



João António Alves Ferreira

ANÁLISE TÉCNICA E ECONÓMICA DE TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A INTEGRAÇÃO EM LARGA ESCALA DE GERAÇÃO RENOVÁVEL INTERMITENTE

Fevereiro 2017



UNIVERSIDADE DE COIMBRA



Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra
Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÓMICA DE
TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA
ELÉTRICA PARA A INTEGRAÇÃO EM LARGA
ESCALA DE GERAÇÃO RENOVÁVEL INTERMITENTE**

Mestrado em Engenharia Eletrotecnia e de Computadores

João António Alves Ferreira

Júri:

Professor Doutor André Manuel dos Santos Mendes (Presidente)

Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura (Orientador)

Professor Doutor Tony Richard de Oliveira de Almeida (Vogal)

Coimbra, Fevereiro 2017

Agradecimentos

Queria começar por agradecer ao Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura pela total disponibilidade, prontidão e facilidade de comunicação tornando possível a realização desta dissertação.

Um obrigado a todos os professores da Faculdade de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Universidade de Coimbra, assim como aos restantes membros desta instituição com quem tive o prazer de trabalhar, aprender e viver.

Um obrigado a todos os conhecidos, colegas e amigos com que passei momentos bons e menos bons que me moldaram na pessoa que hoje sou.

Agradeço à Carla Filipa que me acompanhou ao longo deste período da minha vida.

Por fim, agradeço aos meus pais e à minha irmã pelo apoio que me deram e por investirem no meu futuro.

Resumo

As energias renováveis são a melhor opção para garantir um futuro sustentável. A grande disponibilidade e diversidade de fontes de energias naturais levou ao desenvolvimento de tecnologias de geração flexíveis adaptadas às necessidades dos sistemas de energia elétrica. Em Portugal, o potencial da energia eólica, solar e hídrica permitem um futuro energético maioritariamente baseado em energias renováveis.

No entanto, a mudança de sistemas de geração fóssil previsível e facilmente controlável para sistemas de geração dependentes de fontes de energia naturais variáveis tem um forte impacto no perfil da energia gerada. Níveis de geração inconstantes, incapacidade de garantir os níveis de energia consumida, e dificuldade em realizar uma correta gestão dos sistemas são apenas alguns dos problemas inerentes a este tipo de energia renovável intermitente.

De entre as diferentes soluções existentes que permitem atenuar os problemas referidos, a utilização de reserva operacional baseada em sistemas de armazenamento de larga escala é a que apresenta melhores resultados. Armazenando energia em excesso e descarregando quando necessário, estes sistemas interligados com a rede elétrica permitem suavizar os diagramas de carga, reduzir os valores de energia importada e evitar a utilização de fontes de energia nocivas para o ambiente. Após uma análise das especificações técnicas dos sistemas atualmente conhecidos, foram selecionados os 4 sistemas mais adequados para a utilização com geração de energia intermitente, nomeadamente sistemas de armazenamento de comprimido, de baterias convencionais de íões de lítio, de baterias de sódio-enxofre e de baterias de fluxo de redox de vanádio.

Para esta dissertação foi criado um algoritmo em Matlab® capaz de simular as variações causadas por cada um do sistema de armazenamento nos diagramas de carga de casos de estudo selecionados. Após obtenção dos resultados através do algoritmo, foi realizada uma análise técnica e económica das trocas de energia e dos custos de energia de cada um dos sistemas com a rede ao longo de um ano. No final foram apresentados quais os sistemas que fornecem energia a um custo mais reduzido e mais adequados para a resolução dos problemas relacionados com a geração de energia intermitência.

Palavras-chave: energia renovável intermitente; excesso de geração; variabilidade da geração; armazenamento de energia elétrica; análise técnica e económica;

Abstract

Renewable energies are the obvious option to ensure a sustainable future. The wide availability and diversity of natural energy resources allows the development of flexible generation technologies adapted to the needs of electric power systems. In Portugal, the potential of wind, solar and hydro power enable an energy future mainly based on renewable energy.

However, changing from predictable and easily controllable fossil energy systems, to systems that use natural energy sources has a strong impact on the generated energy profile. Inconstant levels of generation, difficulties to match the consumption levels, and difficulty in ensuring a correct management of the systems are only some of the problems inherent to this type of renewable intermittent energy.

Among the different solutions that reduce these problems, the use of an operating reserve by large-scale storage systems produce the best results. By storing excess energy and discharging when necessary, these grid-connected systems can smooth the load diagrams, reduce imported energy values, and avoid the use of environmentally harmful energy sources. Following an analysis of the technical specifications of the currently known systems, were chosen the 4 most suitable systems for use with intermittent power generation were selected. The systems selected were compress air energy storage (CAES), conventional lithium ion batteries (Li-ion), sodium-sulfur (NaS) batteries and Vanadium redox (VRB) flow batteries.

In this dissertation, an algorithm was created in Matlab® able to simulate the impact caused by each of the storage system on the load diagrams of the preselected case studies. After obtaining the results using the algorithm, a technical and economic analysis of the energy exchanges and energy costs for each of the systems was done. At the end, an analysis of the systems that provide energy at a lower cost and with greater efficiency to solve problems related to intermittent power generation is done.

Key-words: intermittent renewable generation; generation surplus; generation variability; electric energy storage; technical and economic analysis;

Índice

1. Introdução	1
1.1. Motivação	1
1.2. Objetivos.....	1
1.3. Estrutura da dissertação	2
2. Intermitência da energia renovável	5
2.1. Panorama atual da energia renovável	5
2.2. Problemas originados pela Intermitência	6
2.3. Intermitência no sistema de energia elétrica Português.....	8
2.4. Diminuir problemas associados com geração intermitente	11
3. Armazenamento de energia.....	13
3.1. Classificação das tecnologias de armazenamento	13
3.2. Especificações técnicas das tecnologias de armazenamento	16
4. Soluções de armazenamento para compensação da intermitência.....	19
4.1. Área de aplicação.....	19
4.2. Nível de potência, energia e tempo de descarga.....	20
4.3. Volume, densidade de energia e potência	21
4.4. Eficiência cíclica, auto-descarga e ciclos de descarga	22
5. Simulador e Casos de estudo	25
5.1. Descrição do modelo de simulação	25
5.2. Dados técnicos de cada tecnologia	31
5.3. Casos de estudo	34
6. Simulações e Análise dos Resultados	39
6.1. Resultados dos casos de estudo	39
6.2. Análise de resultados	50
6.2.1. Comparação de custos e estimativas de evolução	51
6.2.2. Rentabilidade do investimento	53
6.2.3. Comparação de tecnologias de armazenamento.....	58
7. Conclusão e Trabalhos Futuros.....	61
7.1. Conclusão	61
7.2. Trabalhos futuros.....	63
8. Bibliografia	66
9. Anexos	66

Índice de Figuras

Figura 2.1 - Percentagem de energia renovável face ao total produzida em cada país Europeu durante o ano de 2014, e percentagem alvo de geração para 2020 [2].....	5
Figura 2.2 – Estimativa do custo final dado por dólares por Megawatt hora dos diferentes tipos de geração [6]	7
Figura 2.3 Interligações entre os diversos mercados de energia elétrica na Europa [7].....	7
Figura 2.4 - Diagrama de carga relativo ao dia 10-03-2014.....	8
Figura 2.5 - Diagramas de carga do dia 6-02-2014.....	9
Figura 2.6 - Diagramas de cargas do dia 30-08-2014	10
Figura 2.7 - Diagramas de carga desagregado (a) e gráfico da potência prevista e gerada (b) no dia 17-05-2014.....	10
Figura 4.1 - Comparação entre os níveis de energia, potência e tempo de descarga das diversas tecnologias [26]	20
Figura 4.2 Comparação da densidade de potência com a densidade de energia das diferentes tecnologias [26][10].....	21
Figura 4.3 – Comparação da eficiência cíclica das diferentes tecnologias de armazenamento.....	22
Figura 4.4 – Gamas de ciclos que cada sistema de armazenamento de energia realiza	23
Figura 5.1 - (a) Exemplo de inserção de dados para a simulação; (b) diagrama de carga exemplo com e sem SAEE, gerado no modelo de simulação	25
Figura 5.2 - Diagrama de blocos simplificado do algoritmo utilizado para o cálculo da energia armazenada e descarregada	26
Figura 5.3 - Diagrama de carga do dia 10-03-2014.....	34
Figura 5.4 - Diagrama de carga do dia 6-02-2014 (a) gráfico dos custos de energia ao longo do dia (b)..	35
Figura 5.5 - Diagrama de carga do dia 30-08-2014.....	36
Figura 5.6 - Diagramas de carga do dia 17-05-2014.....	36
Figura 5.7 - Diagrama de carga da energia prevista e gerada no dia 8-08-2014	37
Figura 6.1 - Diagrama de carga relativos ao caso 1 utilizando sistemas de baterias de iões de lítio (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de iões de lítio (b).....	40
Figura 6.2 - Diagrama de carga relativos ao caso 2 utilizando sistemas de baterias de iões de lítio (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de iões de lítio (b).....	42
Figura 6.3 - Diagramas de carga relativos ao caso 3 utilizando sistema de baterias de iões de lítio (a) e ar comprimido (b).....	43
Figura 6.4 - Diagrama de carga relativos ao caso 4 utilizando baterias de iões de lítio (a) e ar comprimido (b)	45
Figura 6.5 - Diagrama de carga da previsão e geração eólica parcial em comparação com a geração eólica total relativo ao caso 5.....	47
Figura 6.6 - Diagrama de carga da previsão de geração eólica vs geração real relativo ao caso 5	48
Figura 6.7 - Diagrama de carga utilizando sistema de baterias de iões de lítio (a) e de ar comprimido (b)	48
Figura 6.8 Diagrama de carga utilizando baterias de iões de lítio (a) e gráfico do custo de energia em cada hora (b) relativos ao caso 1.....	53
Figura 6.9 - Diagrama de carga utilizando baterias de iões de lítio (a) e gráfico do custo de energia em cada hora (b) relativos ao caso 2.....	54
Figura 6.10 - Diagrama de carga utilizando baterias de iões de lítio (a) e gráfico do custo de energia em cada hora (b) relativos ao caso 3	55
Figura 6.11 - Diagrama de carga utilizando baterias de iões de lítio (a) e gráfico do custo de energia em cada hora (b) relativos ao caso 4	56
Figura 6.12 - Diagrama de carga utilizando baterias de iões de lítio (a) e gráfico do custo de energia em cada hora (b) relativos ao caso 5	57

