ (\text{€/MWh}) = Current\ GC + Postponed\ GC \times Discount \quad (3.1)$$

$$Excess\ Penalty\ (\text{€/MWh}) = DAM\ Price - Excess\ Imbalance\ Price \quad (3.2)$$

$$Total\ Excess\ Penalty\ (\text{€/MWh}) = Excess\ Penalty + GC\ Price \quad (3.3)$$

$$Deficit\ Penalty\ (\text{€/MWh}) = Deficit\ Imbalance\ Price - DAM\ Price \quad (3.4)$$

Posto isto, tendo em conta os preços médios do mercado DAM da Roménia, durante 2014, que constam na tabela 3.3 e as fórmulas matemáticas que constam nas equações 3.1 a 3.4, determinou-se o valor, médio, das perdas por produção em excesso e por produção em défice. Estes resultados encontram-se compilados na tabela seguinte:

Tabela 3.3 - Valor médio das perdas por produção e excesso e défice.

Deficit Penalty (€/MWh)	Excess Penalty (€/MWh)	GC Price (€/MWh)	Total Excess Penalty (€/MWh)
9,03	16,73	51,30	68,03

Observando a tabela 3.3, constata-se que o valor da penalidade por produzir acima da produção programada (*Excess Penalty*) é cerca de 85% superior ao valor da penalidade por produzir abaixo da mesma (*Deficit Penalty*). No entanto, numa situação de produção em excesso, a parcela de energia que está a ser produzida a mais não aufer de certificados verdes (GC) pelo que à *Excess Penalty* acresce o valor que é perdido em certificados verdes, obtendo-se a *Total Excess Penalty*. Desta forma, o valor da penalidade total por excesso é cerca de 7,5 vezes superior ao valor da penalidade por défice.

Tendo estes valores em conta, torna-se relevante refletir sobre a *bidding strategy* atual do parque Cobadin, detido pela EDPR. Observando a tabela 3.3, facilmente se percebe que o ideal seria evitar ao máximo as ocorrências de desvio de produção por excesso já que são muito mais caras comparativamente às situações de défice e é exatamente esse objetivo que orienta a estratégia atual da EDPR.

A *bidding strategy* atual é calculada utilizando a fórmula que consta na tabela 3.1, mas com a previsão de produção afetada de um quantil 75 (Q75). Isto favorece a ocorrência de

situações em que a produção real é inferior à produção programada (*Deficit Imbalance*) em vez da situação contrária (*Excess Imbalance*).

De modo a comprovar a validade desta estratégia será apresentada, na secção 3.2.5, os resultados para esta em termos de remunerações e custos, utilizando o quantil 75, e fazendo uma comparação com os resultados que seriam obtidos caso fosse adotada uma estratégia convencional (que utiliza um quantil 50 para a previsão da produção eólica).

3.2.2. Imbalances

Após uma análise inicial dos preços verificados no DAM da Roménia e das suas implicações, em termos de penalidades e de estratégia de operação para os produtores que operam neste mercado, efetuou-se o cálculo específico dos resultados a nível técnico e económico do parque Cobadin.

Numa primeira fase, realizou-se o cálculo dos valores da quantidade (em MWh) de desvio de produção por excesso e por défice bem como os seus respetivos custos, tentando compreender o impacto económico destas situações quando a produção real difere da produção programada.

As fórmulas de cálculo utilizadas são as que constam na seguinte tabela:

Tabela 3.4 - Fórmulas de cálculo usadas para estudo de desvios de produção.

Conceito	Cálculo
Imbalance Excess	$\max(0, \text{Production} - \text{Programm})$
Imbalance Deficit	$\min(0, \text{Production} - \text{Programm})$
Imbalance Excess Cost	$\text{Imbalance Excess} * \text{Imbalance_Excess_Price}$
Imbalance Deficit Cost	$\text{Imbalance Deficit} * \text{Imbalance_Deficit_Price}$

Os resultados obtidos encontram-se expostos na tabela 3.4.1:

Tabela 3.4.1 - Resultados obtidos através do estudo de desvios de produção.

Deficit Imbalance Quantity (MWh)	Excess Imbalance Quantity (MWh)	Deficit Imbalance Revenue (€)	Excess Imbalance Revenue (€)
37 210,82	4 098,22	-1 656 166	77 715

Observando a tabela 3.4.1, constata-se que a quantidade total (em MWh) de desvio de produção por défice é cerca de 9 vezes superior à quantidade total de desvios por excesso, o que é explicado pela *bidding strategy* atualmente aplicada pela EDPR no parque Cobadin.

Como já foi referido, o excedente de produção é remunerado a um preço bastante menor que o *DAM Price*. Este facto aliado à (relativa) pouca quantidade de desvios por excesso resulta em quase 78 mil euros de remuneração.

Por outro lado, a quantidade em défice relativamente à produção programada, causa um prejuízo ao produtor a um preço ligeiramente superior ao *DAM Price* o que, aliado à elevada quantidade de desvios por défice, resulta num prejuízo avultado de aproximadamente 1,65 milhões de euros.

Posteriormente, tendo em conta as quantidades calculadas de desvios de produção, foram determinados os respetivos custos em termos de penalidades. Assim, para cada hora de 2014, foram calculadas as penalizações por défice e excesso, multiplicando-as pelas respetivas quantidades. Após este cálculo realizou-se o somatório de todos prejuízos resultando nos resultados que se apresentam na tabela seguinte:

Tabela 3.5 - Custos por penalidades dos desvios por excesso e défice

Deficit Imbalance Penalty cost (€)	Excess Imbalance Penalty cost (€)	GC Losses (€)	Total Excess Imbalance Penalty cost (€)
378 414	122 007	210 251	332 258

Observando a tabela 3.5, verifica-se que as perdas por défice são um pouco superiores às perdas (totais) por excesso mas, tendo em conta as quantidades calculadas na tabela 3.4.1, o custo por unidade de energia é muito superior nos desvios por excesso (81,1€/MWh) face aos desvios por défice (10,2€/MWh). Estes custos específicos das penalidades são ambos superiores aos calculados previamente (já que esses foram calculados tendo em conta preços médios do DAM).

Por fim, resta apenas referir que os custos totais devido a penalidades são cerca de 710 mil euros.

3.2.3. Curtailment

Numa segunda fase, de modo a facilitar a análise das situações de *curtailment*, houve a necessidade de modelizar as *limitation orders* com duração constante de 1 hora (igual à duração de cada período). Por exemplo, em casos de limitação durante 3h:20 ou durante 0h:10 ambos com valor de 10 MW, assumiu-se, respetivamente, a duração de 4h:00 e 1h:00 de limitação com

valor de 10 MW. Consequentemente, os valores das *limitation orders* obtidos após esta aproximação são ligeiramente mais pessimistas relativamente à realidade.

Após o mapeamento das *limitation orders* para cada hora de 2014, fazendo-as coincidir com a duração de cada período em análise, passou a ser possível afirmar que as limitações de potência são equivalentes a limitações da energia que o parque pode fornecer para cada período.

De seguida, foram utilizadas as seguintes fórmulas para calcular a quantidade de energia não fornecida (*Curtailed Energy*) à rede e respetivo custo (*Curtailement Cost*) após a ordem de limitação por parte do Operador de Sistema:

Tabela 3.6 - Fórmulas de cálculo usadas na caracterização do *curtailment*

Conceito	Cálculo
Curtailed Energy	Production-Limitation Order
Curtailement Cost	$IF(Production=0;0;Total Revenue/Production*Curtailed Energy)$

Os resultados obtidos encontram-se expostos na tabela 3.6.1:

Tabela 3.6.1 - Quantidade e custo de energia não fornecida

Curtailed Energy Quantity (MWh)	Curtailement Cost (€)
515,19	20 999

Observando a tabela 3.6.1, constata-se que a quantidade de energia não fornecida à rede é bastante reduzida (0,7%) quando comparada com a totalidade da produção de energia no ano de 2014 (74 344 MWh). O custo por unidade de energia não fornecida à rede foi cerca de 40,8€/MWh

3.2.4. Remunerações por venda de eletricidade, certificados verdes e lucros totais

Num momento posterior, calculou-se a remuneração por participação no DAM, à qual se subtraiu a receita obtida por produção em excesso e o prejuízo por produção em défice, obtendo-se os lucros por venda de eletricidade (*Electricity Revenues*).

Determinaram-se também os lucros obtidos por obtenção de certificados verdes (*GC Revenues*). O cálculo de receitas por certificados verdes corresponde à soma de duas parcelas, a parcela correspondente ao valor do GC que pode ser vendido de imediato (*Current GC*) e a parcela correspondente ao valor presente de GC que só pode ser vendido em 2018 (*GC postponed*).

Por fim, calculou-se o valor dos lucros totais (*Total Revenues*) por soma das componentes *Electricity Revenues* e *GC Revenues*. As fórmulas de cálculo utilizadas são as que constam na seguinte tabela:

Tabela 3.7 - Fórmulas de cálculo usadas no tratamento de dados

Conceito	Cálculo
Current GC	$\min(\text{Programm}, \text{Production})$
GC postponed	$\min(\text{Programm}, \text{Production})$
DAM revenue	$\text{Programm} * \text{DAM_Price}$
Electricity revenues	$\text{DAM revenue} + \text{Imbalance Excess Cost} + \text{Imbalance Deficit Cost}$
GC revenues	$\text{GC 2015} * \text{GC_Price}_{2015} + \text{GC_Postponed} * \text{GC_Price_Postponed} * \text{discount}$
Total revenues	$\text{Electricity revenues} + \text{GC revenues}$

Os resultados obtidos encontram-se expostos na tabela 3.7.1:

Tabela 3.7.1 - Receitas de participação no DAM e lucros de venda de eletricidade, de obtenção de GC e lucros totais

DAM Revenues (€)	Electricity Revenues (€)	GC Revenues (€)	Total Revenues (€)
3 366 924	1 788 474	3 603 826	5 392 300

Ao observar a tabela 3.7.1, a primeira coisa que se assinala é a grande discrepância entre o valor da receita total de venda de energia elétrica no DAM e os lucros totais que advêm dessa atividade (um decréscimo de 47%), ficando mais uma vez evidenciado o enorme impacto que as perdas por desvios de produção têm nos resultados finais do parque Cobadin.

Por outro lado, a receita obtida por obtenção de certificados verdes representa cerca de 67% dos lucros totais, constituindo assim a principal fonte de remuneração deste parque eólico.

3.2.5. Síntese e comparação com *bidding strategy* Q50

Após a apresentação, sequencial, dos resultados a nível de lucros e prejuízos por parte do parque Cobadin, durante o ano de 2014, apresentam-se agora duas tabelas com o resumo dos resultados tanto a nível de quantidade de energia produzida a mais e a menos relativamente à produção programada, bem como os resultados ao nível de lucros e prejuízos. Apresenta-se, também, quais seriam os valores obtidos pelo parque caso seguisse uma *bidding strategy* Q50.

Tabela 3.8 - Comparação das quantidades de desvios de produção segundo uma *bidding strategy* Q75 e Q50

	Deficit Imbalance Quantity (MWh)	Excess Imbalance Quantity (MWh)
Bidding Strategy atual (Q75)	37 210,82	4 098,22
Bidding Strategy (Q50)	18 019,04	10 882,94

Ao analisar a tabela 3.8, constata-se que uma passagem de uma estratégia Q75 para uma estratégia Q50 resulta numa diminuição em 52% e num aumento de 260% da quantidade de energia em défice e em excesso, respetivamente.

Por outro lado, os desvios por excesso passam de uma representação de 10% da quantidade total de desvios para uma representação de 38%.

Assim, esses factos só confirmam o que foi afirmado anteriormente: a estratégia atual (Q75) aplicada pela EDPR favorece o aumento das ocorrências de défice e a diminuição das ocorrências de excesso.

Tabela 3.9 - Comparação de lucros e prejuízos segundo uma *bidding strategy* Q75 e Q50

	Deficit Imbalance Revenue (€)	Excess Imbalance Revenue (€)	DAM Revenues (€)	Electricity Revenues (€)	GC Revenues (€)	Total Revenues (€)
Bidding Strategy atual (Q75)	-1 656 166	77 715	3 366 924	1 788 474	3 603 826	5 392 300
Bidding Strategy (Q50)	-820 764	198 467	2 467 319	1 845 023	3 255 750	5 100 772

Observando a tabela 3.9 e começando por analisar o peso económico dos desvios de produção, verifica-se uma forte diminuição do prejuízo devido a ocorrências de défice e um aumento significativo da remuneração por produção em excesso, ambas de forma proporcional à redução e aumento das suas respetivas quantidades.

Por outro lado, apesar da obtenção de *DAM Revenues* bastante inferiores (menos 33%) na estratégia Q50, a diminuição brusca de custos relacionados com desvios de produção resulta na obtenção de lucros de venda de energia elétrica um pouco superiores (em 3%).

No entanto, apesar de ocorrer um ganho superior em receitas de venda de eletricidade, os lucros devidos à obtenção de certificados verdes decrescem em 10%, resultando num valor de lucros totais inferior em 6% relativamente à estratégia aplicada atualmente pela EDPR (Q75).

3.3. Sistema de Armazenamento de Energia

O motivo para a instalação de um equipamento ESS no parque de Cobadin é conseguir minimizar os custos associados aos desvios de produção, ou seja, pretende-se diminuir tanto a variabilidade de produção real face à produção programada. Também será ponderado a utilização do sistema de armazenamento para diminuição de energia não fornecida associada às situações de *curtailment*. Para a concretização destes objetivos, torna-se relevante uma investigação mais aprofundada sobre os referidos problemas.

3.3.1. Caracterização do Problema

3.3.1.1. Imbalances

De modo a melhor compreender e contextualizar as ocorrências de desvios de produção, quer por défice quer por excesso relativamente à produção programada, começou-se por determinar o histograma destes fenómenos, durante o ano de 2014. Este encontra-se que se na figura 3.1. Na mesma também se incluiu um pequeno resumo das características destes fenómenos já encontradas até ao momento.

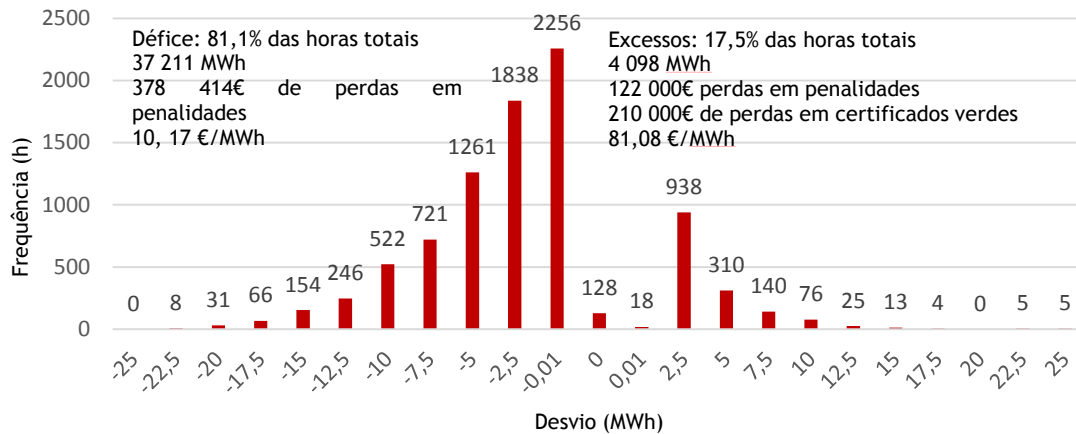


Figura 3.1 - Histograma das ocorrências de desvio de produção.