Figura 6.13 Custo de energia por capacidade de armazenamento dos diferentes sistemas de armazenamento [25][32].....	58
Figura 9.1 - Diagrama de carga relativos ao caso 1 utilizando sistemas de armazenamento de ar comprimido (CAES) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de ar comprimido (CAES) (b).....	69
Figura 9.2 - Diagrama de carga relativos ao caso 1 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de íões de lítio (Li-ion) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de íões de lítio (Li-ion) (b).....	69
Figura 9.3 - Diagrama de carga relativos ao caso 1 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de sódio-enxofre (NaS) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de sódio-enxofre (NaS) (b).....	70
Figura 9.4 - Diagrama de carga relativos ao caso 1 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de fluxo redox de vanádio (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de fluxo de redox de vanádio (VRB) (b).....	70
Figura 9.5 - Diagrama de carga relativos ao caso 2 utilizando sistemas de armazenamento de ar comprimido (CAES) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de ar comprimido (CAES) (b).....	71
Figura 9.6 - Diagrama de carga relativos ao caso 2 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de íões de lítio (Li-ion) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de íões de lítio (Li-ion) (b).....	71
Figura 9.7 - Diagrama de carga relativos ao caso 2 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de sódio-enxofre (NaS) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de sódio-enxofre (NaS) (b).....	72
Figura 9.8 - Diagrama de carga relativos ao caso 2 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de fluxo redox de vanádio (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de fluxo de redox de vanádio (VRB) (b).....	72
Figura 9.9 - Diagrama de carga relativos ao caso 3 utilizando sistemas de armazenamento de ar comprimido (CAES) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de ar comprimido (CAES) (b).....	73
Figura 9.10 - Diagrama de carga relativos ao caso 3 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de íões de lítio (Li-ion) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de íões de lítio (Li-ion) (b).....	73
Figura 9.11 - Diagrama de carga relativos ao caso 3 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de sódio-enxofre (NaS) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de sódio-enxofre (NaS) (b).....	74
Figura 9.12 - Diagrama de carga relativos ao caso 3 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de fluxo redox de vanádio (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de fluxo de redox de vanádio (VRB) (b).....	74
Figura 9.13 - Diagrama de carga relativos ao caso 4 utilizando sistemas de armazenamento de ar comprimido (CAES) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de ar comprimido (CAES) (b).....	75
Figura 9.14 - Diagrama de carga relativos ao caso 4 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de íões de lítio (Li-ion) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de íões de lítio (Li-ion) (b).....	75
Figura 9.15 - Diagrama de carga relativos ao caso 4 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de sódio-enxofre (NaS) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de sódio-enxofre (NaS) (b).....	76
Figura 9.16 - Diagrama de carga relativos ao caso 4 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de fluxo redox de vanádio (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de fluxo de redox de vanádio (VRB) (b).....	76
Figura 9.17 - Diagrama de carga relativos ao caso 5 utilizando sistemas de armazenamento de ar comprimido (CAES) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de ar comprimido (CAES) (b).....	77
Figura 9.18 - Diagrama de carga relativos ao caso 5 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de íões de lítio (Li-ion) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de íões de lítio (Li-ion) (b).....	77
Figura 9.19 - Diagrama de carga relativos ao caso 5 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de sódio-enxofre (NaS) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de sódio-enxofre (NaS) (b).....	78

Figura 9.20 - Diagrama de carga relativos ao caso 5 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de fluxo redox de vanádio (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de fluxo de redox de vanádio (VRB) (b) 78

Índice de Tabelas

Tabela 2-1 Categorias de energia presentes nos diagramas de carga obtidos através dos dados da REN [6]	8
Tabela 2-2 Técnicas de Redução da intermitência [5]	11
Tabela 2-3 Técnicas baseadas em Reserva Operacional [6].....	12
Tabela 3-1 Sistemas de armazenamento de energia elétrica [10][11][12][13][14]	13
Tabela 3-2 Sistemas de armazenamento de energia mecânica [10][11][12][15][16][17][18].....	14
Tabela 3-3 Sistemas de armazenamento de energia térmica [10][11][12][19][20]	15
Tabela 3-4 Sistemas de armazenamento de energia química [10][11][12][21][22]	15
Tabela 3-5 Sistemas de armazenamento de energia eletroquímica [10][11][12][23][24]	16
Tabela 3-6 Características técnicas das diferentes tecnologias de armazenamento em larga escala (a) [25][26][27]	17
Tabela 3-7 Características técnicas das diferentes tecnologias de armazenamento em larga escala (b) [25][26][27]	18
Tabela 4-1 - Áreas de aplicação dos sistemas armazenamento de energia em larga escala [26]	19
Tabela 5-1 Dados técnicos dos sistemas de armazenamento de energia utilizados nas simulações	31
Tabela 5-2 Dados técnicos dos sistemas de armazenamento de energia utilizados nas simulações	31
Tabela 5-3 Exemplo de sistemas de armazenamento recentes, em operação ou em fase de projeto [31] ..	32
Tabela 6-1 Tabela de custos assciados aos sistemas de aramzenaento totais e anuais.....	39
Tabela 6-2 Diferentes valores de potência e energia dos 4 sistemas obtidos na simulação do caso 1	40
Tabela 6-3 Diferentes valores de energia e percentagem dos diversos sistemas simulados no caso 1	40
Tabela 6-4 Diferentes valores de potência e energia dos 4 sistemas obtidos na simulação do caso 2	42
Tabela 6-5 Diferentes valores de energia e percentagem dos diversos sistemas simulados no caso 2	42
Tabela 6-6 Diferentes valores de potência e energia dos 4 sistemas obtidos na simulação do caso 3	44
Tabela 6-7 Diferentes valores de energia e percentagem dos diversos sistemas simulados no caso 3	44
Tabela 6-8 Diferentes valores de potência e energia dos 4 sistemas obtidos na simulação do caso 4	45
Tabela 6-9 Diferentes valores de energia e percentagem dos diversos sistemas simulados no caso 4	45
Tabela 6-10 - Diferentes valores de potência e energia dos 4 sistemas obtidos na simulação do caso 5... ..	49
Tabela 6-11 - Diferentes valores de energia e percentagem dos diversos sistemas simulados no caso 5 ..	49
Tabela 6-12 - Valores finais de energia utilizada da rede eletrica por cada sistema	50
Tabela 6-13 - Valores finais de energia descarregada para a rede elétrica cada sistema	50
Tabela 6-14 - Capacidade de resposta às necessidades energéticas dos diagramas de carga	51
Tabela 6-15 - Valores finais de energia e de custo de energia dos diferentes sistemas	51
Tabela 6-16 - Preço médio de energia utilizada na fase de carga e descarga relativos ao caso 1	53
Tabela 6-17 - Preço médio de energia utilizada na fase de carga e descarga relativos ao caso 2 e 3.....	55
Tabela 6-18 - Preço médio de energia utilizada na fase de carga e descarga relativos ao caso 1 e 4.....	56
Tabela 6-19 - Preço médio de energia utilizada na fase de carga e descarga relativos ao caso 5	57

Lista de acrónimos

CAES	Compressed Air Energy Storage / Armazenamento de ar comprimido
DLC	Double layer capacitor / Condensador de dupla camada
FES	Flywheel Energy Storage / Armazenamento através de volantes de inércia
LAES	Liquid Air Energy Storage / Armazenamento de ar líquido
Li-ion	Iões de lítio
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
NaS	Sódio-enxofre
NiCd	Níquel-cádmio
PbA	Ácido-chumbo
PHS	Pumped Hydro Storage / Armazenamento hidroelétrico reversível
PRE	SEE
PSB	Polissulfeto de brometo
REN	Rede de Energia Nacional
SAEE	Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica
SEE	Sistema de Energia Elétrica
SMES	Superconducting magnetic energy Storage / Armazenamento de supercondutores magnéticos
SNG	Synthetic Natural Gas / Gás natural sintético
TES	Thermal Energy Storage / Sistemas de armazenamento de energia térmica
VRB	Redox de vanádio
ZEBRA	Zero Emissions Batteries Research Activity / Atividade de desenvolvimento de baterias com zero emissões (ie. Bateria de cloreto sódio-níquel)
ZnBr	Brometo de zinco

1. Introdução

1.1. Motivação

A realização desta dissertação surge na sequência do aumento de produção de energia elétrica através de fontes renováveis e dos problemas inerentes a este tipo de geração. A diversidade e abundância de fontes de energia renovável permitem diminuir a dependência de combustíveis fósseis, garantindo a sustentabilidade energética do planeta. Porém, a sua natureza imprevisível e inconstante torna este tipo de energia difícil de controlar.

Recentemente, os níveis recordes de geração renovável em Portugal, permitiram satisfazer os valores energia consumida durante 4 dias consecutivos [1]. Ao mesmo tempo, espera-se um aumento contínuo da taxa de renováveis no sistema de energia elétrica, sendo necessário tomar medidas que permitam controlar e atenuar o impacto causado nos diagramas de carga. A solução mais comum consiste na utilização de reservas operacionais de energia através de sistemas de armazenamento hidroelétrico reversível. Porém, novos tipos de tecnologias de armazenamento mais flexíveis, fáceis de construir e com um menor impacto ambiental têm emergido. Movidos pela revolução dos sectores da energia e dos transportes, estas sistemas têm sido alvo de grandes avanços tecnológicos, permitindo armazenar mais energia, de forma mais eficiente e a um preço cada vez mais reduzido.

É assim importante realizar um estudo que determine quais os sistemas de armazenamento que atenuem o impacto causado da geração renovável intermitente, ao mesmo tempo que garantam o menor custo possível para o sistema de energia elétrica.