Tal como indica a figura 3.1, o número de horas (7103) em que ocorre desvios de produção por défice é muito superior às que se verificam para situação inversa (excesso), representando cerca 81,1% das 8760 horas de 2014, contra os 17,5% em que ocorre défice e os 1,4% em que não existe qualquer desvio.

Por outro lado, a maior parte das ocorrências de desvio de produção (75% e 83%, do total de ocorrências de défice e excesso, respetivamente) não ultrapassa os 5 MWh de energia.

É ainda de salientar, mais uma vez, que o custo por unidade de energia é muito superior nos desvios por excesso (81,1€/MWh) face aos desvios por défice (10,2€/MWh) e que as perdas económicas, devido a penalidades, são cerca de 710 mil euros: 378 414 € de penalidades por défice, 122 000 € de penalidades por excesso e 210 000 € por perda de certificados verdes).

Tendo em conta os factos enunciados anteriormente, é evidente que as ocorrências de excesso (apesar de menos frequentes) são muito mais graves para o parque Cobadin, pelo que se analisou estas ocorrências com mais detalhe.

Assim determinaram-se os períodos de várias horas contínuas com ocorrência de produção em excesso de modo a melhor compreender os níveis de energia envolvidos em cada ciclo de excesso (que pode durar uma ou várias horas). Isto permitiu traçar o histograma representado na figura 3.2.

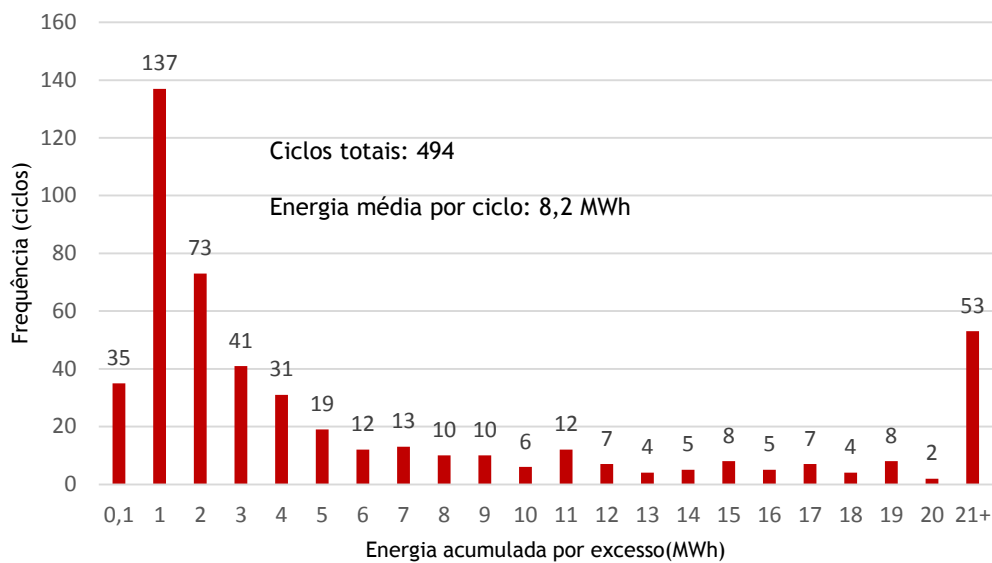


Figura 3.2 - Histograma das ocorrências acumuladas de desvio de produção por excesso.

Tal como indica a figura 3.2, o número total de ciclos de excesso é de 494 e o valor médio de energia por cada ciclo é de 8,2 MWh. Contudo, ciclos com um valor de energia menor ou igual a 3 MWh são os mais frequentes (57%). Note-se, ainda, que existem 53 ciclos com valores anormalmente grandes (iguais ou superiores a 21 MWh).

Posteriormente, determinou-se a duração dos ciclos de excesso e traçou-se o histograma representado na figura 3.3 de modo a avaliar a sua frequência.

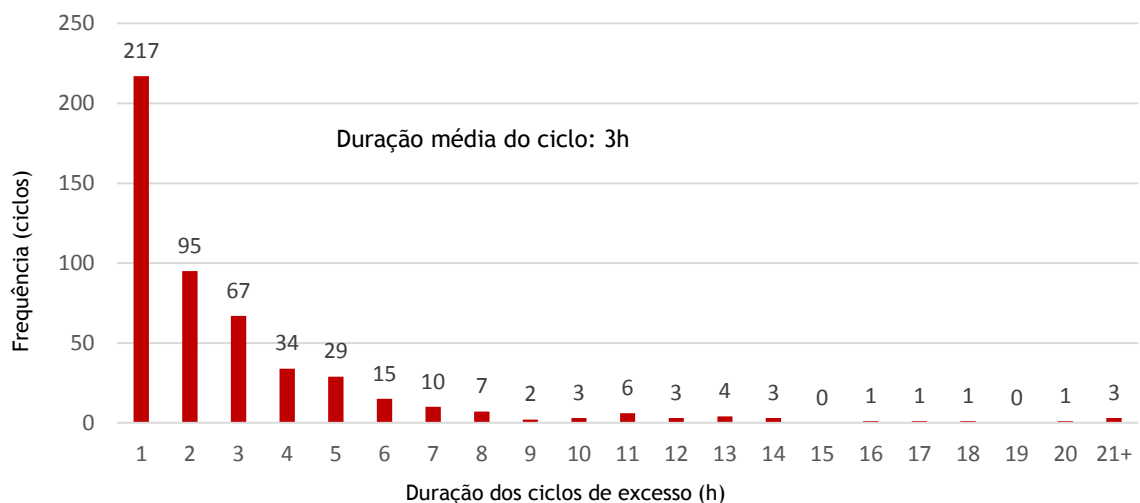


Figura 3.3 - Histograma da duração dos ciclos de excesso.

Conforme indica a figura 3.3, a duração média dos ciclos de excesso é de 3 horas mas a maior parte dos ciclos tem uma duração igual ou inferior a 1 hora (43%).

Por fim, fazendo uso da relação entre a energia e a duração de cada ciclo, determinou-se a frequência que seria necessária por parte de um dispositivo de armazenamento para absorver os ciclos de excesso com a energia e duração indicada anteriormente. Posto isto, elaborou-se o histograma representado na figura 3.4.

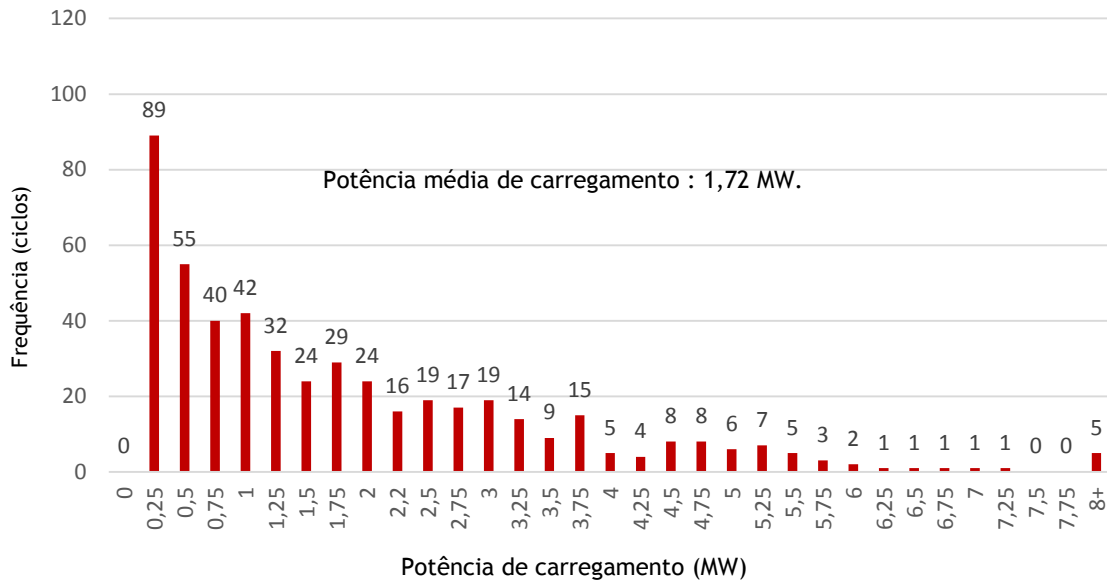


Figura 3.4 - Histograma da potência dos ciclos de excesso.

Tal como indica a figura, dos 494 ciclos de excesso, a maior parte (56%) apenas necessita de um dispositivo com uma potência nominal de 1,5 MW para serem absorvidos. Por outro lado, apenas 12% da totalidade de ciclos necessita de uma potência igual ou superior a 4 MW. O valor médio de potência dos ciclos de excesso, é de 1,72 MW.

3.3.1.2. Limitação de produção eólica

À semelhança da caracterização das ocorrências de desvio de produção, procurou-se estudar melhor o comportamento das situações de *curtailment*, ou seja, as situações em que é imposto um limite à potência que o parque eólico pode injetar na rede, resultando em energia não fornecida à mesma.

Desta forma, começou-se por determinar o histograma destes fenómenos, durante o ano de 2014, que se encontra na figura 3.5. Nesta figura também se incluiu um pequeno resumo das características destes fenómenos já encontradas até ao momento.

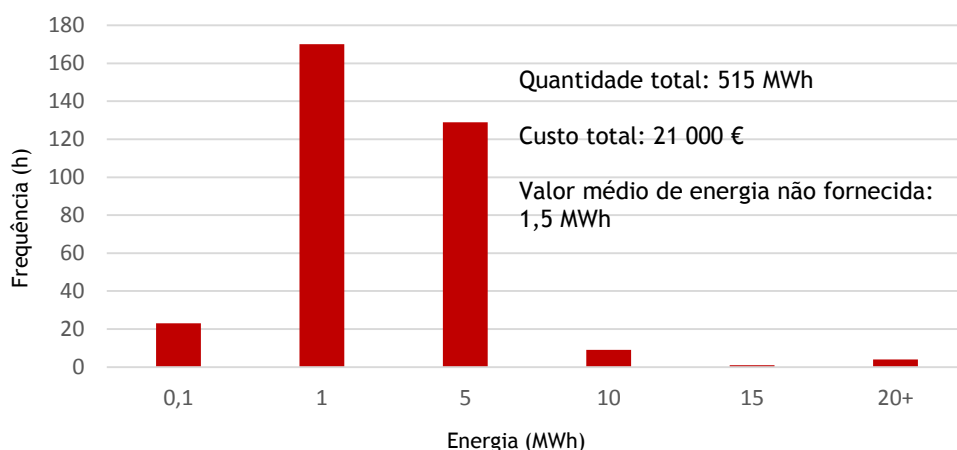


Figura 3.5 - Histograma da energia não fornecida devido a *curtailment*

A figura 3.5 caracteriza as 336 horas (3,8% do número total de horas) em que ocorreu *curtailment*. Observando a mesma, verifica-se que em cerca de 57% das ocorrências de *curtailment*, a energia não fornecida à rede não ultrapassou o valor de 1 MWh. Por outro lado, em cerca de 99% das ocorrências de *curtailment*, a energia não fornecida à rede não ultrapassou o valor de 5 MWh. Por fim, resta apenas referir que o valor médio de energia não fornecida é de 1,5 MWh e a quantidade total da mesma não fornecida à rede, durante todo o ano, não ultrapassou os 515 MWh, constituindo um custo de 21 mil euros a este parque eólico.

Observando a figura 3.5, constata-se que a quantidade de energia não fornecida à rede é bastante reduzida (0,7%) quando comparada com a totalidade da produção de energia no ano de 2014 (74.344 MWh). O custo por unidade de energia não fornecida à rede foi cerca de 40,8€/MWh.

3.3.1.3. Conclusões

Tendo em conta a análise feita até ao momento relativamente às ocorrências de desvio de produção e pensando já numa perspetiva de estratégia de armazenamento de energia, podem-se tirar as seguintes ilações:

- Na maior parte das horas (98%) de 2014 a produção do parque difere da produção programada (desvio de produção);
- As ocorrências de desvio de produção por excesso implicam encargos económicos muito (8 vezes) superiores aos desvios de produção por défice, pelo que absorver excedentes de energia implica um maior nível de poupanças relativamente à colmatação de défices de energia;
- Os desvios de produção por défice são bastante mais frequentes do que os desvios por excesso pelo que não faltará oportunidade para um sistema ESS descarregar;

- Por outro lado, de modo a absorver os excessos de energia, o dispositivo ESS deve, desejavelmente, possuir um baixo nível de carga (*State of Charge* ou SOC) durante a maior parte do tempo.
- Em média, ocorrem 1,3 ciclos de excesso por dia (inclui tanto os ciclos de alta como de baixa energia) com uma duração média de 3 horas;
- Considerando os períodos acumulados de desvio por excesso, o valor médio de energia e potência por ciclo é cerca de 8,2 MWh e 1,7 MW, respetivamente.

Relativamente às ocorrências de *curtailment*:

- Estas são muito pouco frequentes e o total de energia (515 MWh) não fornecida devido a estas ordens de limitação é muito inferior à quantidade total de desvios de produção (cerca de 41 000 MWh).
- As poupanças por absorver energia não fornecida (40,8€/MWh) são inferiores às obtidas por carregar excedentes de produção (81,1 €/MWh) pelo que a resposta de um dispositivo ESS a este problema não deve ser prioritária;
- A implementação da resposta a estas situações, implica o risco de o sistema não responder de forma ótima ao problema dos desvios de produção. Tal deve-se à perda de oportunidade de carregar certos excedentes de produção ou de colmatar desvios por défice, sempre que o sistema de armazenamento estiver ocupado a absorver energia que seria desperdiçada em situações de *curtailment*. Desta forma, estas ocorrências não serão consideradas na estratégia a adotar para o controlo do sistema de armazenamento.

3.3.2. Estratégia e algoritmo de operação

Face às considerações enunciadas na secção anterior (3.3.1.3) para a elaboração do algoritmo de operação ótima da bateria, que transmite sinais de controlo sobre o carregamento e descarregamento da mesma, foram consideradas as seguintes estratégias:

- *Minimum SOC* - tem como objetivo manter o SOC sempre no menor valor possível. Sendo usado quando a prioridade é o carregamento da bateria de modo a absorver o máximo de energia possível;
- *Daily Pattern* - tem critérios de carregamento e descarregamento baseados na hora do dia. Envolve a determinação, com base em dados históricos, de valores médios da quantidade de desvio por excesso e por défice ao longo de um dia;
- *Price Following* - possui critérios de carregamento e descarregamento baseados no valor do DAM *Price*. Sinal de carregamento nas horas de maior valor de penalidade por desvio de produção por excesso e sinal de descarregamento nas horas de maior valor

de penalidade de desvio de produção por défice e/ou nas horas de maior valor do DAM *Price*.