1.2. Objetivos

A presente dissertação tem como objetivo avaliar a viabilidade técnica e económica da utilização de sistemas de armazenamento de energia elétrica em larga escala integrados na rede de energia elétrica nacional. Numa fase inicial pretende-se analisar os problemas da intermitência na rede elétrica indicando os métodos utilizados na mitigação desses problemas dando especial atenção aos sistemas de armazenamento de energia. Será também efetuada uma análise dos sistemas de armazenamento de energia tendo como objetivo selecionar os 4 sistemas mais adequados à mitigação da intermitência energética. Posteriormente serão selecionados 5 diagramas de carga diários relativos ao sistema de energia elétrico português, que representem os problemas da intermitência. Para simular o impacto dos sistemas de armazenamento de energia nestes diagramas

de carga, pretende-se desenvolver um modelo de simulação matemático capaz de calcular os diferentes custos e capacidades de energia relativas a cada sistema. Através da comparação dos dados obtidos, espera-se determinar quais dos sistemas apresentam maiores benefícios técnicos e económicos quando interligados com os sistemas de geração elétrica intermitente.

1.3. Estrutura da dissertação

Esta dissertação encontra-se dividida em 7 capítulos. No primeiro capítulo é apresentada uma breve introdução, motivação e enquadramento geral do tema.

No capítulo 2 realiza-se uma análise do panorama global da geração renovável onde se descrevem os problemas inerentes a este tipo de geração. Posteriormente, são apresentados exemplos de diagramas de carga diários relativos à rede de energia portuguesa, onde se realiza uma breve análise dos problemas anteriormente referidos. No fim do capítulo apresentam-se as diferentes soluções utilizadas na atenuação dos problemas relativos à geração intermitente, com foco nos sistemas de armazenamento de energia.

No capítulo 3 são apresentados diferentes tipos de tecnologias atualmente utilizadas no armazenamento de energia. Estas tecnologias são agrupadas em diferentes categorias realizando uma breve descrição sobre o seu funcionamento e apresentando em detalhe as respetivas especificações técnicas.

No capítulo 4 são analisadas as características técnicas e económicas dos diferentes sistemas de armazenamento, selecionando os mais adequados a atenuar a intermitência da geração renovável em aplicações de larga escala.

No capítulo 5 é descrito de forma detalhada o modelo de simulação desenvolvido em *Matlab-Simulink*® utilizado para calcular os valores de potência, de energia de carga e descarga, os custos e os diagramas de carga associados a cada sistema. Posteriormente, são apresentados os níveis totais de potência e energia, entre outras especificações a serem utilizados nas simulações. No fim do capítulo é realizada uma análise a 5 diagramas de carga que refletem os problemas associados à geração intermitente.

No capítulo 6 simula-se o impacto da utilização dos sistemas de armazenamento em cada um dos diagramas de carga. Do modelo de simulação obtêm-se valores relativos à potência, energia de carga e descarga, custos de investimento e de manutenção e os diagramas de carga e descarga dos sistemas de armazenamento.

O capítulo 7 é reservado às conclusões retiradas da realização deste trabalho, relativamente às tecnologias que oferecem o melhor compromisso a nível técnico e económico na atenuação dos problemas causados pela utilização de energia intermitente.

2. Intermitência da energia renovável

O crescente aumento da utilização de energia renovável intermitente trouxe implicações a nível técnico e económico ao sistema de energia eléctrico. Neste capítulo realiza-se uma análise aos níveis de energia renovável utilizados atualmente na Europa, seguindo-se a descrição dos problemas causados por este tipo de energia em aplicações de larga escala. Analisa-se também o impacto deste tipo de geração no sistema eléctrico português, assim como as soluções mais adequadas para larga escala.

2.1. Panorama atual da energia renovável

A natureza variável das fontes de energia renovável adiciona uma camada extra de complexidade ao sistema de energia eléctrica. Os parques de geração eólica, fotovoltaicos e barragens hidroeléctricas são sistemas cuja produção de energia depende de fatores externos, tais como a velocidade do vento, a intensidade de radiação solar ou as afluências de água. Condicionados pelas condições meteorológicas ocorridas no momento da geração, as energias renováveis são consideradas um tipo de energia intermitente.

Enquanto a quantidade de energia intermitente utilizada for reduzida a geração é facilmente controlável. Contudo, como se pode observar no diagrama da Figura 2.1, construído com base nos últimos dados da *Eurostat* relativos a 2014 [2], a percentagem de utilização de renováveis, em muitos países, é já superior a 25% da geração total. Adicionalmente, a tendência será para que ocorra um aumento no número de sistemas de geração renovável e consequentemente de energias intermitentes no SEE - sistema de energia eléctrica.

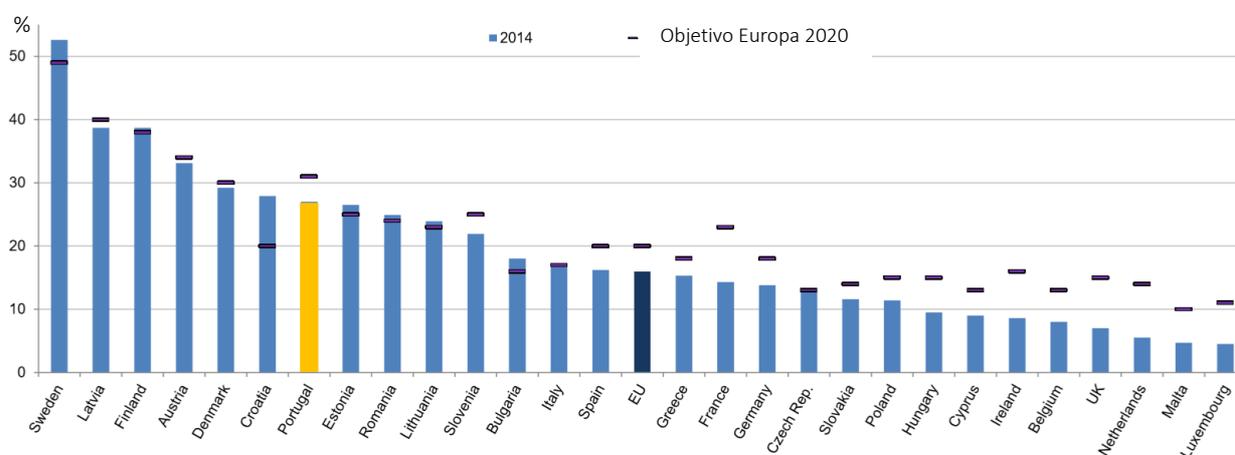


Figura 2.1 - Percentagem de energia renovável face ao total produzida em cada país Europeu durante o ano de 2014, e percentagem alvo de geração para 2020 [2]

Através da Figura 2.1 é possível observar que a produção de energia elétrica renovável em Portugal atingiu cerca de 27%, valor muito superior à média da União Europeia, que se situa nos 16%. Em Portugal o valor de energia renovável duplicou nos últimos 12 anos [3][4] e prevê-se um crescimento contínuo dos níveis de energia renovável tanto em Portugal como nos restantes os países. E em 2020 é esperado que 31% da energia produzida seja renovável, e que a média europeia suba de 16% para 20% [2].

2.2. Problemas originados pela Intermitência

Além dos problemas relativos à incerteza e disponibilidade de energia já referidos, verifica-se também que nos períodos noturnos os baixos níveis de consumo originam níveis excessivos (face ao consumo) de energia gerada. Já nos períodos diurnos os níveis de consumo aumentam e os níveis de geração renovável podem não ser suficientes. Por outro lado, o excesso de geração renovável leva a elevadas perdas económicas, pois nesses períodos a energia é transacionada no mercado ibérico de eletricidade (MIBEL) a um preço muito reduzido (ou mesmo nulo). Adicionalmente, a necessidade de reajustes constantes e até mesmo a ativação e desativação de centrais de energia para atenuar as variações de geração levam a um aumento do custo final da energia distribuída na rede. Outro problema está relacionado com a localização das centrais de geração de renovável. No caso dos sistemas de geração se localizarem numa zona que não permita uma interligação adequada com o SEE, o fornecimento e utilização da energia gerada nos períodos de maior consumo são restringidos. Nos pontos seguintes são então apresentados os 5 principais problemas originados pela geração intermitente no sistema de energia elétrica [5].

1. Previsão de geração com erros elevados, sendo possível apenas prever com exatidão a geração para períodos de tempo próximos;
2. O aumento de geração renovável substitui outras centrais de geração com custos mais reduzidos, como se pode observar da comparação dos custos de energia da Figura 2.2;
3. Aumento dos custos de operação devido à necessidade do constante reajuste do nível de geração ou até mesmo a total desativação ou ativação de centrais;
4. Energia desperdiçada, pois não pode ser absorvida devido aos limites impostos pelo sistema de energia elétrica ou devido à quantidade de geração de energia em excesso;
5. Necessidade de um número elevado de interligações de modo a transmitir a energia em excesso para os locais com maior procura. No caso de Portugal, existe apenas o mercado ibérico, como mostra a Figura 2.3.

O diagrama de custos da Figura 2.2 reflete o problema referido no ponto 2.

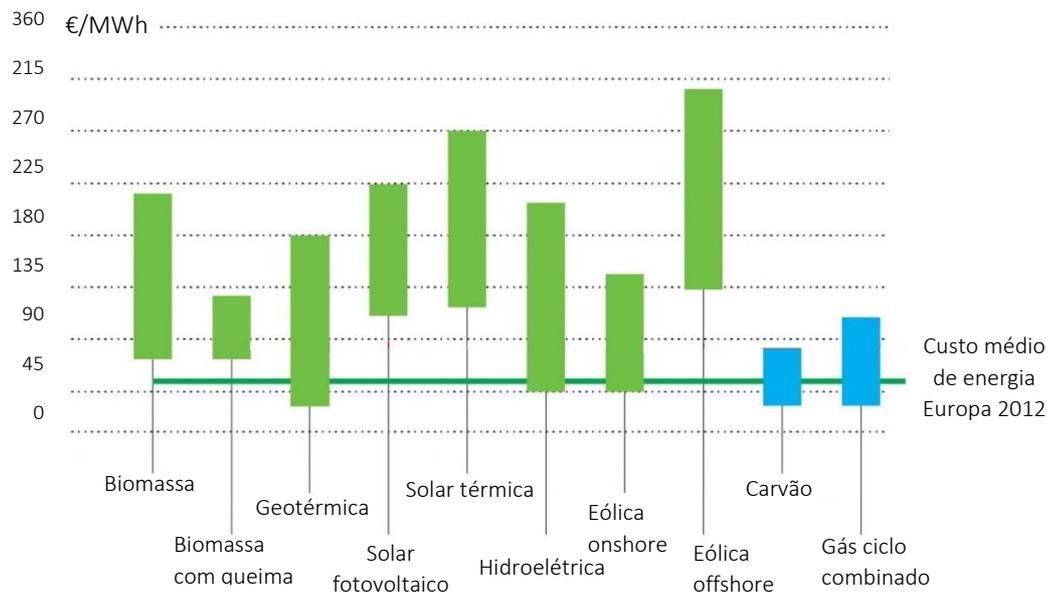


Figura 2.2 – Estimativa do custo final dado por dólares por Megawatt hora dos diferentes tipos de geração [6]

Da análise do diagrama da Figura 2.2 observa-se que o custo médio final de energia gerada através da queima de carvão e gás natural (energias fósseis representadas pelas barras a azul) é menor face ao custo das restantes energias renováveis (representadas pelas barras a verde).

No mapa da Figura 2.3 observam-se as interligações entre os diferentes SEE europeus.



Figura 2.3 Interligações entre os diversos mercados de energia elétrica na Europa [7]

Verifica-se que a localização geográfica de Portugal apenas permite permutas de energia com o sistema elétrico espanhol. Como foi descrito anteriormente, o número limitado de pontos de interligação restringe as trocas de energia e os preços de energia implicações a nível técnico e económico.

2.3. Intermitência no sistema de energia elétrica Português

Nesta seção apresenta-se um conjunto de diagramas de carga diários relativos ao ano de 2014 em Portugal continental, obtidos da base de dados da *REN* - Redes Energéticas Nacionais [8]. Através dos valores de potência recolhidos, com intervalos de 15 minutos, obtêm-se os valores energia gerada, consumida e importada. Relativamente aos diferentes tipos de geração, estes estão agrupados na categoria de energias renováveis e energias fósseis. Já os valores de energia consumida contêm a energia utilizada para a bombagem nos sistemas hídricos do SEE. Os valores de energia importada correspondem à energia fornecida por Espanha (ver Tabela 2-1).

Tabela 2-1 Categorias de energia presentes nos diagramas de carga obtidos através dos dados da REN [8]

Tipo de Energia	Descrição
Energias renováveis	Albufeiras; Fios de água; PRE - Produção em regime especial Hidráulico; PRE térmico; PRE Eólico; PRE Fotovoltaico; PRE Ondas
Energias fósseis	Carvão; Fuel (diesel); Gás Natural
Energia consumida	Energia consumida + energia utilizada para bombagem de água nos PRE hidráulico
Energia importada	Energia proveniente dos mercados externos

Na Figura 2.4 apresenta-se um diagrama de carga relativo ao dia 10-03-2014. Neste diagrama a área a verde representa a energia renovável gerada e a área a cinzento a energia fóssil. Observa-se ainda os valores da potência total gerada representada pela a curva a preto, e a potência consumida representada pela curva a amarelo.

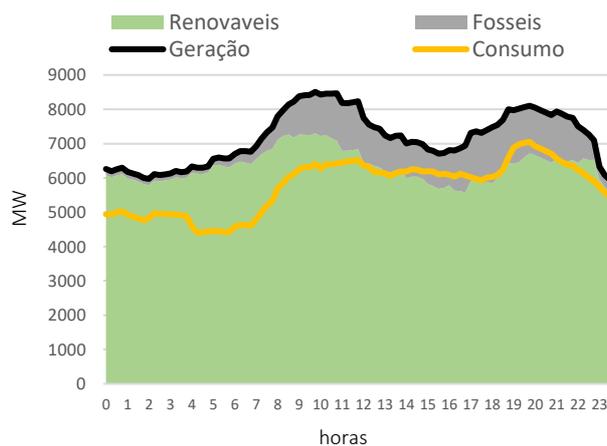


Figura 2.4 - Diagrama de carga relativo ao dia 10-03-2014

Da análise do diagrama de carga verifica-se que os níveis de geração de energia elétrica renovável são superiores aos níveis de consumo total do SEE nos períodos das 22:00h às 0:00h e das 0:00h às 13:00 h. Este desequilíbrio entre a geração e procura é causado pela diminuição de atividade da

população durante os períodos noturnos, tornando os valores de energia gerada muito superiores aos necessários para assegurar o consumo. Após as 7:00h, o consumo de energia aumenta superando os níveis de geração renovável e entre o período das 13:00h às 22:00h os níveis de energia renovável não são suficientes.

Na Figura 2.5 (a) e (b) apresenta-se o segundo diagrama de carga exemplo relativo ao dia 6-02-2014. O gráfico da Figura 2.5 (a) representa a totalidade da energia renovável e fóssil gerada juntamente com a curva da potência da geração e consumo. Na Figura 2.5 (b) são discriminados os diferentes tipos de geração renovável.

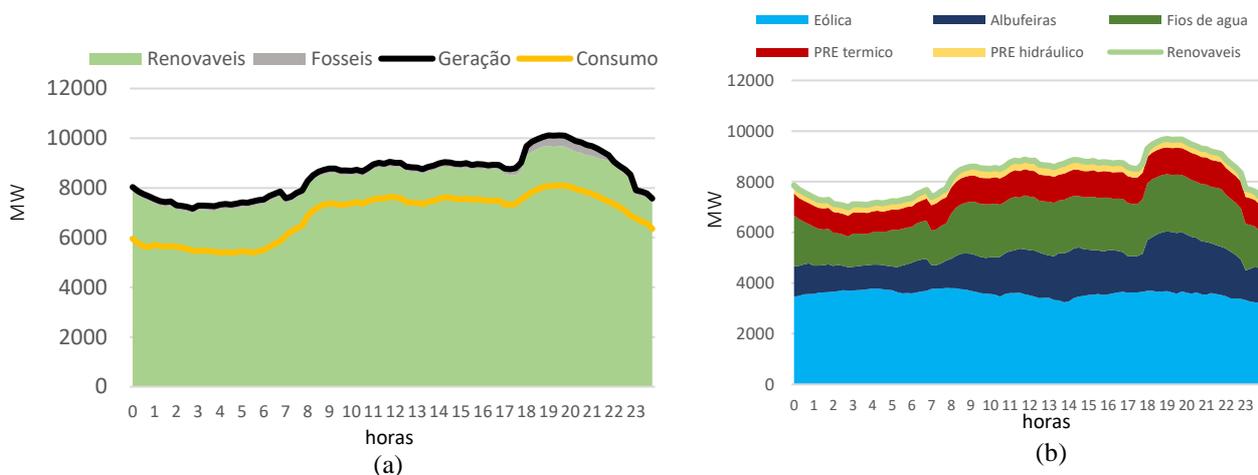


Figura 2.5 - Diagramas de carga do dia 6-02-2014

Da análise da Figura 2.5 (a) observa-se que o excesso de energia renovável (região a verde) leva a uma diminuição nos níveis de geração fóssil (região a cinzento). Devido à proximidade geográfica, os níveis de geração renovável no território espanhol são igualmente elevados. Como dito anteriormente, os elevados níveis de geração renovável fazem com que o preço da energia gerada sofra uma grande redução. No diagrama da Figura 2.5 (b) desagrega-se o total das renováveis pelos diferentes tipos de geração e verifica-se que a energia eólica juntamente com as centrais de fio-de-água e as albufeiras perfazem a maioria da energia renovável. Conclui-se que a ocorrência de variações na geração destes 3 tipos de energia causam um grande impacto no diagrama de carga.

Os dados dos diagramas de carga presentes na Figura 2.6 (a) e (b) foram recolhidos no dia 30-08-2014. Na Figura 2.6 (a) representa-se a energia gerada de origem renovável e fóssil, a energia importada e a curva de potência da geração total e do consumo. Na Figura 2.6 (b) encontra-se a energia renovável gerada com a energia eólica discriminada juntamente com a curva da potência do consumo.

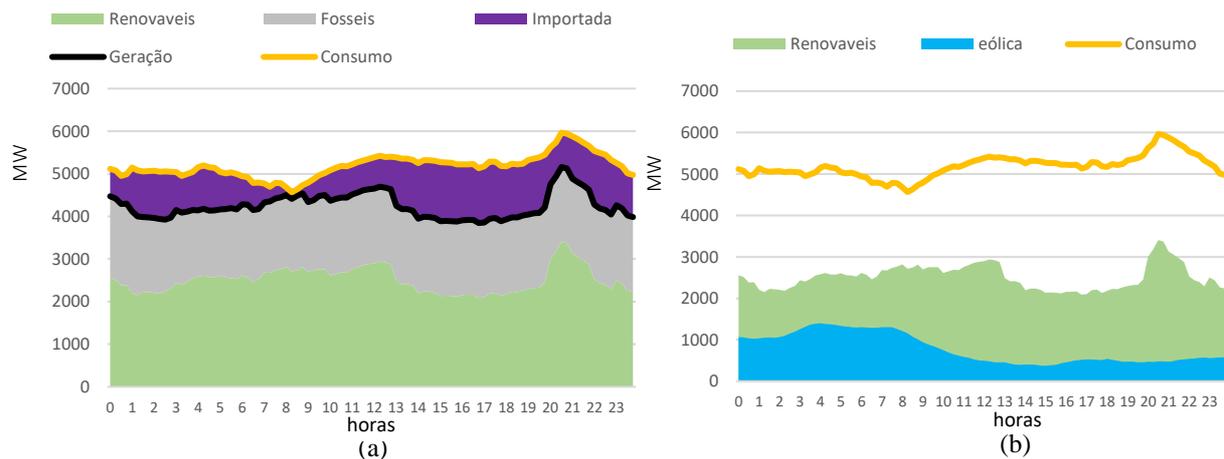


Figura 2.6 - Diagramas de cargas do dia 30-08-2014

Neste caso observam-se níveis de energia renovável baixos. Da análise dos valores de potência do diagrama de carga da Figura 2.6 (b) verifica-se que às 15:00h a diferença entre os valores de potência renovável gerada e do consumo atingiu o valor máximo. Nesse instante foram consumidos 5272 MW e gerados apenas 2133 MW de energia renovável. Na Figura 2.6 (b) verifica-se que os níveis de geração eólica foram muito inferiores aos que se observaram no diagrama de carga do caso anterior, na Figura 2.5 (b). O fato de cerca de metade da totalidade de energia renovável gerada ser eólica faz com que pequenas variações da velocidade do vento tenham um impacto elevado no diagrama de carga.