De entre estas estratégias pretendeu-se encontrar a mais adequada para atingir os seguintes objetivos (por ordem de prioridade):

- Minimizar os encargos económicos devido a penalidades por excesso e perdas de certificados verdes;
- Minimizar os encargos económicos devido a penalidades por défice;
- Se possível, potenciar ganhos económicos por resposta à variação dos preços do DAM.

Começando por analisar a estratégia *Minimum SOC*, esta obedece ao princípio de manter o SOC do equipamento no mínimo sempre que possível, com o intuito de estar pronto para a absorção de excedentes de produção. Desta forma, o equipamento de ESS recebe a ordem de carregar assim que for detetado um desvio de produção por excesso e recebe a de descarregar, imediatamente, assim que for detetado um desvio de produção por défice.

Relativamente à estratégia *Daily Pattern*, a partir dos valores de desvio de produção por excesso ou défice, para as 8760 horas de 2014, traçou-se o gráfico da figura 3.6 que apresenta o comportamento e os valores médios de excesso e défice ao longo de um dia.

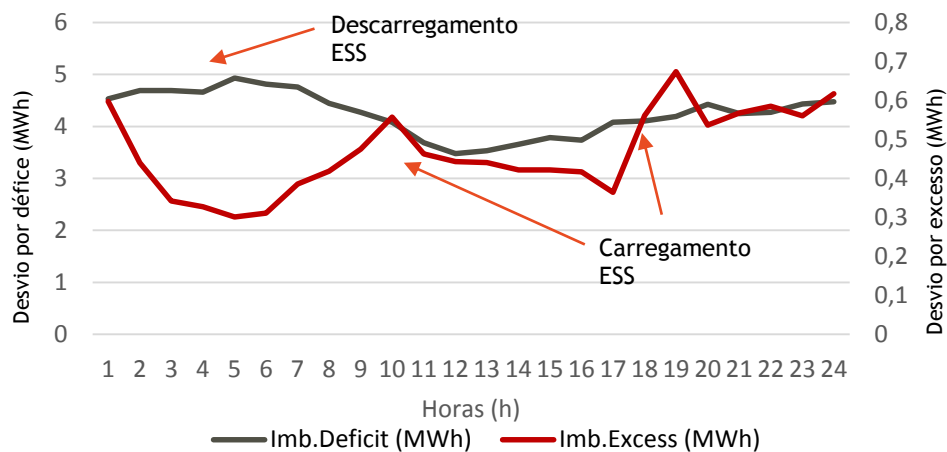


Figura 3.6 - Comportamento diário dos desvios de produção.

Ao analisar a figura 3.6, torna-se claro que a quantidade de excesso é mais elevada nas horas de pico (entre as 9h e 11h da manhã e entre as 19h e as 24h) enquanto a quantidade de défices de produção é mais alta nas restantes horas. Assim seria desejável que o sistema ESS possuísse um baixo SOC no início dos períodos de pico, de modo a estar apto a absorver as elevadas quantidades de excesso. Contudo, prever o desvio de produção com um período de várias horas é difícil e acarreta um elevado grau de incerteza.

No que toca à descarga do sistema ESS, esta pode ser otimizada de modo a ocorrer preferencialmente nas horas de maior défice de produção. No entanto, isto implica incorrer no risco de ocorrer uma situação de excesso a qualquer momento e o sistema ESS estar no seu limite máximo de SOC, o que impossibilita a absorção desse excedente de produção.

Analisou-se a estratégia *Price Following*. A partir dos valores de preço DAM, de desvio de produção por excesso e défice, para as 8760 horas de 2014. Traçou-se o gráfico da figura 3.7 que apresenta o comportamento e os valores médios do preço do DAM, do preço da penalidade por excesso e por défice, ao longo de um dia.

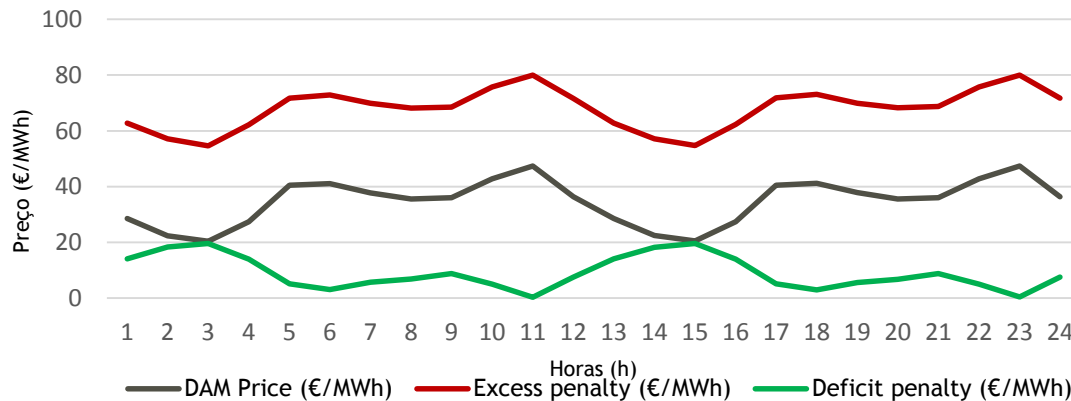


Figura 3.7 - Comportamento, ao longo do dia, dos preços do DAM, das penalidades por excesso e por défice.

Para a estratégia *Price Following*, o ideal seria carregar o dispositivo ESS quando o valor da penalidade por excesso é máximo e o preço DAM baixo. No entanto, através da observação da figura 3.7, verifica-se que tal não é possível, pelo que dar-se-á prioridade ao carregamento do equipamento ESS quando o valor da penalidade for alto já que este é sempre superior ao preço DAM.

No que toca à descarga, o ideal seria descarregar quando os valores, tanto da penalidade por défice como do preço do DAM, são elevados. No entanto, como indica a figura 3.7, tal não é compatível. Desta forma, a descarga do ESS obedeceria ao sinal do preço DAM já que este é sempre superior ao preço da penalidade por défice.

Sendo assim, o momento ideal de carregamento e descarregamento coincidem já que o preço da penalidade por excesso e o preço DAM possuem comportamentos idênticos ao longo do dia, pelo que esta estratégia teria que dar prioridade ao carregamento de excessos de produção nas horas em que o seu preço fosse mais elevado. Já a descarga, esta ocorreria assim que fosse possível. Mais uma vez, esta estratégia implicaria a previsão de preços de mercado, o que acarreta sempre um certo grau de incerteza.

Em suma, tanto a estratégia *Daily Pattern* como a *Price Following* envolvem a formulação de sinais de controlo (carregar ou descarregar) para o sistema ESS com base em previsões do

comportamento dos desvios de produção ou de preços de mercado, o que acarretam elevados graus de incerteza.

Por outro lado, ordenar ao dispositivo ESS que aguarde por descarregar (pela hora de maior preço DAM ou penalidade de déficit) implica incorrer no risco de o sistema não estar pronto para a absorção de um eventual desvio por excesso.

Posto isto, devido às limitações enunciadas, a estratégia adotada é a *Minimum SOC*, com carregamento imediato em resposta a ocorrências de excesso e com descarga imediata sempre que for detetado um desvio de produção por déficit. Esta acaba por ser a menos complexa mas também aquela que dá mais garantias de eficácia e de comportamento não anómalo por parte do equipamento ESS.

3.4. Conclusão

Neste capítulo foi analisado e caracterizado o parque eólico em estudo, fazendo um enquadramento do funcionamento do DAM na Roménia e fazendo um tratamento dos dados fornecidos pela EDPR.

O tratamento de dados envolveu o estudo da estrutura de custos e remunerações do parque de Cobadin, durante o ano de 2014, possibilitando a identificação dos principais fatores prejudiciais ao bom funcionamento técnico e económico do parque: os desvios de produção (por excesso e por déficit). Assim, procedeu-se a uma caracterização mais aprofundada destes fatores em adição às situações de *curtailment*.

Após essa caracterização, rapidamente se concluiu que as situações de *curtailment* eram muito pouco frequentes e com custos económicos pouco relevantes. Por outro lado, constatou-se que a resposta a esse fator por parte de um dispositivo ESS, poderia pôr em causa uma resposta ótima ao problema mais premente do parque eólico em estudo, pelo que se decidiu desprezar esse fator na estratégia de operação do sistema de armazenamento.

Por fim, face às informações obtidas pelo estudo do problema dos desvios de produção, delinear-se e estudaram-se possíveis estratégias de armazenamento em que a escolhida foi a *Minimum SOC*. Esta estratégia privilegia a manutenção de um baixo nível de carga, de modo a ter o ESS sempre pronto a carregar excedentes de produção e a descarga efetua-se sempre que for detetada um desvio de produção por déficit.

Capítulo 4

Simulação e otimização do dimensionamento

4.1. Introdução

O presente capítulo descreve a implementação do algoritmo utilizado para a simulação de operação do sistema parque eólico-ESS bem como a ferramenta utilizada para a otimização do dimensionamento do sistema de armazenamento.

Começou-se por explicar o funcionamento do algoritmo de operação desenvolvido, os seus objetivos e pressupostos, com o auxílio de um fluxograma.

Posteriormente, com base no algoritmo supracitado, desenvolveu-se uma ferramenta de simulação e otimização, que permitiu modelizar vários cenários de operação combinada do parque eólico e do dispositivo de armazenamento.

Por fim, salienta-se, que apesar da ferramenta desenvolvida oferecer a possibilidade de simular diversos tipos de sistemas de armazenamento, esta dissertação focar-se-á no estudo da tecnologia de bateria de íões de lítio uma vez que essa foi a decisão tomada por parte da EDPR para o projeto a instalar no parque Cobadin. Note-se que conforme demonstrado no capítulo 2.8 do Estado da Arte, a bateria de íões de lítio é a tecnologia de armazenamento que apresenta o melhor desempenho em termos das várias características técnicas para uma aplicação de Gestão de Energia (e com potencial para aplicações em Qualidade de Serviço) de média escala como é o caso do parque de Cobadin. Apresenta, apenas, como inconveniente o elevado custo de investimento.

4.2. Simulação de operação

4.2.1. Algoritmo de operação *Minimum SOC*

Com o intuito de obter um funcionamento eficaz por parte do sistema ESS a instalar no parque Cobadin, desenvolveu-se um algoritmo de operação ótima do sistema ESS (neste caso, uma bateria de íões lítio) tendo por base a estratégia determinada na secção 3.3.2 - *Minimum SOC*.

O objetivo do equipamento ESS é a diminuição da quantidade de desvios de produção, quer de excesso quer de défice. Adicionalmente, pretende-se a manutenção de um baixo nível de carga sempre que possível, de modo a ter a bateria sempre pronta a carregar excedentes de produção, visto que esta situação é a economicamente mais gravosa para o parque, conforme demonstrado anteriormente.

No entanto, nenhum sistema de armazenamento é perfeito pelo que neste algoritmo modelizaram-se as seguintes restrições operacionais:

- O sistema não deve descarregar energia abaixo do seu nível mínimo de carga e não deve carregar energia acima do nível máximo de carga (correspondente à sua capacidade máxima de armazenamento);
- A capacidade de transferência de energia também deve obedecer à potência nominal do equipamento.

Passando a descrever o seu funcionamento, começa-se por efetuar uma comparação entre a potência programada e a potência real que está ser produzida pelo parque eólico. Se estas forem idênticas, não existe qualquer desvio de produção, pelo que não é necessária a atuação da bateria.

Nas restantes situações, sempre que a potência real de saída do parque for superior à potência programada (situação de desvio de produção por excesso), o sistema de armazenamento recebe a ordem de carregar esse excedente de energia, caso a energia contida na bateria não corresponda ao limite máximo de armazenamento da mesma.

Por outro lado, sempre que a potência real de saída do parque for inferior à potência programada, o sistema de armazenamento recebe sinal para descarregar a energia armazenada, de modo a colmatar o défice de produção, caso o nível de energia da bateria não corresponda ao limite mínimo.

Desta forma, mesmo que existam desvios de produção, se a bateria estiver com o seu nível de carga máximo (em situações de excesso) ou mínimo (em situações de défice), esta não entrará em ação levando à continuação da violação do compromisso assumido por parte do parque.

Em todas as situações, a potência de carga ou descarga é fixada no valor nominal da bateria, se o ultrapassar.

Na figura 4.1, apresenta-se o fluxograma, que descreve esquematicamente o funcionamento do algoritmo, que foi executado para cada hora de 2014:

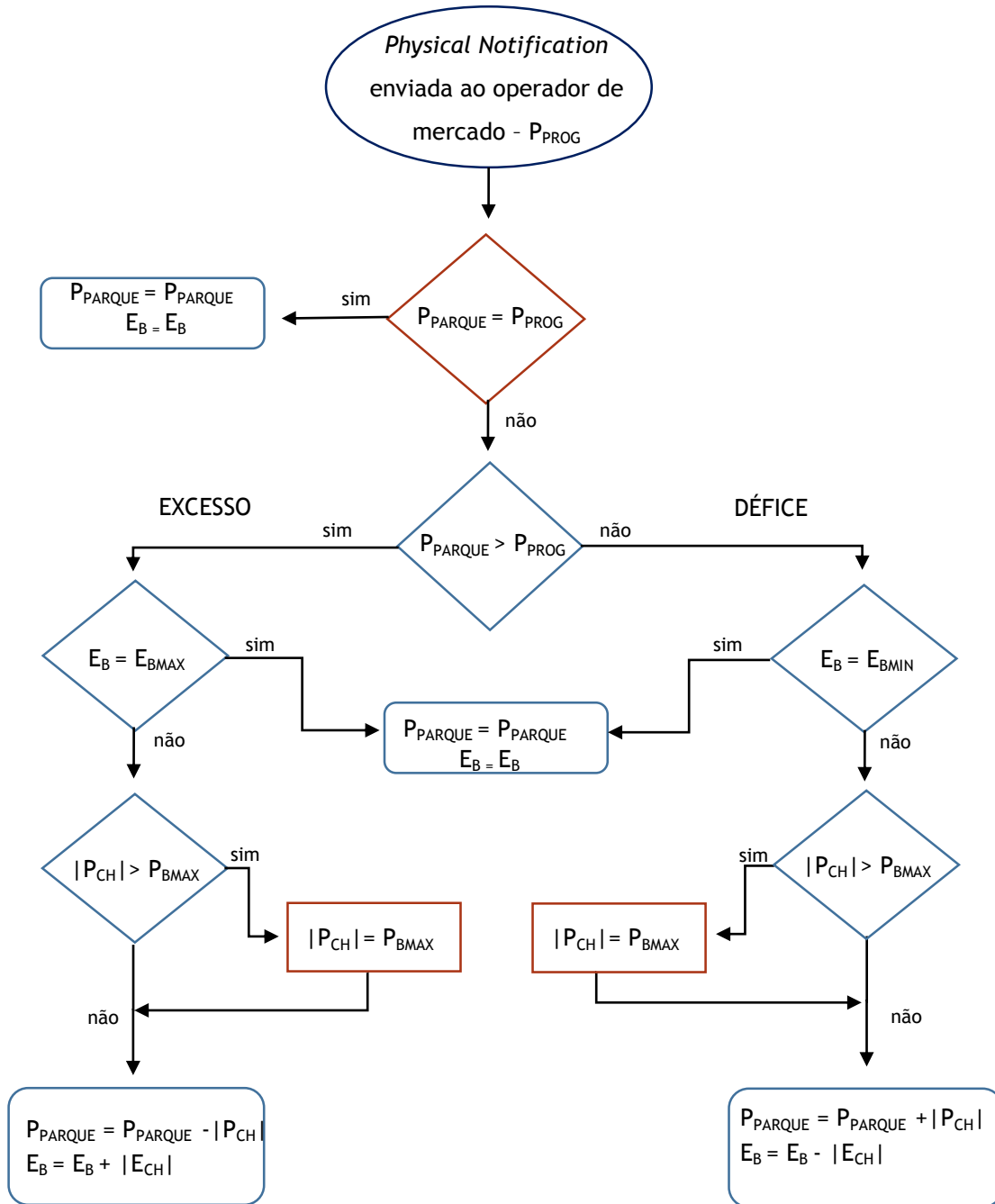


Figura 4.1 - Fluxograma do funcionamento do algoritmo de operação com estratégia *Minimum SOC*