Na Figura 2.7 (a) e (b) encontra-se 2 diagramas de carga relativos ao dia 17-05-2014. Na Figura 2.7 (a) representam-se os níveis de energia renovável e eólica gerados e na Figura 2.7 (b) representam-se as curvas de potência eólica prevista e a gerada.

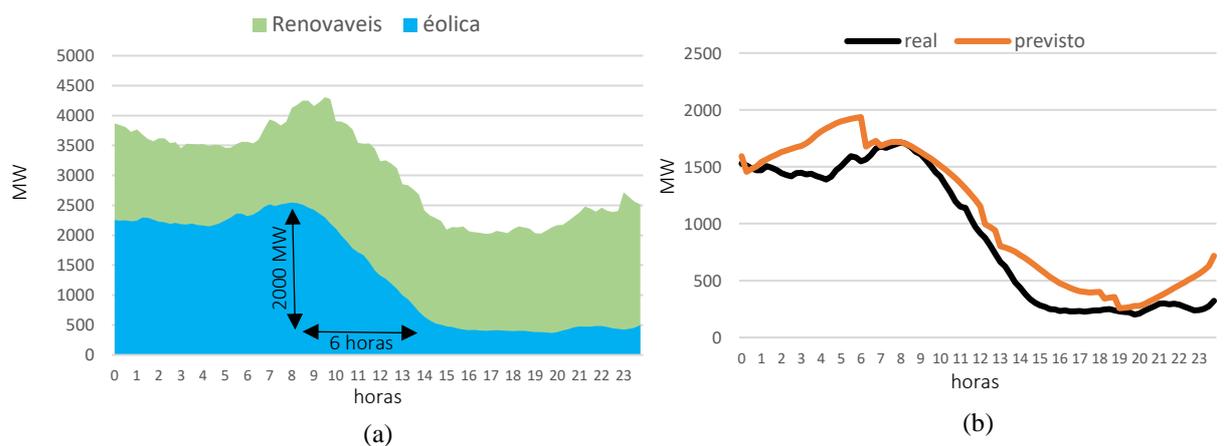


Figura 2.7 - Diagramas de carga desagregado (a) e gráfico da potência prevista e gerada (b) no dia 17-05-2014

Nos diagramas da Figura 2.7 (a) e (b) são observadas as variações e a difícil previsão dos níveis de geração renovável. De referir que o diagrama da Figura 2.7 (b) utiliza os dados das estações com telemetria que correspondem a cerca de metade dos níveis de potência eólica instalada. Da

análise da região a verde da Figura 2.7 (a) verifica-se que no período das 0:00 às 6:00 horas o nível de geração renovável manteve-se aproximadamente constante. No entanto como se observa na Figura 2.7 (b) era previsto um aumento nos níveis de geração ao longo desse período. Após as 8:00h as previsões indicavam um decréscimo acentuado dos níveis de renovável, o que se veio a verificar. Na Figura 2.7 (a) observa-se que a quebra dos valores de energia foi provocada pela rápida diminuição de energia eólica, resultando numa diminuição nos níveis de potência gerada de aproximadamente 330 MW por hora, ao longo de um período das 9:00 às 15:00 horas.

Com base nos exemplos descritos conclui-se que é necessário intervir nos sistemas de energia elétrica de modo a atenuar os desequilíbrios causados pela utilização de energias renováveis.

2.4. Diminuir problemas associados com geração intermitente

De forma a diminuir o impacto causado pela geração renovável são tomadas medidas que reduzem a intermitência (ver Tabela 2-2) ou que controlem as variações de energia intermitente gerada através de reserva operacional (ver Tabela 2-3).

Tabela 2-2 Técnicas de Redução da intermitência [9]

Técnicas de Redução da Intermitência	Descrição
Integração na rede	Interligação adequadas dos sistemas de geração com a rede de distribuição de energia elétrica
Distribuição geográfica e técnica dos geradores	Maior número de unidades de geração numa determinada área e numa área mais vasta, diminui a variabilidade da produção
Diminuição no erro de previsão	Estimar com maior precisão o nível de energia que poderá ser usado ou armazenado num dado período próximo evitam desequilíbrios no diagrama

Atuando sobre os fatores que provocam a intermitência diminui-se o impacto deste tipo de geração nos diagramas de carga. Estas medidas são normalmente aplicadas antes da construção dos sistemas de geração e podem consistir num aumento do número de interligações com a rede elétrica ou melhorias nos equipamentos de previsão utilizando equipamentos meteorológicos e de medição com maior precisão. Adicionalmente, o aumento do número de estações de geração distribuídas numa determinada região torna os valores de energia gerada menos suscetíveis a variações de energia (ex. eólica e solar).

Por outro lado, as técnicas de reserva operacional descritas na Tabela 2-3 têm como principal objetivo atenuar o impacto nos diagramas de carga causados pela geração intermitente.

Tabela 2-3 Técnicas baseadas em Reserva Operacional [6]

Técnicas de Reserva Operacional	Descrição
Centrais de reserva operacional	Flexíveis e com tempos de resposta curto, repõem a capacidade em falta de um SEE
Interligação com outras redes	Maior fiabilidade do sistema, podendo exportar em períodos de excesso e importar em períodos de baixa produção
<i>Curtailment da geração</i>	Limita a produção de uma central de geração intermitente, desligando alguns ou a totalidade dos geradores
Geração distribuída	Fornecem capacidade de reserva rápida ou de longo termo a um nível regional ou em substituição da geração convencional
Armazenamento de energia em larga escala	Geração de renovável transferida no tempo para ser utilizada em períodos de baixa geração ou elevado consumo
Complementaridade entre fontes renováveis	Interligação de várias energias intermitentes, completando-se mutuamente e diminuindo as variações
Gestão da procura	Alteração dos hábitos dos consumidores transferindo o consumo nos períodos de ponta para as horas de baixo consumo
<i>Demand response</i>	Desligam-se cargas momentâneas durante os períodos de redução rápida da geração

Para atingir este objetivo são utilizadas centrais de reserva operacional, que ao se manterem a funcionar em reserva girante permitem responder de forma rápida a eventuais quedas na geração renovável. Para evitar os picos de geração podem ser utilizadas técnicas de *curtailment* da geração que consistem na limitação de unidades de geração quando os níveis de energia são superiores aos necessários. Outro tipo de abordagem consiste em modificar os hábitos dos consumidores reajustando os níveis de consumo consoante os níveis de geração em determinado período. A análise efetuada nesta dissertação recai sobre o armazenamento de energia em larga escala. Este método permite repor a capacidade de energia em falta no diagrama de carga recorrendo a energia previamente armazenada em períodos de excesso. Esta tipo de reserva operacional tem sido utilizada ao longo dos últimos anos sob forma de barragens hidroelétricas reversíveis e permitiu eficazmente atenuar os problemas associados à geração intermitente.

3. Armazenamento de energia

O crescimento tecnológico das últimas décadas impulsionou o consumo de energia elétrica e a necessidade de desenvolver sistemas para a armazenar. Utilizados em tecnologias de consumo, habitações, transportes e rede elétrica torna-se necessário realizar um estudo sobre quais os sistemas mais adequados na integração em larga escala com sistemas de geração intermitente. Neste capítulo é descrito o funcionamento e apresentadas as respectivas especificações técnicas das diferentes tecnologias de armazenamento atualmente em utilização ou em fase de desenvolvimento.

3.1. Classificação das tecnologias de armazenamento

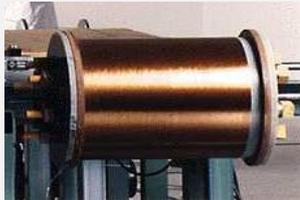
Antes de ser utilizada no sistema de energia elétrico, a energia pode ser armazenada sob a forma de energia elétrica, mecânica, térmica, química ou eletroquímica. Na Tabela 3-1, Tabela 3-2, Tabela 3-3, Tabela 3-5 e Tabela 3-5 são apresentadas as características, uma ilustração exemplo e um quadro com vantagens e desvantagens de cada tecnologia de armazenamento.

Tabela 3-1 Sistemas de armazenamento de energia elétrica [10][11][12][13][14]

Armazenamento de Energia Elétrica	
Supercondensadores <i>DLC – double layer capacitor</i> Características: armazenam energia electrostática entre duas placas condutoras separadas por material isolante.	
vantagens	desvantagens
<ul style="list-style-type: none">• Elevado rendimento• Elevado número de ciclos• Vida útil média• Flexíveis• Potências elevadas	<ul style="list-style-type: none">• Capacidade de energia baixa• Requer condicionamento da potência
Supercondutores magnéticos <i>SMES – superconducting magnetic energy storage</i> Características: armazena energia na forma de um campo magnético gerado por uma bobina supercondutora.	
vantagens	desvantagens
<ul style="list-style-type: none">• Elevada densidade de potência• Tempo de resposta e carregamento rápido• Elevado rendimento• Baixa manutenção	<ul style="list-style-type: none">• Elevado custo por unidade de energia• Sistema complexo• Baixos níveis de energia



Supercondensadores Maxwell de 48 e 75V



Bobina com corrente máxima de 1050 Amperes (indutância de 4.1 H)

Armazenamento de Energia Mecânica

Aproveitamento hidroelétrico reversível

PHS – Pumped Hydro Storage

Características: armazena energia potencial através da transferência de água entre dois reservatórios a alturas diferentes. A reversibilidade permite utilizar o excesso de energia da rede para bombear a água para o reservatório com maior energia potencial.

vantagens	desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> • Grandes quantidades de energia armazenadas a baixo custo • Longa duração • Elevado rendimento • Tecnologia madura 	<ul style="list-style-type: none"> • Necessita de locais específicos • Densidade de energia média • Impacto ambiental



PHS de 3000 MW, com uma diferença de elevação entre reservatórios de 385 m (Virgínia, USA)

Ar líquido

LAES – Liquid Air Energy Storage

Características: utiliza energia mecânica para comprimir um fluido criogénico (ar líquido) e mantém esse líquido a baixas temperaturas. A energia térmica do ar líquido é depois convertido em energia elétrica.

vantagens	desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> • Ar não tóxico e não inflamável • Ar líquido tem grande densidade de energia • Armazenamento a baixa pressão 	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnologia em desenvolvimento e/ou fase de estudo



Reservatórios de 1600m² de ar líquido, capaz de armazenar 220 MWh

Ar comprimido

CAES - Compressed Air Energy Storage

Características: armazena energia na forma de ar comprimido através de um motor/compressor elétrico. O ar ao ser libertado é aquecido através da queima de gás natural acionando uma turbina/gerador.

vantagens	desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> • Elevado nível de energia e potência • Baixo custo por MWh 	<ul style="list-style-type: none"> • Grande dependência das condições geológicas • Os sistemas atuais baseiam-se na queima de gás



Representação gráfica de um sistema CAES de 290 MW de 150.000 m³ (Huntorf, Alemanha)

Volante de inércia

FES - Flywheel Energy Storage

Características: armazena energia cinética rotacional num rotor (*flywheel*), que ficando a girar a permite reutilizar a sua rotação para converter em energia elétrica.

vantagens	desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> • Elevada densidade de potência • Baixo impacto ambiental • Elevado tempo de vida 	<ul style="list-style-type: none"> • Baixa densidade de energia • Manutenção cara e difícil



Volante de inércia, 200 unid. fornecem 20 MW /5 MWh

Tabela 3-3 Sistemas de armazenamento de energia térmica [10][11][12][19][20]

Armazenamento de Energia Térmica	
<p>Sensível ao calor <i>Sensible Heat</i></p> <p>Características: é o método mais comum de armazenamento de energia térmica. Recorre à transferência de energia entre matéria aumentando a sua temperatura sem que haja alteração de estado, no caso mais comum a energia solar é transferida para um sal fundido. Quando é necessária o sal fundido circula até a um gerador de vapor alimentando uma turbina/gerador.</p>	
vantagens	desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> • Larga escala • Baixo custo • Economicamente viável 	<ul style="list-style-type: none"> • Utilizada apenas em centrais solares térmicas • Sal fundido corrosivo e sensível a arrefecimentos
<p>Sistema de calor latente <i>Latent Heat Energy Storage</i></p> <p>Características: utiliza a energia térmica para a mudança de estado de um material. Os exemplos mais comuns são sal inorgânico, água ou um metal.</p>	
vantagens	desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> • Elevada capacidade de armazenamento de temperatura por unidade de peso • Poucas perdas 	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnologia em estado de desenvolvimento • Utilizada em pequena escala em arrefecimento de edifícios



Torre atingida por raios solares, aquecendo o sal fundido. Capacidade de 110 MW (Nevada, USA)



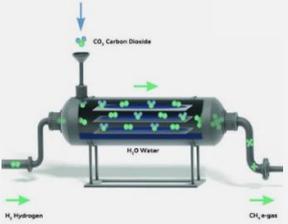
Depósitos de gelo alojados na cave de um edifício

Tabela 3-4 Sistemas de armazenamento de energia química [10][11][12][21][22]

Armazenamento de Energia Química	
<p>Células de combustível <i>Hydrogen Energy Storage</i></p> <p>Características: a energia elétrica é convertida em hidrogénio e armazenada em tanques de alta-pressão, tanques criogénicos ou no estado solido. Posteriormente pode ser convertida em eletricidade através de células de combustível.</p>	
vantagens	desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> • Escalável de geração distribuída a larga escala e de curto a longo termo • Baixo impacto ambiental 	<ul style="list-style-type: none"> • Baixo rendimento do ciclo • Elevado custo de capital • Problemas de segurança • Baixa densidade de energia à temperatura ambiente
<p>Gás natural sintético <i>SNG - Synthetic Natural Gas</i></p> <p>Características: a eletricidade é convertida em hidrogénio através de eletrolise. O hidrogénio pode ser injetado na rede de gás existentes até aos consumidores, ou transformado em gás natural sintético (através da metanação) para ser utilizado em turbinas a gás.</p>	
vantagens	desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> • Potencial para assegurar armazenagem inter-sazonal • Valor elevado de energia química por unidade de massa 	<ul style="list-style-type: none"> • Gás natural mais barato • Custo de capital • Necessidade de fonte de CO₂ • Baixo rendimento do ciclo



Tanques de 2.400 m³ a 200 bar, com 55 kW de hidrogénio usado para



Esquema do processo de metanação, onde o H₂ juntamente com CO₂ é convertido em gás natural

Tabela 3-5 Sistemas de armazenamento de energia eletroquímica [10][11][12][23][24]

Armazenamento de Energia Eletroquímica

Baterias convencionais

BESS – Battery Energy Storage System

Características: armazena energia de forma química, com base em reações eletroquímicas que provocam fluxos de elétrons entre dois elétrodos. Os materiais mais comuns são o ácido-chumbo (PbA), sódio-enxofre (NaS), cloreto sódio-níquel (ZEBRA), íões de Lítio (Li-ion) e níquel-cádmio (Nícd).

vantagens	desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> • Elevado rendimento • Larga experiência em aplicações portáteis • Aplicações para pequena e media dimensão 	<ul style="list-style-type: none"> • Tempo de vida limitado • Problemas de segurança e ambientais em caso de avaria



Unidade de 34 MW a operar em conjunto com uma estação eólica (Rokkasho-Futamata, Japão)

Baterias de fluxo

Flow battery

Características: armazena energia química através de uma reação química entre duas soluções eletrolíticas líquidas. As soluções químicas mais comuns são o brometo de Zinco (ZnBr), polisulfeto de brometo (PSB) e Redox de vanádio (VRB).

vantagens	desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> • Valor de potência e energia independentes • Adequada a grandes aplicações • Tempo de vida longo • Descargas profundas 	<ul style="list-style-type: none"> • Mais complexo que as baterias convencionais • Tecnologia em fase de desenvolvimento



Uma unidade de células de fluxo, composta por 2 soluções em 2 reservatórios

3.2. Especificações técnicas das tecnologias de armazenamento

A descrição de cada tecnologia apresentada na secção anterior não é suficiente para determinar quais as tecnologias utilizadas na atenuação dos problemas da intermitência em larga escala. É necessário um conhecimento das especificações técnicas de cada sistema para posteriormente se proceder à realização de uma simulação e respetiva análise analítica. Nas páginas seguintes são apresentadas as Tabela 3-6 e Tabela 3-7 que contêm informações como a densidade de energia, potência, capacidade, custos de energia, rendimento, entre outras especificações. A construção de projetos com características diferentes, a evolução tecnológica e a variações dos custos associados aos sistemas dificultam a determinação com exatidão dos alguns dos parâmetros apresentados. Apresentando uma gama de valores assegura-se que os parâmetros técnicos e económicos são coerentes com os praticados.

Tabela 3-6 Características técnicas das diferentes tecnologias de armazenamento em larga escala (a) [25][26][27]

Tecnologia	Densidade de energia (Wh/L)	Densidade de potência (W/L)	Potência (MW)	Capacidade de energia (MWh)	Custo de investimento (€/kW)	Custos de manutenção anual %*
Hidroelétrico reversível	1-2	0,5-1,5	100-5000	8000	1800-3600	1,5-2
Ar comprimido em larga escala CAES	2-6	0,5-2	1000	2860	360-720	1,5-2
Ar comprimido pequena escala CAES	-	-	~10	~0.01	465-1395	-
Volante de Inércia	20-80	~5000	0.1-20	5	225-315	1.5-2
Bateria Chumbo ácido	50-90	10-400	0-40	40	270-540	1.5-2
Bateria íões de lítio	200-500	1500-10000	1-100	400	380-1170	1.5-2
Bateria NaS	150-300	~140-180	<34	244,8	315-2700	1,5-2
Bateria NiCd	60-150	80-600	0-40	6,75	450-1350	-
Bateria VRB	25-3	~<2	50	<60	540 -1350	1,5-2
Bateria ZnBr	30-60	~<25	1-10	4	630 – 2250	-
Bateria PSB	~20-30	~<2	1-15	120	630 –2250	-
Condensador	2-10	100 000+	0-0.05	-	180–360	1,5-2
Supercondensadores	10-30	100 000+	~0,3+	0,0005	90–270	1,5-2
Supercondutor Magnético	~6	1000-4000	~1-10	0,015	180–270	-
Combustível Solar	500-10000	-	0-10	-	-	-
Célula de Combustível de Hidrogénio	500-3000	500+	58,8	39 (previsão)	1350-2700	-
Energia Térmica	200-500	-	0.1-300	-	90-240	1,5-2
Ar líquido	8-36	-	10-200	2,5	810-1440	1-2

*% relativa ao custo de investimento inicial

Os preços apresentados na tabela foram convertidos de dólares para euros à taxa de 1 euro por 0,89 dólar americano.