Em que:

- P_{PROG} , corresponde à produção programada (em MW) do parque Cobadin, enviada ao operador de mercado no dia D-1;
- P_{PARQUE} , corresponde à potência de saída total do parque;
- E_B , corresponde ao nível de energia contida na bateria (em MWh) numa determinada hora;
- E_{BMAX} , corresponde à capacidade máxima de armazenamento da bateria (em MWh);
- E_{BMIN} , corresponde ao nível mínimo de energia (em MWh) que a bateria deve conter e abaixo do qual fica impossibilitada de descarregar;
- P_{CH} , corresponde à potência de carga ou descarga de bateria (em MW);
- P_{BMAX} , corresponde à potência máxima de saída da bateria (em MW).

Por fim, apresenta-se, na figura 4.2, a operação de um sistema de armazenamento de energia, durante o dia 4 de Janeiro de 2014, através do algoritmo atrás descrito:

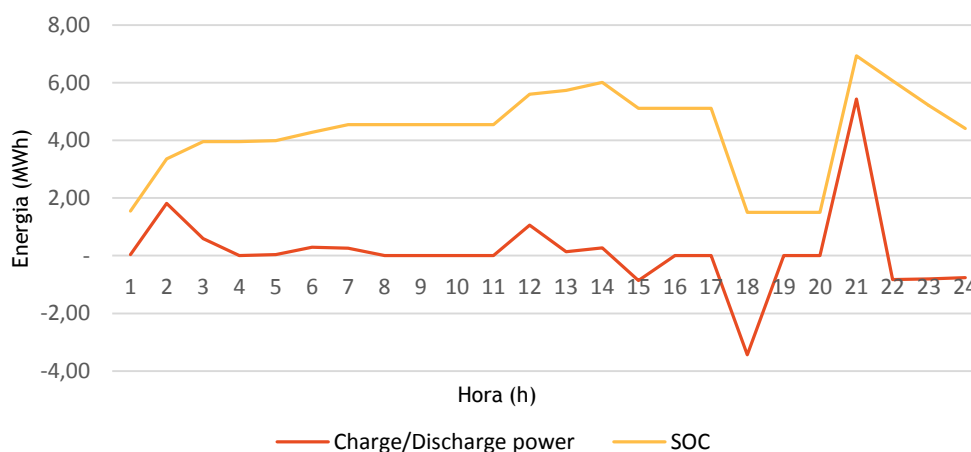


Figura 4.2 - Operação do ESS (7,5 MWh/7,5 MW) no dia 4 de Janeiro.

Na figura 4.2, é possível observar a evolução do estado de carga de um sistema de armazenamento (com energia e potência nominais de 7,5 MWh e 7,5 MW, respetivamente), que varia em função dos fluxos de potência de carga/descarga.

4.3. Otimização do dimensionamento

Após a implementação do algoritmo de operação do sistema parque eólico-ESS, surgiu a necessidade de implementar uma ferramenta de simulação da operação conjunta do parque eólico-ESS, de modo a analisar os impactos da introdução do sistema de armazenamento de energia no parque Cobadin e, por outro lado, otimizar o dimensionamento do dispositivo ESS, com o intuito de maximizar os benefícios introduzidos pelo mesmo mas ao menor custo possível.

Para tal, começou-se por definir um objetivo a otimizar (LCOES) e de seguida definiram-se diversos parâmetros de entrada e saída.

Na figura 4.3, apresenta-se um diagrama de blocos, simplificado, retratando o funcionamento da ferramenta de otimização:

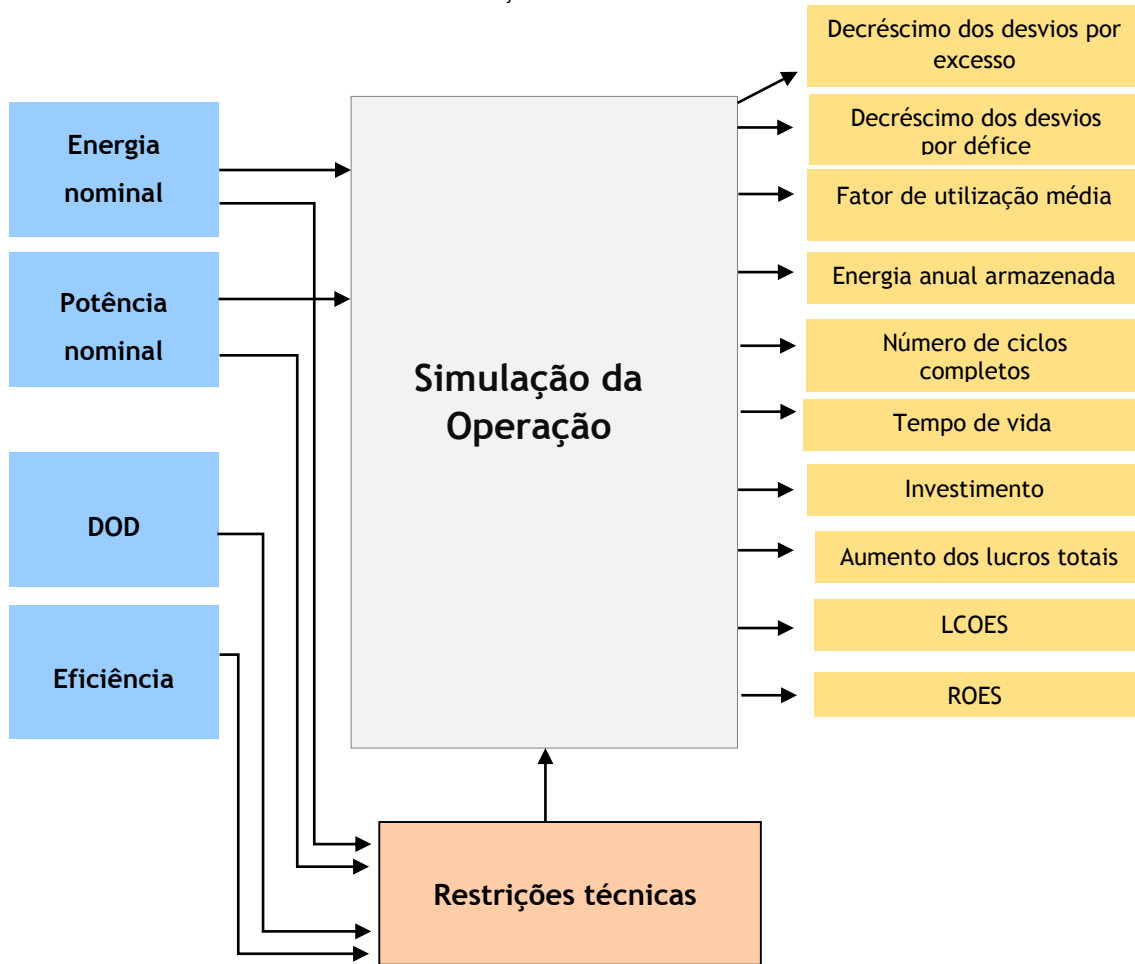


Figura 4.3 - Diagrama de blocos do funcionamento da ferramenta de otimização do dimensionamento.

Tal como indica a figura 4.3, para além do bloco Simulação de Operação, correspondente ao algoritmo de operação explicitado na secção anterior, existem 4 parâmetros de entrada: profundidade de descarga (DOD), eficiência, energia e potência nominais. Estes são usados para determinar as restrições técnicas que devem ser respeitadas durante a operação do sistema: as perdas energéticas envolvidas na carga e posterior descarga do sistema de armazenamento, capacidade máxima de armazenamento do equipamento, limite mínimo de carga que o dispositivo deve possuir e o limite de potência de carga/descarga do mesmo. Adicionalmente, o valor introduzido para a energia e potência nominais constitui o dimensionamento inicial que é simulado e que será alvo de um processo de otimização.

Por outro lado, existem também 10 parâmetros de saída, incluindo o parâmetro que se pretende otimizar. Este consiste no LCOES, um indicador técnico do custo nivelado de energia, que se pretende minimizar por alteração do valor do dimensionamento (ou seja, da energia e potência nominais). Os restantes parâmetros de saída constituem parâmetros técnicos (decréscimo dos desvios por excesso, decréscimo dos desvios por défice, energia anual armazenada, fator de utilização média, número de ciclos totais, tempo de vida) e económicos (investimento, aumento dos lucros totais e ROES) que caracterizam o desempenho do parque eólico.

Nas secções posteriores efetua-se uma caracterização mais elaborada de cada um destes parâmetros.

4.3.1. Objetivo: otimizar o indicador económico LCOES

Conforme mencionado anteriormente, após a implementação do algoritmo de operação do sistema parque eólico-ESS, procedeu-se ao cálculo do dimensionamento ótimo, ou seja, à determinação das características nominais ótimas (de energia e potência) do equipamento de *Energy Storage*, após uma avaliação custo-benefício.

Assim, decidiu-se calcular e otimizar o indicador técnico-económico *Levelized Cost of Energy Storage* (LCOES).

Este constitui um dos indicadores económicos mais utilizados na indústria da energia, uma vez que permite uma comparação justa e suficientemente precisa entre tecnologias distintas [63]. Para o seu cálculo é preciso ter em conta parâmetros técnicos como o tempo de vida e eficiência bem como os custos de aquisição e operação durante todo o tempo de vida do equipamento (neste caso adaptado a um dispositivo de armazenamento de energia): custo de aquisição do equipamento, transporte, licenciamento, manutenção, treino de pessoal, retirada de serviço e reciclagem [64]. Há ainda que ter em conta toda a energia armazenada pelo dispositivo ESS. Existem diversas formas de cálculo do LCOE [65][66][64] sendo que uma delas é a que se apresenta a seguir, adaptada para o caso de um dispositivo ESS, em €/MWh:

$$LCOES = \frac{Investment \times \left[\frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] + Cost_{O\&M}}{Annual\ Stored\ Energy \times Efficiency} \quad (4.1)$$

Com:

- Taxa de atualização, $i = 8\%$;
- Tempo de vida, n , em anos;
- Custos de Investimento, $Investment$, em €;
- Custos de operação e manutenção $Cost_{O\&M}$, em €/ano;
- Quantidade de energia armazenada por ano, $Annual\ Stored\ Energy$, em MWh;
- Eficiência do ciclo carga-descarga, em pontos percentuais, $Efficiency$.

Por fim, analisando a equação 4.1, verifica-se que o valor de LCOES será tanto maior quanto mais elevado for o valor do investimento e dos custos de manutenção. Por outro lado, sofrerá uma diminuição com o aumento da energia armazenada anualmente, da eficiência e do tempo de vida.

4.3.2. Parâmetros de entrada

Os parâmetros que são necessários introduzir na ferramenta de simulação, de modo a calcular os parâmetros de saída bem como o indicador económico LCOES a otimizar, são:

- A Profundidade de descarga (DOD): descreve o quanto uma bateria está descarregada, em pontos percentuais. Este consiste no conceito oposto ao estado de carga (SOC). Se uma bateria possui num dado momento 30% de carga remanescente na bateria, o seu valor de profundidade de descarga é de 70%. A escolha do valor de profundidade máxima de descarga é de extrema importância, uma vez que este parâmetro tem normalmente um impacto substancial no tempo de vida (número máximo de ciclos) de um equipamento ESS. Na figura 4.4 apresentam-se os ciclos de carga-descarga completos que as baterias de iões lítio apresentam durante todo o seu tempo de vida, para diferentes valores de DOD:

DOD [%]	No. of Cycles
10	40,000
20	25,000
30	20,000
40	14,000
50	10,000
60	9,000
70	8,000
80	6,000
90	5,000
100	4,000

Figura 4.4 - Número máximo de ciclos carga-descarga, para as baterias Li-Ion, de acordo com o valor de DOD¹.

Tal como indica a figura 4.4, um valor de DOD mais baixo resulta num maior número de ciclos de carga-descarga totais, aumentando o tempo de vida que é expectável obter por parte de um sistema de armazenamento de energia baseado na tecnologia iões de lítio. No entanto, há que ter em conta que um menor valor de DOD, leva à diminuição da quantidade total de energia que é possível armazenar.

¹ Informação obtida por meio informal através de um dos maiores fabricantes mundiais deste tipo de baterias.

- Eficiência: consiste num parâmetro intrínseco de uma dada tecnologia de armazenamento, em pontos percentuais, e refere-se à quantidade de energia que, depois de armazenada, é possível extrair de um dispositivo ESS. Assim, o processo de carga-descarga do mesmo envolve um certo grau de perdas de energia.
- Energia e a Potência nominais: referem-se, respetivamente, à capacidade máxima de armazenamento de energia (em MWh) e à quantidade de energia que pode ser carregada ou descarregada num dado período de tempo (em MW). Estes constituem os parâmetros que serão modificados de maneira a minimizar o valor do LCOES. Os valores de energia e potência nominais correspondentes a esse mínimo constituirão o dimensionamento ótimo do sistema.

4.3.3. Parâmetros de saída

Após a introdução dos parâmetros de entrada, torna-se possível a determinação dos seguintes parâmetros de saída:

- Decréscimo dos desvios por excesso (MWh): corresponde à diferença entre a quantidade de excedentes de produção verificados no parque Cobadin durante o ano de 2014 e a quantidade que seria verificada com a introdução do dispositivo ESS;
- Decréscimo dos desvios por défice (MWh) - corresponde à diferença entre a quantidade de défices de produção verificados no parque Cobadin durante o ano de 2014 e a quantidade que seria verificada com a introdução do dispositivo ESS;
- Energia anual armazenada (MWh) - corresponde à quantidade total de energia armazenada durante todo o ano de 2014 com introdução do ESS;
- Fator de utilização média (%) - corresponde à utilização média da capacidade de armazenamento disponibilizada pela bateria, sendo calculada pelo quociente entre o valor médio de energia (por ciclo) que é armazenado pela bateria e a capacidade útil de armazenamento (ou seja tem-se em conta o valor mínimo do SOC);
- Aumento dos lucros totais (€) - corresponde à diferença entre os lucros totais verificados no parque Cobadin, durante o ano de 2014, e os lucros totais que seriam verificados com a introdução do dispositivo de armazenamento;

Existem ainda outros parâmetros de saída, que constituem cálculos intermédios para a determinação do indicador técnico-económico LCOES, que são enumerados de seguida.

- Tempo de vida: este é contabilizado em termos energéticos, efetuando o quociente entre a quantidade máxima de energia que pode ser armazenada por um equipamento ESS (com uma determinada energia nominal e nível de profundidade de descarga) e a energia que é armazenada anualmente (afetada pela eficiência). Na equação 4.2, apresenta-se a fórmula de cálculo utilizada:

$$n = \frac{\textit{Lifetime Cycles} \times \textit{Energy Rating} \times \textit{DOD}}{\textit{Annual Stored Energy} \times \textit{Efficiency}} \quad (4.2)$$

Com:

- Número máximo de ciclos que a bateria pode efetuar, em ciclos, *Lifetime Cycles*;
 - Energia nominal, em MWh, *Energy Rating*;
 - Profundidade de descarga, em pontos percentuais, *DOD*;
 - Quantidade de energia armazenada por ano, *Annual Stored Energy*, em MWh;
 - Eficiência do ciclo carga-descarga, em pontos percentuais, *Efficiency*.
- Número de ciclos completos: após o cálculo do tempo de vida é possível estimar o número de ciclos completos, ou seja, que correspondem aqueles que correspondem a uma descarga completa de DOD=100% até ao valor imposto pelo utilizador (por exemplo, DOD=70%). Apenas os ciclos completos são contabilizados em termos de desgaste do número máximo de ciclos que uma bateria Li-Ion oferece. O seu cálculo é realizado através da seguinte fórmula:

$$\textit{Number of full cycles} = \frac{\textit{Lifetime Cycles}}{n} \quad (4.3)$$

Com:

- Número de ciclos completos, equivalentes a descargas totais, realizados pela bateria;
- Número máximo de ciclos que a bateria pode efetuar, em ciclos, *Lifetime Cycles*;
- Tempo de vida da bateria, em anos, *n*.

Note-se, que são contabilizados tanto os ciclos com valor energético suficiente para contabilizarem como ciclo completo bem como os ciclos de baixa energia, que acumulados, perfazem ciclos completos.

- Valor do Investimento: este é estimado a partir de uma função elaborada tendo em conta os valores apresentados por diversos fabricantes, numa *request for information* ou consulta de mercado, para 3 cenários de dimensionamento de uma bateria Li-Ion, elaborados pela EDPR:
 - Cenário A: 2,2 MWh e 1,25 MW;
 - Cenário B: 2,2 MWh e 2,2 MW;
 - Cenário C: 2,2 MWh e 3,3 MW.

No total foram recebidas 29 propostas (considerando todos os cenários) e em cada uma, para além dos valores de energia e potência nominais, constavam vários preços, que correspondem a diferentes parcelas da totalidade do investimento:

- Preço 1: Aquisição do *Energy Storage System Container*, completamente integrado;
- Preço 2: Aquisição dos equipamentos de conversão e condicionamento de potência;
- Preço 3: Custos de transporte, licenciamento, treino de pessoal, retirada de serviço e reciclagem;
- Preço 4: Custos relacionados com operação e manutenção do aparelho ESS.

Os preços 3 e 4 são fixos enquanto os preços 1 e 2 são variáveis. Assim, utilizando as funcionalidades do *software Microsoft Excel*, traçaram-se gráficos de dispersão relacionando os valores do Preço 1 com os de energia nominal e relacionando os valores do Preço 2 com os valores de potência nominal:

Figura 4.5 - Curva de custo do preço 1

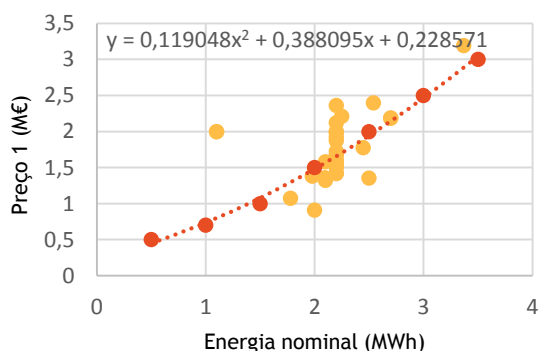
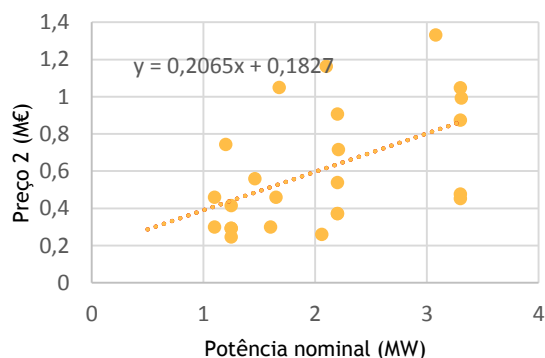


Figura 4.6- Curva de custo do preço 2



De seguida, delinearão-se as linhas de tendência visíveis nas figuras 4.5 e 4.6. Note-se que a linha de tendência que relaciona o preço 1 com a energia nominal foi elaborada manualmente de modo a melhor modelizar valores mais reduzidos de dimensionamento.

A partir das funções das linhas de tendência elaborou-se a seguinte função de modelização do valor de Investimento:

$$\begin{aligned} \text{Investimento} = & (0,119048 \times E_{nom}^2 + 0,388095 \times E_{nom} + 0,228571) \\ & + (0,2065 \times P_{nom} + 0,1827) + \text{Preço 3} \end{aligned} \quad (4.4)$$

Em que:

- Investimento, em M€, refere-se ao à totalidade das parcelas de investimento exceto a de manutenção;
- E_{nom} , constitui o valor de energia nominal em MWh;
- P_{nom} , refere-se ao valor de potência nominal em MW;

Resta apenas salientar, que o preço 4, referentes aos custos de operação e manutenção anuais, são incluídos diretamente no cálculo do LCOES sob a nomenclatura $Cost_{O\&M}$.

4.3.4. Viabilidade económica

Por fim, determinou-se um segundo indicador técnico-económico, o *Revenue of Energy Storage* (ROES). Este é calculado através de uma adaptação da fórmula do LCOES, mas com o intuito de analisar o proveito nivelado de energia (€/MWh) em vez do seu custo. A sua fórmula de cálculo é a seguinte:

$$ROES = \frac{\text{Total Revenue Increase}}{\text{Annual Energy Stored} \times \text{Efficiency}} \quad (4.5)$$

Com:

- Quantidade de energia armazenada por ano, *Annual Stored Energy*, em MWh;
- Eficiência do ciclo carga-descarga, em pontos percentuais, *Efficiency*;
- Incremento dos lucros totais, em €, *Total Revenue Increase*.

O cálculo do ROES permite estimar com algum rigor a viabilidade económica de um projeto de armazenamento de energia através da verificação da condição:

$$ROES > LCOES \quad (4.6)$$

Se a avaliação da condição da equação 4.6 for positiva, ou seja, se os proveitos nivelados de energia forem superiores aos custos, o projeto será viável. Caso contrario, não o será.

4.4. Conclusão

Neste capítulo descreveu-se o desenvolvimento do algoritmo com a estratégia *Minimum SOC*, utilizada para a simulação de operação do sistema parque eólico-ESS e explicou-se o seu funcionamento, objetivos e pressupostos.

Posteriormente, explicitou-se o modelo adotado para o desenvolvimento de uma ferramenta de otimização do dimensionamento do sistema de armazenamento, descrevendo os seus objetivos, parâmetros de entrada e saída.

Por fim, estabeleceu-se qual o critério de avaliação da viabilidade económica do projeto.

Capítulo 5

Apresentação e análise de resultados

5.1. Introdução

Neste capítulo, apresentam-se os cenários de operação simulados, do sistema parque eólico-ESS, e discutem-se os resultados obtidos durante os mesmos. Estas simulações, executadas através da ferramenta de simulação e otimização discutida anteriormente, visam ilustrar os benefícios e limitações da implementação de um sistema ESS (neste caso uma bateria de íões de lítio) no parque eólico de Cobadin, que possui uma potência instalada de 26 MW.

Numa primeira fase, estes cenários foram concebidos de maneira a realizar uma análise de sensibilidade dos parâmetros de entrada, da ferramenta de otimização do dimensionamento, que podem ser variados pelo utilizador: profundidade de descarga (DOD), energia nominal e potência nominal. Desta forma, foi variado um dos parâmetros supracitados e fixado o valor de todos os outros e registaram-se os resultados que, posteriormente, foram alvo de análise.

De seguida, procedeu-se à simulação de cenários de dimensionamento propostos pela EDPR, selecionando-se o mais favorável tendo em conta os resultados obtidos. Determinou-se, ainda, o dimensionamento ótimo do sistema a instalar em Cobadin.

Posteriormente, simulou-se um cenário de operação segundo uma *bidding strategy* Q50, comparando-o com o mesmo cenário segundo uma estratégia Q75. Adicionalmente, foi determinado qual seria o dimensionamento ótimo caso se alterasse para a *bidding strategy* Q50.

Por fim, efetuou-se uma análise da viabilidade económica do projeto de instalação de um dispositivo de armazenamento no parque Cobadin.

5.2. Análise de Sensibilidades

5.2.1. Pressupostos

No que toca à análise de sensibilidades, decidiu-se estudar o impacto dos parâmetros de entrada no desempenho do sistema, exceto a eficiência uma vez que esta é um parâmetro intrínseco da tecnologia de armazenamento da bateria de iões de lítio.

O primeiro fator a ser testado foi o DOD. Para tal, foram testados 3 cenários com valores distintos (40%, 70% e 90%) com o intuito de averiguar o efeito deste fator nos parâmetros de saída e no parâmetro a otimizar. Os valores assumidos de energia e potência estipulados da bateria foram 5 MWh e 5 MW, respetivamente.

Posteriormente, testaram-se os fatores energia nominal e potência nominal. Para o teste do primeiro fator, simularam-se os valores 2,5 MWh, 5 MWh e 7,5 MWh fixando o valor de 5 MW na potência nominal enquanto na análise do segundo parâmetro simularam-se os valores 2,5 MW, 5 MW e 7,5 MW fixando a energia nominal em 5 MWh.

Para ambas as análises, utilizou-se um valor de profundidade de descarga de 80% e um valor de 95 % de eficiência (escolhido tendo em conta os indicadores técnicos para a tecnologia de bateria Li-Ion, presentes na tabela 2.9 do capítulo 2.7.4).

5.2.2. Profundidade de descarga

Como já foi referido, o primeiro fator a ser testado foi o DOD, ou seja, a profundidade máxima de descarga da bateria, que tem impacto direto na capacidade útil de armazenamento e na máxima capacidade cíclica da mesma. Interessa, então, compreender o comportamento do sistema face a diferentes valores desta variável de modo a fazer uma escolha equilibrada entre o valor mínimo de carga abaixo do qual não se pode mais descarregar (afetando a quantidade de energia que é possível armazenar) e o tempo de vida do sistema.

Tabela 5.1 - Análise de sensibilidade de profundidade de descarga

DOD	40%	70%	90%
Decréscimo dos desvios por excesso (MWh)	641	956	1128
Decréscimo dos desvios por défice (MWh)	606	906	1071

Energia anual armazenada (MWh)	641	956	1128
Fator de utilização média (%)	65%	55%	51%
Número de ciclos totais (por ano)	303	259	238
Tempo de vida (anos)	46	31	21
Investimento (M€)	6,76	6,76	6,76
Aumento dos lucros totais (€)	46417	69691	82501
LCOES (€/MWh)	991,45	705,98	670,63
ROES (€/MWh)	76,65	76,90	77,00

Observando a tabela 5.1, facilmente se percebe que com um aumento de DOD, maior é a quantidade de energia armazenada e menor é a quantidade de desvios de produção, por excesso e défice, o que se explica pelo aumento da capacidade de armazenamento útil da bateria. Por outro lado, para valores mais baixos de profundidade de descarga, o valor de utilização média do dispositivo de armazenamento é mais elevado, devido à absorção de um valor médio de energia que decresce a um menor ritmo do que a diminuição da capacidade útil.

Relativamente ao número de ciclos por ano, este decresce com o aumento de DOD, uma vez que a maior parte do número de ciclos é de baixa energia e à medida que se aumenta a capacidade útil da bateria cada vez menor é o número de ciclos com energia suficiente para equivalerem a ciclos completos de carga-descarga. No que toca ao tempo de vida, apesar do número de ciclos completos por ano diminuir com o aumento de DOD o que causa menor desgaste, o número de ciclos totais durante toda a vida do equipamento diminui a um ritmo

superior (figura 4.4 do capítulo 4.3.2), causando uma redução acentuada do tempo de vida, em anos.

No que concerne ao valor do Investimento, este mantém-se nos 3 cenários, uma vez que não se altera o dimensionamento do equipamento (que depende da energia e potência nominais).

Já os lucros totais aumentam devido ao aumento significativo da energia armazenada anualmente.

No que toca aos indicadores técnico-económicos, o indicador LCOES, apesar da redução do tempo de vida, diminui com o aumento de DOD, devido ao grande aumento da energia armazenada anualmente. Já o indicador ROES, apesar de um ligeiro aumento, mantém-se sempre no valor de aproximadamente 77€/MWh.

5.2.3. Energia nominal

O segundo fator a ser testado foi uma das duas características fundamentais aquando do dimensionamento ESS, a energia nominal. Assim, pretendeu-se perceber o impacto de diferentes capacidades de armazenamento no comportamento e *performance* do mesmo, quando existem diferentes limites máximos para a energia que é possível armazenar.

Tabela 5.2 - Análise de sensibilidade de energia nominal

ENERGIA (MWH)	2,5	5	7,5
Decréscimo dos desvios por excesso (MWh)	641	1044	1347
Decréscimo dos desvios por défice (MWh)	608	991	1278
Energia anual armazenada (MWh)	641	1044	1347
Fator de utilização média (%)	65%	53%	45%
Número de ciclos totais (por ano)	304	247	213

Tempo de vida (anos)	19	24	28
Investimento (M€)	3,55	6,76	11,45
Aumento dos lucros totais (€)	46647	76235	98654
LCOES (€/MWh)	671,11	690,08	843,55
ROES (€/MWh)	76,71	76,95	77,19

Observando a tabela 5.2, constata-se que um aumento de capacidade da bateria traduz-se, como seria de esperar, numa maior quantidade de energia armazenada e numa diminuição da quantidade de desvios de produção, por excesso e défice. Adicionalmente, para valores mais altos de energia nominal, o valor de utilização média do dispositivo ESS é menor, ou seja, apesar de uma maior capacidade permitir absorver ciclos de excesso de maior magnitude, o quociente entre o valor médio de energia carregado por ciclo e a capacidade máxima da bateria torna-se cada vez menor.