Tabela 3-7 Características técnicas das diferentes tecnologias de armazenamento em larga escala (b) [25][26][27]

Tecnologia	Auto descarga diária (%)	Descarga máxima (%)	Vida útil		Eficiência cíclica (%)	Duração da descarga	Tempo de resposta
			(anos)	Ciclos (#)			
Hidroelétrico reversível	~0	100	40-60	10 000-30 000	75-85	1-24 h	Minutos
Ar comprimido em larga escala CAES	~0	100	20-40	8000-12 000	70	1-24 h+	Minutos
Ar comprimido pequena escala (à superfície) CAES	~0	-	23+	30 000	-	<Minutos	Segundos-minutos
Volante de Inércia	100	100	20	21 000	~90-95	Seg	Segundos
Bateria Chumbo ácido	0,1-0,3	60-70	5-15	500-1000	75-80	Segundos-horas	Milissegundos
Bateria íões de lítio	0,1-0,3	70	14-16	1000-20 000	~90-97	Minutos-horas	Milissegundos
Bateria NaS	~0	90	12-20	2500-4500	~75-90	Segundos-horas	-
Bateria NiCd	0.03-0.6	-	15-20	3500	60-83	Segundos-horas	Milissegundos
Bateria VRB	~0	100	~20	12 000+	75-85	Segundos-24h+	<1/4 ciclo
Bateria ZnBr	0-1	-	<25	2000+	66-88	Segundos-10h+	4
Bateria PSB	~0	-	15	-	~60-75	Segundos-10h+	Milissegundos
Condensador	40	-	1-10	50 000+	70	Milissegundos-1h	Milissegundos
Supercondensadores	20-40	75	10-30	100 000+	-90-97	1 minuto	Milissegundos
Supercondutor Magnético	10-15	-	30	100 000+	~90-97	30 minutos	0,015
Combustível Solar	0	-	-	-	~20-30	1-24h+	-
Célula de Combustível de Hidrogénio	~0	-	20+	20 000+	45-66	Segundos-24h+	Segundos
Energia Térmica	0,05-1	100	30	-	~30-60	1-24h+	Segundos
Ar líquido	~0	100	25+	-	55-80	Varias horas	Minutos

4. Soluções de armazenamento para compensação da intermitência

Nas últimas décadas o armazenamento através das hidroelétricas reversíveis foi o standard das tecnologias utilizadas. Baseados nos sistemas de geração hidroelétrica, os sistemas de armazenamento através de barragens hidroelétricas reversíveis garantem elevados níveis de potência e energia de armazenamento utilizando um baixo nível de complexidade tecnológica. Em 2015 a capacidade de energia armazenada na Europa foi superior a 50 GW, e cerca de 95% desta energia foi armazenada através de sistema hidroelétricos reversíveis [28].

No entanto, nos últimos anos observou-se a um novo conceito de geração de energia elétrica com níveis de potência e energia inferiores, mas em maior número e distribuídos pelo território. Estas unidades de geração, na sua maioria de energia eólica e solar, fornecem grandes quantidades de energia limpa, mas intermitente, o que levou ao desenvolvimento de novos sistemas mais versáteis e com um menor impacto ambiental capazes de auxiliar os sistemas hidroelétrico reversível. Neste capítulo são selecionados 4 sistemas de armazenamento alternativos à utilização de barragens hidroelétricas reversíveis. Esta seleção é efetuada com base nas especificações técnicas dos diferentes sistemas presentes na Tabela 3-6 e Tabela 3-7, e são agrupadas em 5 pontos, tais como: área de aplicação; nível de potência, energia e tempo de descarga; volume densidade de energia e potência; eficiência cíclica, auto-descarga e ciclos de descarga;

4.1. Área de aplicação

Na Tabela 4-1 são apresentadas as 3 principais áreas de aplicação dos sistemas de armazenamento de energia. Para cada uma das áreas, são indicadas as características e especificações necessárias de cada sistema, assim como exemplos de possíveis sistemas de armazenamento.

Tabela 4-1 - Áreas de aplicação dos sistemas armazenamento de energia em larga escala [26]

Área de aplicação	Características e especificações	Possíveis sistemas a utilizar
Qualidade de energia	~ < 1 MW, tempo de resposta (~milissegundos), duração da descarga (milissegundos a segundos)	Volantes de inercia, baterias, SMES, condensador, Supercondensador
Energia de ligação	~100 kW – 10 MW, tempo de resposta (até ~ 1s), tempo de descarga (segundos/minutos a horas)	Baterias convencionais e de fluxo
Gestão de intermitência	1-100 MW, tempo de resposta (minutos), tempo de descarga (horas-dias)	Hídricas reversíveis, ar comprimido, TES, baterias convencionais, baterias de fluxo

Da tabela 4-1 observa-se que os sistemas utilizados na gestão de intermitência apresentam intervalos de potência mínima entre 1 e 100 MW, tempos de resposta de cerca de 1 minuto e durações de descarga longas (de horas a dias). Analisando os dados presentes na Tabela 3-7 conclui-se que todas as tecnologias listadas têm tempos de resposta suficientemente rápidos para a gestão de intermitência, no entanto nem todos os sistemas apresentam os níveis de potência de duração de descarga necessários.

4.2. Nível de potência, energia e tempo de descarga

De acordo com os dados da Tabela 3-6 e com os níveis de potência e tempo de descarga necessários para a gestão da intermitência indicados na tabela 4-1, obtém-se o diagrama da Figura 4.1. As tecnologias de armazenamento são representadas por elipses coloridas abrangendo valores de potência e energia existentes, permitindo representar não só sistemas em funcionamento como também possíveis aplicações futuras. Adicionalmente, as elipses estão distribuídas numa escala tempo de descarga de segundos a meses, ao longo das regiões transversais marcadas a tracejado.

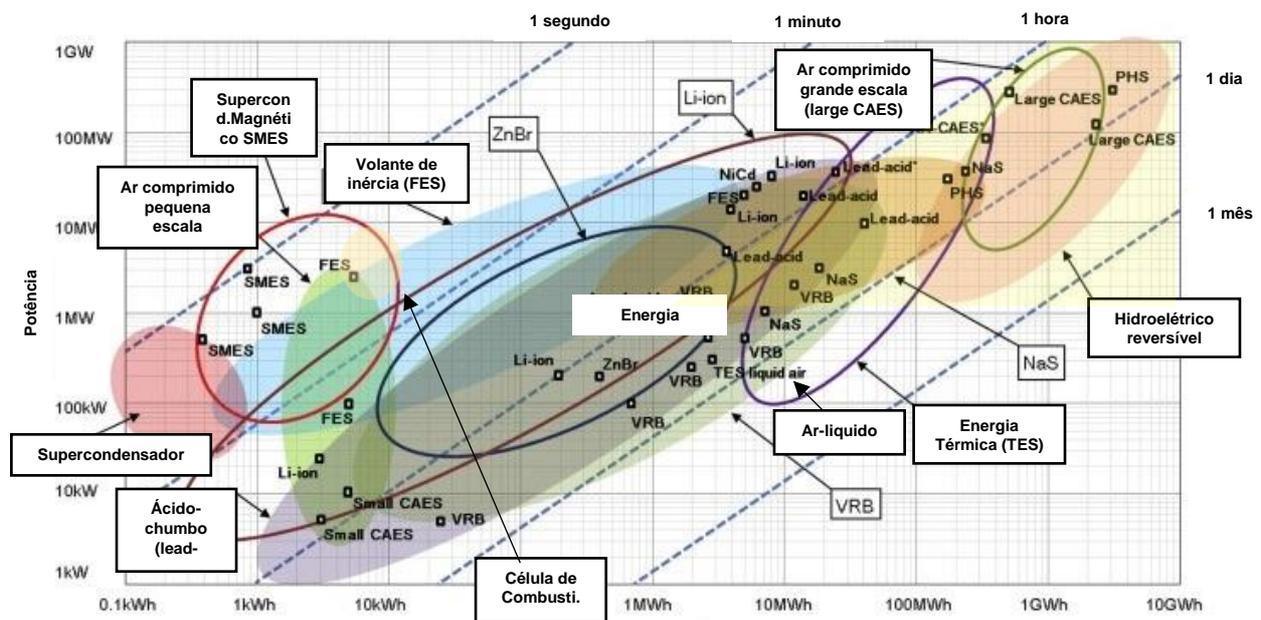


Figura 4.1 - Comparação entre os níveis de energia, potência e tempo de descarga das diversas tecnologias [26]

Da análise da Figura 4.1 constata-se a relação entre os valores de potência e energia e tempos de descarga, isto é, para um determinado valor de energia, quanto maior o nível de potência menor é o tempo de descarga do sistema. O alinhamento das elipses com o eixo dos tempos de descarga comprova a correlação entre os valores de potência e energia dos sistemas, onde considerando o mesmo volume, uma maior densidade de potência corresponde a um aumento de energia. A região a amarelo presente no canto superior direito delimita os níveis de potência, energia e tempos de

descarga adequados para a gestão de intermitência. Nesta região encontram-se não só os sistemas hidroelétrico reversível (PHS) como também as baterias sódio-enxofre (NaS), baterias de fluxo redox de vanádio (VRB), bateria convencionais de brometo de zinco (ZnBr), de íões de lítio (li-ion), de ácido chumbo (PbA), de níquel-cádmio (NiCd), ar comprimido em larga escala (CAES), e armazenamento de energia térmica (TES),

4.3. Volume, densidade de energia e potência

De acordo com os dados da Tabela 3-6 apresenta-se o gráfico da Figura 4.2 onde se comparada a densidade de potência, a densidade de energia e o volume dos dispositivos.