Relativamente ao número de ciclos por ano, este, mais uma vez, decresce com o aumento de capacidade de armazenamento. À medida que se aumenta o limite máximo de armazenamento da bateria, menor é o número de ciclos com energia suficiente para equivalerem a ciclos completos de carga-descarga e, por outro lado, maior é o número de ciclos de energia reduzida necessários a perfazerem um ciclo completo.

No que toca ao tempo de vida, devido à redução do número de ciclos completos com o aumento do valor da energia nominal, verifica-se um menor desgaste da bateria, o que se traduz num crescimento significativo do tempo de vida.

No que concerne ao valor do Investimento, este aumenta acentuadamente com o aumento da energia nominal. Note-se, no entanto, que a passagem de 2,5 para 5 MWh (o dobro) resulta numa quase duplicação do investimento, verificando-se o mesmo fenómeno na passagem de 5 MWh para 7,5 MWh mas apenas com um incremento de 50% da capacidade de armazenamento.

Já os lucros totais aumentam devido à diminuição da quantidade de desvios de produção e respetivos encargos económicos.

No que toca aos indicadores técnico-económicos, o indicador LCOES, apesar do aumento do tempo de vida e da quantidade de energia armazenada anualmente, aumenta com o incremento de energia nominal, devido ao crescimento avultado dos valores de investimento. Já o indicador ROES, apesar de um ligeiro aumento mantém-se sempre no valor constante de aproximadamente 77€/MWh.

5.2.4. Potência nominal

O último fator a ser testado foi a potência nominal. Desta forma, pretendeu-se perceber o impacto deste fator no comportamento e *performance* do sistema de armazenamento quando existem restrições à capacidade de transferência de energia. É ainda de referir que este parâmetro constitui o valor para o qual é dimensionado o inversor.

Tabela 5.3 - Análise de sensibilidade de potência nominal

POTÊNCIA (MWH)	2,5	5	7,5
Decréscimo dos desvios por excesso (MWh)	1014	1044	1044
Decréscimo dos desvios por défice (MWh)	962	991	991
Energia anual armazenada (MWh)	1014	1044	1044
Fator de utilização média (%)	51%	53%	53%
Número de ciclos totais (por ano)	240	247	247
Tempo de vida (anos)	25	24	24
Investimento (M€)	6,24	6,76	7,27

Aumento dos lucros totais (€)	74132	76235	76235
LCOES (€/MWh)	653	690	739
ROES (€/MWh)	77,06	76,95	76,95

Observando a tabela 5.3 e começando por comparar os resultados entre o 2º (5 MW) e o 1º (2,5 MW) cenário, constata-se que uma potência com um valor de 50% (cenário 1, com 2,5 MW) da energia nominal acaba por limitar a capacidade de absorver excedente de produção em algumas ocorrências, comprometendo, assim, a energia anual armazenada (menos 3%).

Esta energia que ficou por armazenar, devido a um valor mais baixo de potência, traduz-se na realização de cerca de menos 7 ciclos completos de carga-descarga e numa menor utilização média da capacidade de armazenamento da bateria (menos 2%). Estes factos, por sua vez, causam um ligeiro aumento da longevidade da bateria (em 3%).

É ainda de salientar que apesar da ligeira degradação do desempenho da bateria devido aos fatores já explicitados, a poupança a nível de investimento acaba por induzir num resultado melhor a nível do LCOES (redução de 9%).

Analisando, agora, os resultados obtidos no 3º cenário (7,5 MW) rapidamente se percebe que um valor de potência de 150% (7,5 MW) ou de 100% (5 MW), correspondente ao cenário 2, da energia nominal traduz-se numa *performance* idêntica. A única diferença entre os dois cenários é mesmo o valor do Investimento mais avultado e, conseqüentemente, um valor mais elevado de LCOES (em 7%). Nos 3 cenários, o valor de ROES mantém-se praticamente constante.

Com o intuito de melhor apurar o impacto do valor de potência nas transferências de energia para a bateria, traçou-se o seguinte gráfico:

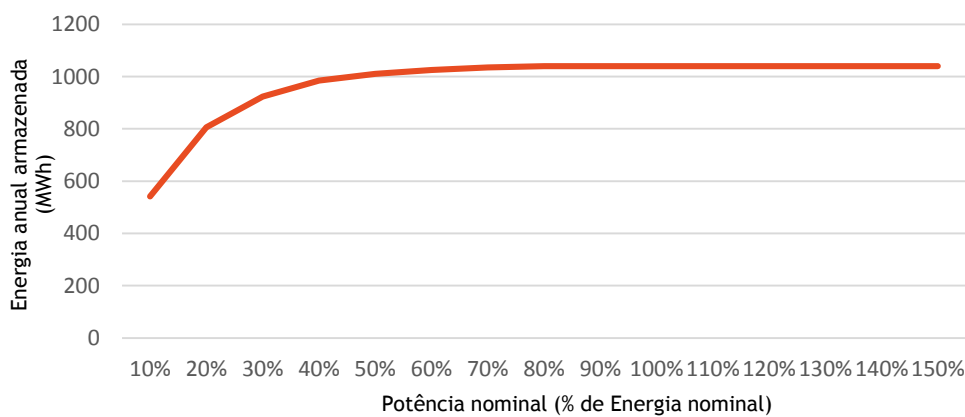


Figura 5.1 - Evolução da energia armazenada anualmente com o valor da potência nominal

Através da análise da figura 5.1 constata-se que o valor de potência entre 10% a 50% (da energia nominal) tem um impacto significativo na quantidade de energia que é armazenada anualmente. A partir de 50%, este impacto começa a ser cada vez menor até estabilizar no valor máximo em 80%, exatamente o valor da profundidade de descarga neste teste. Dito por outras palavras, o valor de potência, como seria de esperar, só tem impacto nas transferências de energia até ao valor de capacidade de armazenamento útil da bateria.

5.3. Simulação dos cenários EDPR

5.3.1. Pressupostos

Após a realização de uma análise de sensibilidades em que se percebeu qual a influência dos parâmetros de entrada sobre os parâmetros de saída da ferramenta de simulação e otimização desenvolvida, procedeu-se à simulação dos 3 cenários base de dimensionamento que estavam a ser considerados pela EDPR. O dimensionamento (energia e potência nominal) admitido para cada um dos 3 cenários é o seguinte:

- Cenário A: 2,2 MWh e 1,25 MW;
- Cenário B: 2,2 MWh e 2,2 MW;
- Cenário C: 2,2 MWh e 3,3 MW.

Quanto ao valor de profundidade de descarga, tendo em conta a anterior análise de sensibilidades, o valor de ciclos totais (494 ciclos, incluindo os de alta e baixa energia durante o ano de 2014) determinado anteriormente e a figura 4.4 do capítulo 4.3.2, decidiu-se utilizar um valor de profundidade de descarga de 90%. Este valor traduz-se em 5000 ciclos de carga-descarga, possibilitando, no mínimo 10 anos de tempo de vida (4940 < 5000). Por fim, utilizou-se novamente um valor de 95% para eficiência.

5.3.2. Resultados

Na tabela 5.4 apresentam-se os resultados das simulações dos cenários A, B e C descritos anteriormente seguindo os pressupostos já enunciados.

Tabela 5.4 - Resultados obtidos para a simulação dos cenários EDPR

CENÁRIO	A	B	C
Decréscimo dos desvios por excesso (MWh)	595	636	636
Decréscimo dos desvios por défice (MWh)	565	604	604
Energia anual armazenada (MWh)	595	636	636
Fator de utilização média (%)	61%	65%	65%
Número de ciclos totais (por ano)	285	305	305
Tempo de vida (anos)	17	16	16
Investimento (M€)	2,50	2,69	2,92
Aumento dos lucros totais (€)	43385	46322	46322
LCOES (€/MWh)	555,08	570,40	612,38
ROES (€/MWh)	76,76	76,72	76,72

Observando a tabela 5.4, verificam-se resultados semelhantes aos obtidos aquando da análise de sensibilidades para a variável potência nominal. Tal era de esperar, tendo em conta que apenas este parâmetro toma valores diferentes nos 3 cenários.

Assim e começando por comparar os resultados entre o cenário C (3,3 MW) e B (2,2 MW), verifica-se que o cenário B possui uma performance idêntica ao C mas com um nível de investimento menor o que resulta, naturalmente, num valor de LCOES inferior. O desempenho nos dois cenários é idêntico porque apesar de no cenário C existir um maior valor de potência, ou seja, uma maior capacidade de transferência de energia, este sistema acaba por estar limitado pela quantidade de energia máxima que lhe é possível armazenar. Desta forma, não existe qualquer benefício em ter um valor de potência superior ao valor de energia útil (90% de 2,2 MWh).

Atentando nos resultados obtidos para o cenário A, o valor mais baixo (cerca de 57%) de potência relativamente à energia nominal, compromete a capacidade de transferência de energia, degradando um pouco a *performance* da bateria: diminui ligeiramente a quantidade de energia armazenada anualmente (em 7%), ocorrem menos ciclos completos (menos 7%) e diminui a utilização média da bateria (em 4%). Estes factos levam a um pequeno aumento da longevidade do equipamento (de 7%).

No entanto, é de salientar que apesar da ligeira degradação da *performance* da bateria e da consequente diminuição dos lucros totais, a poupança a nível de investimento acaba por levar a um melhor resultado ao nível do LCOES (uma redução de 3%).

Nos 3 cenários, o valor de ROES mantém-se praticamente constante.

5.4. Determinação do dimensionamento ótimo

5.4.1. Pressupostos

Posteriormente, procurou-se determinar o dimensionamento ótimo (valores de energia e potência nominais) que minimizasse o valor do indicador técnico-económico LCOES. O modelo adotado para a resolução deste problema de otimização encontra-se explicitada no capítulo 4.3. Os valores assumidos para a profundidade de descarga, foram novamente: profundidade de descarga em 90% e eficiência em 95%.

5.4.2. Resultados

Na tabela 5.5, apresentam-se os resultados obtidos para os cenários A da EDPR e para o cenário ótimo: 2,54 MWh e 1,51 MW de energia e potência nominais, respetivamente.

Tabela 5.5 - Resultados obtidos para o cenário ótimo (2,54 MWh/1,51 MW)

CENÁRIO	ÓTIMO	A
Decréscimo dos desvios por excesso (MWh)	671	595
Decréscimo dos desvios por défice (MWh)	637	565
Energia anual armazenada (MWh)	671	595

Fator de utilização média (%)	59%	61%
Número de ciclos totais (por ano)	279	285
Tempo de vida (anos)	18	17
Investimento (M€)	2,87	2,50
Aumento dos lucros totais (€)	48921	43385
LCOES (€/MWh)	550,88	555,08
ROES (€/MWh)	76,78	76,76

Observando a tabela 5.5, e fazendo uma comparação entre o cenário A, o mais favorável de todos os cenários da EDPR, e os resultados obtidos para o cenário ótimo, observa-se um maior dimensionamento por parte do cenário ótimo mas com uma relação potência/energia semelhante (57% e 59%, para o cenário A e para o cenário ótimo, respetivamente). Este incremento tanto no valor de energia como de potência nominais causam um aumento do valor do investimento (um incremento de 15%) mas, por outro lado, permite uma maior quantidade de energia armazenada anualmente (um aumento de 13%), a ocorrência de menos ciclos completos e consequente aumento do tempo de vida (um aumento de 3%) o que leva à obtenção de um valor de LCOES ligeiramente inferior.

5.5. Simulação de operação com quantil 50

5.5.1. Pressupostos

Todas as simulações e resultados demonstrados até ao momento tiveram por base a *bidding strategy* que é usada atualmente pelo parque eólico Cobadin que determina a produção

programada tendo em conta uma previsão de produção eólica realizada no dia D-1, às 8 horas, afetada por um quantil 75 (Q75) e pela disponibilidade prevista dos aerogeradores. Como já foi mencionado, esta estratégia favorece a ocorrência de mais situações de desvio de produção por défice do que de desvio de produção por excesso.

Posto isto, decidiu-se avaliar a influência deste parâmetro no funcionamento do dispositivo ESS. Para tal simulou-se o cenário da EDPR mais favorável (o A), mantendo todos os parâmetros iguais (profundidade de descarga em 90%, eficiência em 95%) e alterando apenas o valor da produção programada para a previsão de produção do dia D-1 afetada por um quantil 50 (Q50) e da disponibilidade prevista dos aerogeradores.

Por fim, determinou-se qual o dimensionamento ótimo (valor de energia e potência nominais) que minimiza o valor de LCOES, para uma *bidding strategy* utilizando o quantil 50.

5.5.2. Resultados

Na tabela 5.6, apresentam-se os resultados obtidos para o cenário A da EDPR, segundo a *bidding strategy* Q50 e Q75.

Tabela 5.6 - Resultados obtidos para o cenário A segundo a *bidding strategy* Q50 e Q75

CENÁRIO	A (Q50)	A (Q75)
Decréscimo dos desvios por excesso (MWh)	969	595
Decréscimo dos desvios por défice (MWh)	920	565
Energia anual armazenada (MWh)	969	595
Fator de utilização média (%)	69%	61%
Número de ciclos totais (por ano)	465	285
Tempo de vida (anos)	11	18

Investimento (M€)	2,50	2,50
Aumento dos lucros totais (€)	69074	43385
LCOES (€/MWh)	433,18	555,08
ROES (€/MWh)	75,07	76,76

Observando a tabela 5.6, verifica-se uma clara melhoria em quase todos os parâmetros com a *bidding strategy* Q50. Em primeiro lugar, verifica-se um aumento significativo (em 63%) da energia armazenada anualmente, facto que se traduz naturalmente num maior número de ciclos completos (um aumento de 63%) e num aumento da utilização média da bateria (crescimento de 8 pontos percentuais). A utilização mais intensa da bateria traduz-se num decréscimo de 67% do tempo de vida da bateria.

Devido à diminuição substancial dos desvios de produção quer de excesso quer de défice, reduziram-se as penalizações por desvio de produção relativamente à produção programada e aumentou-se (em 59%) o incremento de lucro total que se deve à atuação do dispositivo ESS.

Relativamente, ao valor do LCOES, este diminui consideravelmente (em 22%), apesar do decréscimo do tempo de vida, devido ao enorme aumento da energia armazenada anualmente e à manutenção do valor de investimento (que é obviamente igual entre os dois cenários, já que a potência e energia nominais são iguais).

O valor de ROES diminui ligeiramente na passagem da *bidding strategy* Q75 para Q50, uma vez que o aumento da energia armazenada anualmente traduz-se numa diminuição ligeira do valor de cada MWh armazenado.

Posteriormente, determinou-se qual o dimensionamento ótimo para uma *bidding strategy* com quantil 50: 2,69 MWh e 1,21 MW de energia e potência nominais. Os resultados apresentam-se na seguinte tabela:

Tabela 5.7 - Resultados obtidos para o cenário ótimo (2,69 MWh/1,21 MW)

CENÁRIO	ÓTIMO (Q50)	A (Q50)	ÓTIMO (Q75)
Decréscimo dos desvios por excesso (MWh)	1108	969	671
Decréscimo dos desvios por déficit (MWh)	1053	920	637
Energia anual armazenada (MWh)	1108	969	671
Fator de utilização média (%)	65%	69%	59%
Número de ciclos totais (por ano)	434	465	279
Tempo de vida (anos)	12	11	18
Investimento (M€)	2,97	2,50	2,87
Aumento dos lucros totais (€)	78999	69074	48920
LCOES (€/MWh)	425,42	433,18	550,88
ROES (€/MWh)	75,05	75,07	76,78

Observando a tabela 5.7, e comparando o cenário ótimo (Q50) e o cenário A (Q50), observa-se um maior dimensionamento por parte do cenário ótimo e uma relação potência/energia distinta (57% e 45%, para o cenário A e para o cenário ótimo, respetivamente). Este incremento

tanto no valor de energia como de potência nominais provoca um aumento do valor do Investimento (um incremento de 19%) mas, por outro lado, permite o armazenamento anual de uma maior quantidade de energia (um aumento de quase 15%), a ocorrência de menos ciclos completos e conseqüente aumento do tempo de vida (um aumento de 7%) o que provoca uma ligeira diminuição do valor do LCOES (menos 8€/MWh).

Atentando agora nos resultados obtidos anteriormente para o cenário ótimo seguindo uma *bidding strategy* com quantil 75 (que é a que se verifica atualmente na operação do parque) e comparando com os resultados obtidos para o cenário ótimo seguindo a *bidding strategy* Q50, verifica-se que o dimensionamento do último resulta num valor superior de investimento (um incremento de 3,5%) e uma distinta relação potência/energia de 45% contra os 59% do cenário ótimo (Q75). Apesar de constituir uma solução mais dispendiosa, o cenário ótimo (Q50) permite um aumento de 65% da energia armazenada anualmente e de 61% no incremento de lucros totais devido ao dispositivo ESS. Uma maior quantidade de energia armazenada traduz-se na realização de um maior número de ciclos completos por ano (aumento de 55%) e na conseqüente redução do tempo de vida (em 64%). Desta forma, devido à conjugação dos factos anteriormente mencionados, existe uma redução assinalável do valor de LCOES (em 23%).

5.6. Viabilidade Económica

Conforme mencionado no capítulo 4.3.4, a viabilidade económica do projeto de instalação da bateria de iões de lítio só estaria assegurada, caso se verificasse a seguinte condição:

$$ROES > LCOES \quad (5.1)$$

Contudo, todas as simulações efetuadas apresentaram resultados de LCOES bastante avultados e sempre muito superiores ao valor de ROES. Mesmo para o cenário ótimo (Q75), o valor de LCOES toma um valor 7,2 vezes superior ao valor de ROES. No que toca ao cenário ótimo Q50 o caso melhora de forma assinalável mas o custo nivelado de energia continua a ter um valor 5,7 vezes superior ao valor de remuneração nivelada.

Tudo isto leva à conclusão de que, atualmente, este projeto não é viável economicamente. Este facto deve-se certamente ao custo ainda muito elevado da tecnologia de iões de lítio já que, no que toca aos valores de remuneração, o lucro obtido por cada MWh armazenado pela bateria (ROES) toma valores entre os 75 e os 77 €/MWh, valor este bastante elevado.

Assim, decidiu-se averiguar qual a redução mínima do valor do investimento e de custos O&M (operação e manutenção) que se teria de verificar para que o dimensionamento ótimo pudesse ser viável.

Para tal, introduziram-se dois fatores multiplicativos a e b , a afetar o valor do investimento e dos custos O&M, respetivamente. De seguida, implementou-se um pequeno processo de otimização, que por alteração de ambos os fatores multiplicativos, permitisse uma igualdade entre o valor de LCOES e ROES. De maneira a impedir, a tomada de valores nulos por parte dos fatores multiplicativos, impôs-se que ambos não deveriam ser inferiores a 10%. A formulação adotada é a que se encontra explicitada de seguida:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min LCOES} \\
 & \text{Suj: LCOES} = \text{ROES} \\
 & a \geq 10\% \\
 & b \geq 10\%
 \end{aligned}
 \tag{5.2}$$

Os resultados obtidos são os que constam na tabela seguinte:

Tabela 5.8 - Determinação da redução de investimento necessária à viabilidade económica do projeto

CENÁRIO	ÓTIMO (Q50)	ÓTIMO (Q75)
Dimensionamento	2,69 MWh/1,21 MW	2,54 MWh/1,51MW
Valor de a	0,1	0,1
Valor de b	0,8777	0,4138
Investimento (M€)	0,30	0,29
Custos O&M (M€)	0,0386	0,0182
LCOES (€/MWh)	75,05	76,78
ROES (€/MWh)	75,05	76,78

Através da observação da tabela 5.8, é possível observar que em ambos os dimensionamentos, o valor do investimento teria de ser reduzido em cerca de 90%. No que toca aos custos O&M, teriam de sofrer um decréscimo de 58% e de 12% para um dimensionamento

ótimo segundo a *bidding strategy* Q75 e Q50, respetivamente. Essa diferença deve-se ao melhor desempenho do sistema de armazenamento na última estratégia, verificado na secção anterior.

5.7. Conclusões

Neste capítulo, apresentaram-se e analisaram-se os resultados obtidos nos cenários de operação simulados.

Inicialmente, efetuou-se uma análise de sensibilidades sobre os seguintes parâmetros:

- Profundidade de descarga (DOD): através da análise da influência do valor de DOD concluiu-se que quanto maior o seu valor, maior é a capacidade útil da bateria, traduzindo-se num valor mais elevado de energia armazenada anualmente e numa redução mais acentuada de desvios de produção. Porém, constatou-se uma forte queda na esperança de vida do equipamento de armazenamento, com o aumento de DOD, devido à redução do número máximo de ciclos de carga-descarga até ao dispositivo começar a funcionar abaixo das suas características nominais. No que toca ao valor do indicador LCOES a otimizar, apesar da redução do tempo de vida, este diminui com o aumento de DOD, devido ao acentuado aumento da energia armazenada anualmente.
- Energia nominal: no que toca à análise do parâmetro energia nominal, verificou-se que com o seu aumento, mais elevada é a energia armazenada anualmente e maior é a redução dos desvios de produção. No entanto, verificou-se que um aumento da capacidade leva a uma diminuição do grau de utilização média da mesma e do número de ciclos completos por ano e a um aumento do tempo de vida. Constatou-se, também, que apesar do aumento da energia armazenada anualmente, o incremento do valor do investimento leva a valores de LCOES cada vez mais elevados com o aumento da energia nominal.
- Potência nominal: relativamente ao teste do parâmetro potência nominal, constatou-se que por um lado valores baixos de potência acabam por limitar as transferências de energia para a bateria, comprometendo a quantidade de energia armazenada anualmente. Por outro lado, verificou-se que valores de potência acima do valor de capacidade útil da bateria (ou seja, da energia nominal afetada pela DOD) não trazem qualquer benefício ao desempenho da mesma, agravando apenas os valores de investimento. Ao nível do valor do LCOES, verificou-se que as poupanças a nível de investimento com um valor mais reduzido de potência de nominal acabam por compensar a ligeira degradação da *performance* da bateria

De seguida, foram simulados os cenários de dimensionamento base elaborados pela EDPR, fazendo uma comparação entre os seus resultados. A única alteração verificada no dimensionamento do sistema de armazenamento entre os diversos cenários foi o valor de potência, pelo que os resultados obtidos resultaram nas mesmas conclusões obtidas aquando da análise de sensibilidade deste parâmetro. Desta forma, dos 3 cenários simulados, o mais favorável (o A) foi o que apresentou o pior desempenho mas que apresentou o valor LCOES mais reduzido.

Posteriormente, determinou-se o dimensionamento ótimo (2,54 MWh/1,51 MW) e fez-se uma comparação com o cenário A da EDPR. Constatou-se uma pequena diminuição do LCOES, apesar de um aumento do investimento, devido ao aumento do tempo de vida e da energia armazenada anualmente.

De seguida, simulou-se o cenário A da EDPR segundo uma operação com *bidding strategy* Q50, comparando-a com os resultados obtidos anteriormente segundo uma *bidding strategy* Q75. Através dessa comparação, foi possível concluir que a estratégia Q50 é muito mais favorável ao bom desempenho da bateria, registando-se aumentos muito significativos da energia armazenada anualmente e um decréscimo acentuado da quantidade de desvios de produção. Verificou-se também uma diminuição do tempo de vida da bateria, devido à sua utilização mais intensa. Quanto ao valor do LCOES, este diminuiu de forma assinalável devido à melhoria do desempenho do dispositivo de armazenamento. Adicionalmente, determinou-se o dimensionamento ótimo segundo esta *bidding strategy*, tendo-se obtido os valores 2,69 MWh/1,21 MW, e constatou-se o desempenho mais favorável comparativamente com o dimensionamento ótimo segundo uma estratégia Q75.

Por fim, fez-se uma pequena análise da viabilidade económica da instalação de um dispositivo de armazenamento no parque Cobadin. Concluiu-se que apesar da estrutura de preços do DAM na Roménia ser favorável a este tipo de dispositivos, tendo em conta o modelo de investimento adotado (que tem por base os custos atuais da tecnologia de iões de lítio), este projeto não seria viável. Assim, procurou-se averiguar qual a ordem de grandeza que se teria de verificar na redução do valor do investimento, para se atingir a viabilidade económica deste projeto: uma redução de 90% do valor do investimento inicial e uma redução de 58% dos custos de operação e manutenção para um cenário de dimensionamento ótimo Q75; uma redução de 90% do valor do investimento inicial e uma redução de 12% dos custos de operação e manutenção para um cenário de dimensionamento ótimo Q50.

Capítulo 6

Conclusões

6.1. Introdução

O presente capítulo apresenta as principais conclusões que se podem retirar desta dissertação. Apresentam-se, ainda, os objetivos alcançados, as limitações do trabalho desenvolvido e sugerem-se os próximos passos que se poderiam dar no estudo deste tema.

6.2. Objetivos alcançados

Com esta dissertação, pretendeu-se estudar, em parceria com a EDP Renováveis, a viabilidade técnica e económica de integração de sistemas de armazenamento de energia elétrica, em centrais eólicas.

De maneira a obter uma maior familiarização com as diversas tecnologias de armazenamento de energia foi feita uma extensa pesquisa e levantamento de bibliografia sobre o assunto. Isto, com o intuito de investigar as características, modos de funcionamento, campos de aplicação, vantagens e desvantagens de cada uma das tecnologias de armazenamento. Fez-se ainda uma comparação global entre estas no que toca a fatores como energia e potência nominais, eficiência e custos de investimento e de manutenção. Adicionalmente, investigou-se quais as principais funções destes dispositivos no que toca à sua aplicação para integração e

suporte de produção eólica e fez-se uma revisão do estado da arte sobre os métodos de operação, despacho e controlo destes equipamentos.

Posto isto, abordou-se o caso de estudo efetuando uma caracterização profunda sobre o mesmo: estudou-se o funcionamento do DAM na Roménia e o regime remuneratório a que está sujeito o parque Cobadin. Caracterizou-se, ainda, o desempenho técnico e económico do mesmo durante o ano de 2014 e identificaram-se quais os seus principais problemas - os desvios de produção. Estes desvios representam custos bastante avultados para o parque Cobadin, sendo que as ocorrências de excesso de produção são as mais prejudiciais, já que acarretam a perda de certificados verdes, responsáveis pela maioria dos lucros deste parque eólico. Tendo em conta uma investigação mais aprofundada deste problema, como a determinação da sua frequência e duração, delinearam-se várias estratégias de armazenamento em que apenas uma foi escolhida e implementada sob forma de um algoritmo de operação do sistema parque eólico-ESS.

A par do desenvolvimento de um algoritmo de operação, foi elaborada uma ferramenta de simulação e otimização do dimensionamento do dispositivo de armazenamento. Esta otimização consiste na minimização do valor do indicador técnico-económico LCOES através da alteração da energia e potência nominais. Foram ainda modelizadas restrições técnicas relativas à profundidade de descarga, eficiência, limite de potência e capacidade máxima de armazenamento. Após a execução desta ferramenta, foram obtidos diversos parâmetros de saída como o tempo de vida, número de ciclos completos, quantidade de energia armazenada, *revenue of energy storage* entre outros que caracterizam a *performance* do sistema parque eólico-ESS. Contudo, esta ferramenta apresenta algumas limitações por se encontrar especialmente adaptada às especificidades do parque de Cobadin e do funcionamento do DAM da Roménia, ou seja, só se encontra otimizada para correr em parques eólicos inseridos no mercado elétrico romeno. No que toca à modelização de parâmetros técnicos, ficou por modelizar as *ramp rates*, ou seja, assumiu-se, um tempo de resposta instantâneo por parte do dispositivo de armazenamento. Porém, esta aproximação acaba por não ter um grande impacto nos resultados obtidos, uma vez que a simulação teve por base a consideração de períodos com duração de uma hora e a tecnologia assumida (uma bateria de iões de lítio) possui um tempo de resposta quase instantâneo (milissegundos).

Relativamente aos resultados obtidos, é clara a melhoria do desempenho do parque Cobadin com a introdução de um equipamento de armazenamento, no que toca à diminuição da variabilidade da sua produção. Mesmo para as capacidades simuladas, todas com valores de dimensionamento bastante reduzidos quando comparados com a potência nominal do parque em análise, verifica-se uma redução assinalável de quantidades de desvios de produção (quer por défice quer por excesso) bem como um aumento dos lucros totais do parque por diminuição das penalidades de desvios de produção.

Salienta-se também, que a elaboração da produção programada através da utilização de uma previsão de produção com quantil 50 resulta num desempenho bastante melhorado por parte da bateria, a nível de energia armazenada anualmente, de diminuição de desvios de produção e de incremento de lucros totais. Isto deve-se à maior ocorrência de excedentes de produção o que leva a um maior número de oportunidades da bateria carregar e posteriormente descarregar em situações de défice de produção. No entanto, avaliando globalmente os lucros totais verifica-se que a receita introduzida pela bateria não compensa a passagem da atual estratégia com quantil 75 para uma com quantil 50.

No que toca à viabilidade económica da instalação do referido sistema de armazenamento, constata-se que tal não se verifica atualmente devido aos elevados custos de investimento e manutenção que esta tecnologia acarreta. Assim, em todos os cenários testados, o valor do custo nivelado de energia foi superior à sua remuneração nivelada. Determinou-se, ainda, que os valores de investimento teriam de ser reduzidos em cerca de 90% e os custos de manutenção e operação em 58% (12% para *bidding strategy* Q50), para que a viabilidade fosse atingida.

No entanto, há que salientar que o modelo de investimento adotado também acaba por ser limitado uma vez que foi elaborado através da derivação de uma função através de uma série de propostas para um valor de energia entre os 1,1 MWh e os 3 MWh e valor de potência entre 1,2 MW e 3,3 MW. Este modelo acabaria por ser melhor caracterizado caso houvesse informação de valores de investimento para valores dimensionamento inferiores e superiores aos supracitados.

É ainda de ressaltar que é expectável que o preço por MWh de capacidade diminua de forma bastante acentuada para a tecnologia de bateria de iões de lítio, à medida que se aumenta a capacidade de produção deste tipo de baterias a nível mundial, o que já se começa a verificar devido à fabricação de automóveis elétricos. Assim, há todo o interesse em avançar com o projeto da instalação de um equipamento ESS, tendo por base esta tecnologia, numa perspetiva da implementação de um projeto piloto, para adquirir conhecimento e experiência numa tecnologia que, no futuro, trará inúmeros benefícios não só para os produtores como também para as redes elétricas como um todo.

6.3. Desenvolvimentos futuros

Neste capítulo apresentam-se os próximos passos, numa perspetiva da continuação do estudo deste caso como da investigação do potencial da tecnologia de *energy storage*:

- Adaptação do modelo de operação e otimização desenvolvidos nesta dissertação para estudar outros casos de produção intermitente (por exemplo, parques solares) inseridos no mercado elétrico romeno ou outros;

- Estudar a viabilidade da utilização de dispositivos ESS para a realização de serviços auxiliares e implementar o seu modelo de operação;
- Investigação e implementação de um algoritmo de operação do sistema de armazenamento, tendo em vista a realização da compra de energia ao DAM nas horas de vazio (preço reduzido de energia) e posterior venda nas horas de ponta (preço mais elevado de energia);
- Desenvolvimento de um algoritmo de otimização do dimensionamento do sistema ESS, tendo em conta a realização da atividade descrita no ponto interior.

Referências

- [1] J. Conti, *International Energy Outlook 2014*. 2014.
- [2] I. Hadjipaschalis, A. Poullikkas, and V. Efthimiou, "Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, pp. 1513-1522, 2009.
- [3] IEC, "Executive summary.," 2009.
- [4] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, "Progress in electrical energy storage system: A critical review," *Prog. Nat. Sci.*, vol. 19, no. 3, pp. 291-312, 2009.
- [5] H. Zhao, Q. Wu, S. Hu, H. Xu, and C. N. Rasmussen, "Review of energy storage system for wind power integration support," *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 545-553, 2014.
- [6] J. P. Deane, B. P. Ó Gallachóir, and E. J. McKeogh, "Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, pp. 1293-1302, 2010.
- [7] S. Ruester, X. He, L. Vasconcelos, and J. Glachant, *Electricity storage: How to facilitate its deployment and operation in the EU*. 2012.
- [8] G. Fuchs, B. Lutz, M. Leuthold, and D. U. Sauer, "Technology Overview on Electricity Storage," *Inst. Power Electron. Electr. Drives (ISEA), RWTH Aachen Univ.*, no. June, 2012.
- [9] EASE/EERA, "European energy Storage Technology Development Roadmap Towards 2030," p. 108, 2012.
- [10] P. Medina, a. W. Bizuayehu, J. P. S. Catalao, E. M. G. Rodrigues, and J. Contreras, "Electrical Energy Storage Systems: Technologies' State-of-the-Art, Techno-economic Benefits and Applications Analysis," *2014 47th Hawaii Int. Conf. Syst. Sci.*, pp. 2295-2304, 2014.
- [11] "Flywheels | Energy Storage Association." [Online]. Available: <http://energystorage.org/energy-storage/storage-technology-comparisons/thermal>. [Accessed: 26-Jun-2015].
- [12] B. Bolund, H. Bernhoff, and M. Leijon, "Flywheel energy and power storage systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 11, pp. 235-258, 2007.

- [13] C. Woodford, "How do flywheels store energy? - Explain that Stuff," 2014. [Online]. Available: <http://www.explainthatstuff.com/flywheels.html>. [Accessed: 26-Jun-2015].
- [14] H. Ibrahim, a. Ilinca, and J. Perron, "Energy storage systems-Characteristics and comparisons," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, pp. 1221-1250, 2008.
- [15] "Compressed air energy storage." [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Compressed_air_energy_storage#Compressors_and_expanders.
- [16] H. Chen, X. Zhang, J. Liu, and C. Tan, "Compressed Air Energy Storage," *Energy Storage - Technol. Appl.*, 2013.
- [17] J. R. Miller and P. Simon, "Fundamentals of Electrochemical Capacitor Design and Operation," *Electrochem. Soc. Interface*, vol. c, pp. 31-32, 2008.
- [18] M. H. Ali, B. W. Bin Wu, and R. a. Dougal, "An Overview of SMES Applications in Power and Energy Systems," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 1, no. 1, pp. 38-47, 2010.
- [19] P. Tixador, "Superconducting Magnetic Energy Storage : Status and Perspective," no. 3, pp. 1-14, 2008.
- [20] P. F. Ribeiro, B. K. Johnson, M. L. Crow, a Arsoy, and Y. Liu, "Energy storage systems for advanced power applications," *Proc. IEEE*, vol. 89, no. 12, pp. 1744-1756, 2001.
- [21] K. C. Divya and J. Østergaard, "Battery energy storage technology for power systems-An overview," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, pp. 511-520, 2009.
- [22] M. Beaudin, H. Zareipour, A. Schellenberglobe, and W. Rosehart, "Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 14, no. 4, pp. 302-314, 2010.
- [23] "Sodium Sulfur (NAS) Batteries | Energy Storage Association." [Online]. Available: <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/sodium-sulfur-nas-batteries>. [Accessed: 26-Jun-2015].
- [24] R. Dufo-López, J. L. Bernal-Agustín, and J. a. Domínguez-Navarro, "Generation management using batteries in wind farms: Economical and technical analysis for Spain," *Energy Policy*, vol. 37, pp. 126-139, 2009.
- [25] V. Antonucci, "Battery Energy Storage technologies for power system," *IPHE Hydrog. Energy Storage Work.*, no. November, 2012.
- [26] "Flow Batteries | Energy Storage Association." [Online]. Available: <http://energystorage.org/energy-storage/storage-technology-comparisons/flow-batteries>. [Accessed: 26-Jun-2015].
- [27] "Vanadium Redox (VRB) Flow Batteries | Energy Storage Association." [Online]. Available: <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/vanadium-redox-vrb-flow-batteries>. [Accessed: 26-Jun-2015].
- [28] "Zinc-Bromine (ZNBR) Flow Batteries | Energy Storage Association." [Online]. Available: <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/zinc-bromine-znbr-flow-batteries>. [Accessed: 26-Jun-2015].

- [29] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation q," *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 511-536, 2015.
- [30] S. Teleke, M. E. Baran, S. Member, S. Bhattacharya, and A. Q. Huang, "Optimal Control of Battery Energy Storage for Wind Farm Dispatching," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 25, no. 3, pp. 787-794, 2010.
- [31] IEC, "Executive summary.," 2009.
- [32] "Applications of Energy Storage Technology | Energy Storage Association." [Online]. Available: <http://energystorage.org/energy-storage/applications-energy-storage-technology>. [Accessed: 26-Jun-2015].
- [33] H. Bludszweit and J. A. Domínguez-Navarro, "A probabilistic method for energy storage sizing based on wind power forecast uncertainty," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 1651-1658, 2011.
- [34] L. S. Vargas, G. Bustos-turu, and F. Larraín, "Wind Power Curtailment and Energy Storage in Transmission Congestion Management Considering Power Plants Ramp Rates," pp. 1-9, 2014.
- [35] H. T. Le, S. Santoso, S. Member, and T. Q. Nguyen, "Augmenting Wind Power Penetration and Grid Voltage Stability Limits Using ESS : Application," vol. 27, no. 1, pp. 161-171, 2012.
- [36] J. P. Barton and D. G. Infield, "A probabilistic method for calculating the usefulness of a store with finite energy capacity for smoothing electricity generation from wind and solar power," *J. Power Sources*, vol. 162, pp. 943-948, 2006.
- [37] H. Bludszweit, J. a Dominguez-Navarro, a Llombart, and J. a Dominguez-Navarro, "Statistical Analysis of Wind Power Forecast Error," *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 23, no. 3, pp. 983-991, 2008.
- [38] S. Teleke, M. E. Baran, S. Bhattacharya, and A. Q. Huang, "Rule-based control of battery energy storage for dispatching intermittent renewable sources," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 1, no. 3, pp. 117-124, 2010.
- [39] T. Boutsika and S. Santoso, "Sizing an energy storage system to minimize wind power imbalances from the hourly average," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1-8, 2012.
- [40] X. Y. Wang, D. M. Vilathgamuwa, and S. S. Choi, "Determination of battery storage capacity in energy buffer for wind farm," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 3, pp. 868-878, 2008.
- [41] G. Celli, S. Mocci, F. Pilo, and M. Loddo, "Optimal integration of energy storage in distribution networks," *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, pp. 1-7, 2009.
- [42] T. K. a Brekken, A. Yokochi, A. Von Jouanne, Z. Z. Yen, H. M. Hapke, and D. a Halamay, "Optimal energy storage sizing and control for wind power applications," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, no. 1, pp. 69-77, 2011.
- [43] Q. Li, S. S. Choi, Y. Yuan, and D. L. Yao, "On the determination of battery energy storage capacity and short-term power dispatch of a wind farm," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, no. 2, pp. 148-158, 2011.

- [44] L. Liang, L. Jianlin, and H. Dong, "An optimal energy storage capacity calculation method for 100MW wind farm," *Power Syst. Technol.* (...), pp. 1-4, 2010.
- [45] P. Hu, R. Karki, and R. Billinton, "Reliability evaluation of generating systems containing wind power and energy storage," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 3, no. September 2008, p. 783, 2009.
- [46] D. L. Yao, S. S. Choi, K. J. Tseng, and T. T. Lie, "Determination of short-term power dispatch schedule for a wind farm incorporated with dual-battery energy storage scheme," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 3, no. 1, pp. 74-84, 2012.
- [47] S. Teleke, M. E. Baran, a Q. Huang, S. Bhattacharya, and L. Anderson, "Control Strategies for Battery Energy Storage for Wind Farm Dispatching," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24, no. 3, pp. 725-732, 2009.
- [48] M. Korpaas, A. T. Holen, and R. Hildrum, "Operation and sizing of energy storage for wind power plants in a market system," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 25, pp. 599-606, 2003.
- [49] G. N. Bathurst and G. Strbac, "Value of combining energy storage and wind in short-term energy and balancing markets," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 67, pp. 1-8, 2003.
- [50] E. D. Castronuovo and J. a P. Lopes, "Optimal operation and hydro storage sizing of a wind-hydro power plant," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 26, pp. 771-778, 2004.
- [51] D. K. Khatod, V. Pant, and J. Sharma, "Optimized daily scheduling of wind-pumped hydro plants for a day-ahead electricity market system," *2009 Int. Conf. Power Syst. ICPS '09*, pp. 25-30, 2009.
- [52] J. García-González, R. M. R. de la Muela, L. M. Santos, and A. M. Gonzalez, "Stochastic joint optimization of wind generation and pumped-storage units in an electricity market," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 460-468, 2008.
- [53] D. L. Yao, S. S. Choi, K. J. Tseng, and T. T. Lie, "A statistical approach to the design of a dispatchable wind power-battery energy storage system," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24, no. 4, pp. 916-925, 2009.
- [54] Q. Jiang and H. Wang, "Two-Time-Scale Coordination Control for a Battery Energy Storage System to Mitigate Wind Power Fluctuations," *Energy Conversion, IEEE Trans.*, vol. 28, no. 1, pp. 52-61, 2013.
- [55] K. Yoshimoto, N. Toshiya, G. Koshimizu, and Y. Uchida, "New control method for regulating State-of-Charge of a battery in hybrid wind power/battery energy storage system," *2006 IEEE PES Power Syst. Conf. Expo. PSCE 2006 - Proc.*, vol. 8165, pp. 1244-1251, 2006.
- [56] X. Li, D. Hui, L. Wu, and X. Lai, "Control strategy of battery state of charge for wind/battery hybrid power system," *IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, no. 1, pp. 2723-2726, 2010.
- [57] Z. Lubosny and J. W. Bialek, "Supervisory control of a wind farm," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 3, pp. 985-994, 2007.
- [58] W. Li, G. Joós, and J. Bélanger, "Real-time simulation of a wind turbine generator coupled with a battery supercapacitor energy storage system," *Ind. Electron. IEEE ...*, vol. 57, no. 4, pp. 1137-1145, 2010.

- [59] J. H. J. Hongxin, F. Y. F. Yang, Z. Y. Z. Yu, and H. W. H. Weiguo, "Design of Hybrid Energy Storage Control System for Wind Farms Based on Flow Battery and Electric Double-Layer Capacitor," *Power Energy Eng. Conf. (APPEEC), 2010 Asia-Pacific*, no. 10, 2010.
- [60] C. Abbey, K. Strunz, and G. Joos, "A Knowledge-Based Approach for Control of Two-Level Energy Storage for Wind Energy Systems," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24, no. 2, pp. 539-547, 2009.
- [61] "OPCOM: Despre PZU eng." [Online]. Available: http://www.opcom.ro/tranzactii_produce/tranzactii_produce.php?lang=en&language.x=7&language.y=4&language=en. [Accessed: 29-May-2015].
- [62] B. Wolfslehner and P. Huber, "Stakeholder engagement plan," no. February, 2012.
- [63] M. T. Ocampo, "How to Calculate the Levelized Cost of Energy - a simplified approach | Energy Technology Expert." [Online]. Available: <http://energytechnologyexpert.com/cost-of-power-generation/how-to-calculate-the-levelized-cost-of-power-or-energy/>. [Accessed: 13-Jun-2015].
- [64] I. Uhdolw, Z. Wkh, J. Ri, P. Gliihuhqw, V. Ri, U. Dqg, H. S. Rq, W. K. H. Edvly, R. I. D. Fdvk, and Ġ. R. Z. Prgho, "7. appendix," vol. 2, p. 7.
- [65] I. Pawel, "The cost of storage - How to calculate the levelized cost of stored energy (LCOE) and applications to renewable energy generation," *Energy Procedia*, vol. 46, pp. 68-77, 2014.
- [66] X. Ouyang and B. Lin, "Levelized cost of electricity (LCOE) of renewable energies and required subsidies in China," *Energy Policy*, vol. 70, pp. 64-73, 2014.