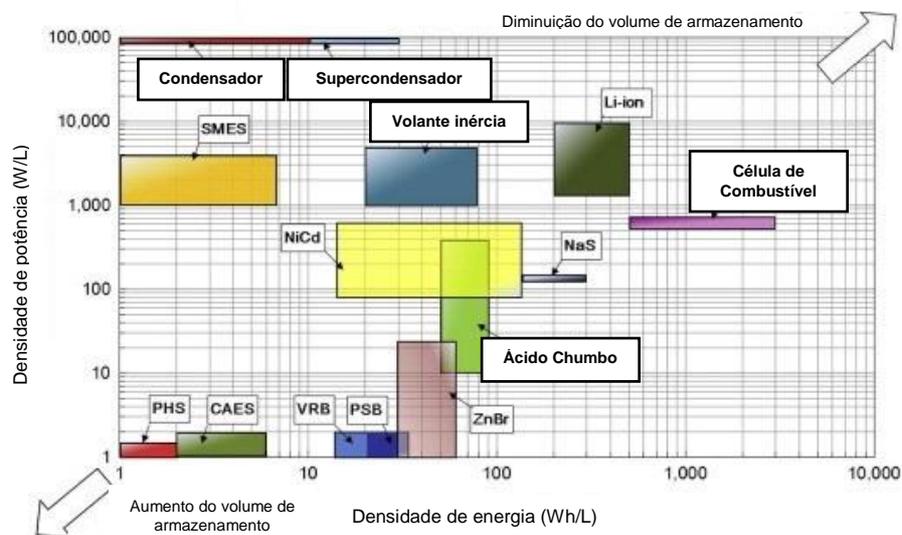


Figura 4.2 Comparação da densidade de potência com a densidade de energia das diferentes tecnologias [26][10]

Da análise do gráfico é possível observar que para determinado valor de potência quanto maior a densidade de potência por unidade de volume menor será espaço ocupado pelo sistema de armazenamento. Na região superior direita da figura situam-se as tecnologias mais compactas, enquanto que no canto oposto se encontra as tecnologias com maior volume para o mesmo valor de energia. Os sistemas de armazenamento de energia por condensadores e supercondensadores têm a maior densidade de potência enquanto que as células de combustível garantem os maiores valores de densidade de energia. Em aplicações de larga escala a densidade de energia e/ou potência pode ser um fator a desprezar já que se prioriza elevados níveis de potência e energia face, não sendo o volume ocupado uma restrição forte (ao contrário de aplicações de pequena escala em edifícios).

4.4. Eficiência cíclica, auto-descarga e ciclos de descarga

A eficiência cíclica relaciona o valor de energia utilizada no processo de armazenamento face ao valor de energia útil que o sistema disponibiliza. As perdas de energia ocorridas ao longo do ciclo podem ser causadas por transferências de calor com o meio exterior, fugas de ar, degradação química das baterias, entre outras. Através dos dados da Tabela 3-7 constrói-se o diagrama da Figura 4.3 onde se podem observar as eficiências cíclicas médias das tecnologias seleccionadas no ponto 4.2.

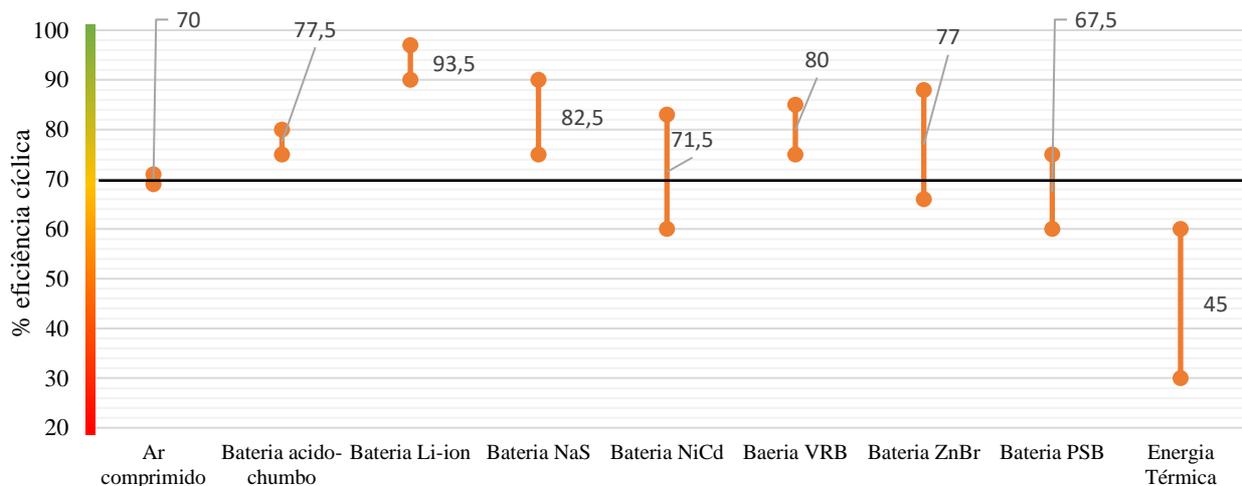


Figura 4.3 – Comparação da eficiência cíclica das diferentes tecnologias de armazenamento

No gráfico da Figura 4.3 observa-se que a maioria dos sistemas apresenta valores médios de eficiência cíclica entre 70% e 93,5%. Com eficiências inferiores encontram-se os sistemas de baterias de polisulfeto de brometo (PSB) e de energia térmica. Para além de eficiência cíclica baixa, os sistemas de energia térmica são normalmente projetados para funcionar com centrais de geração de energia solar térmica ou geotérmica. Dos sistemas inicialmente analisados, selecionam-se os sistemas de ar comprimido, baterias convencionais de ácido-chumbo (PbA), iões de lítio (Li-ion), sódio-enxofre (NaS), níquel-cádmio (NiCd), brometo de zinco (ZnBr) e as baterias de fluxo de redox de vanádio (VRB).

Os sistemas de armazenamento apresentam ainda uma percentagem de auto-descarga diária provocada pela dissipação de energia sob a forma de dissipação de calor, fugas de ar, elétricas durante o período de repouso ou de descarga. Analisando a Tabela 3-7, observa-se que das tecnologias da Figura 4.3 apenas os sistemas de baterias de brometo de zinco (ZnBr) e de iões de lítio apresentam perdas por auto-descarga diárias de 0-1% e 0,1-0,3%, respetivamente. No entanto, o impacto desta percentagem no valor final de energia é praticamente nulo.

As tecnologias de armazenamento utilizadas em aplicações de larga escala devem garantir um elevado número de ciclos de carga e descarga, permitindo funcionar durante grandes períodos de tempo. Para facilitar a comparação do número de ciclos entre sistemas analisa-se o gráfico da Figura 4.4, contruído com base na gama de valores da Tabela 3-7.

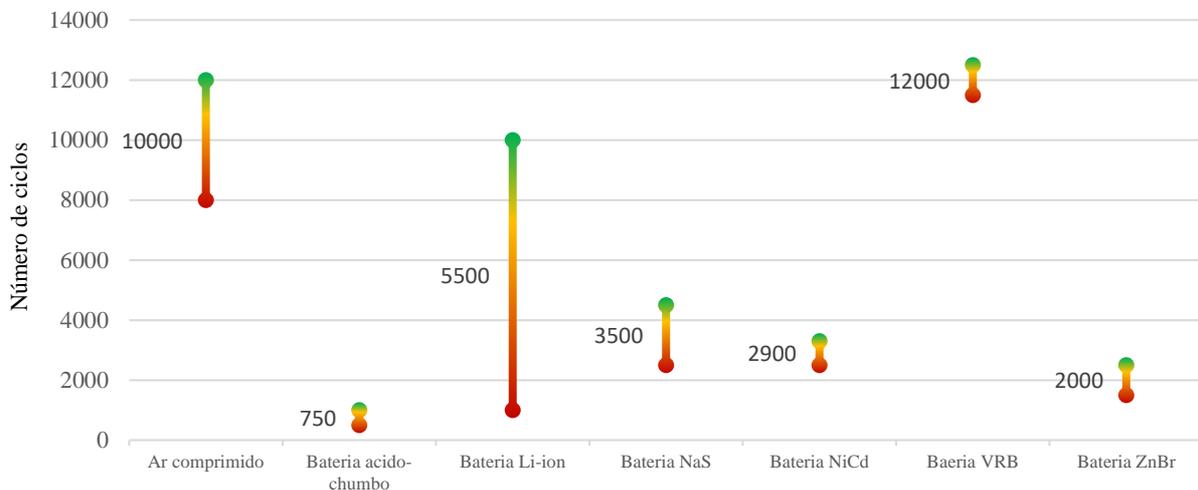


Figura 4.4 – Gamas de ciclos que cada sistema de armazenamento de energia realiza

Dos sistemas representados no gráfico da Figura 4.4 observa-se que os sistemas ar comprimido, baterias de iões de lítio e baterias de fluxo de redox de vanádio (VRB) garantem um número médio de ciclos igual ou superior a 10 000. Os sistemas de baterias de iões de lítio e de sódio-enxofre (NaS) apresentam um número médio ciclos de 5500 e 3500, respetivamente. O número de ciclos elevado permite o aumento da vida útil do sistema, o que provoca uma diminuição do custo final de energia fornecida, pelo que foi este o critério final para seleccionar os 4 sistemas de armazenamento de energia eléctrica a serem utilizados nesta dissertação.

É esperado que os sistemas seleccionados garantam níveis de potência e energia adequados, eficiências e durações de descarga elevadas e longos períodos de vida útil, características mínimas para reduzir o impacto da geração renovável intermitente no sistema de energia eléctrico.

5. Simulador e Casos de estudo

No âmbito do trabalho desenvolvido nesta dissertação foi criado um modelo de simulação computacional no ambiente *Matlab*®. Este modelo permite receber um ficheiro no formato *Excel* contendo dados de potência dos vários tipos de geração e de consumo ao longo de um dia, distribuídos por intervalos de 15 minutos. Consoante as características das tecnologias de armazenamento inseridas pelo utilizador, este emula o funcionamento e fornece dados sobre o impacto técnico e económico das tecnologias de armazenamento no diagrama de carga em análise.

Neste capítulo é apresentado o modelo de simulação desenvolvido, seguido da explicação detalhada do seu funcionamento. São ainda apresentados os dados técnicos de cada tecnologia a inserir no simulador, e uma descrição detalhada dos diagramas de carga exemplo utilizados na simulação.

5.1. Descrição do modelo de simulação

A Figura 5.1 (a) apresenta a interface gráfica do modelo desenvolvido, com os diversos campos de entrada e de saída, e na Figura 5.1 (b) é apresentado um dos diversos diagramas obtidos no simulador.

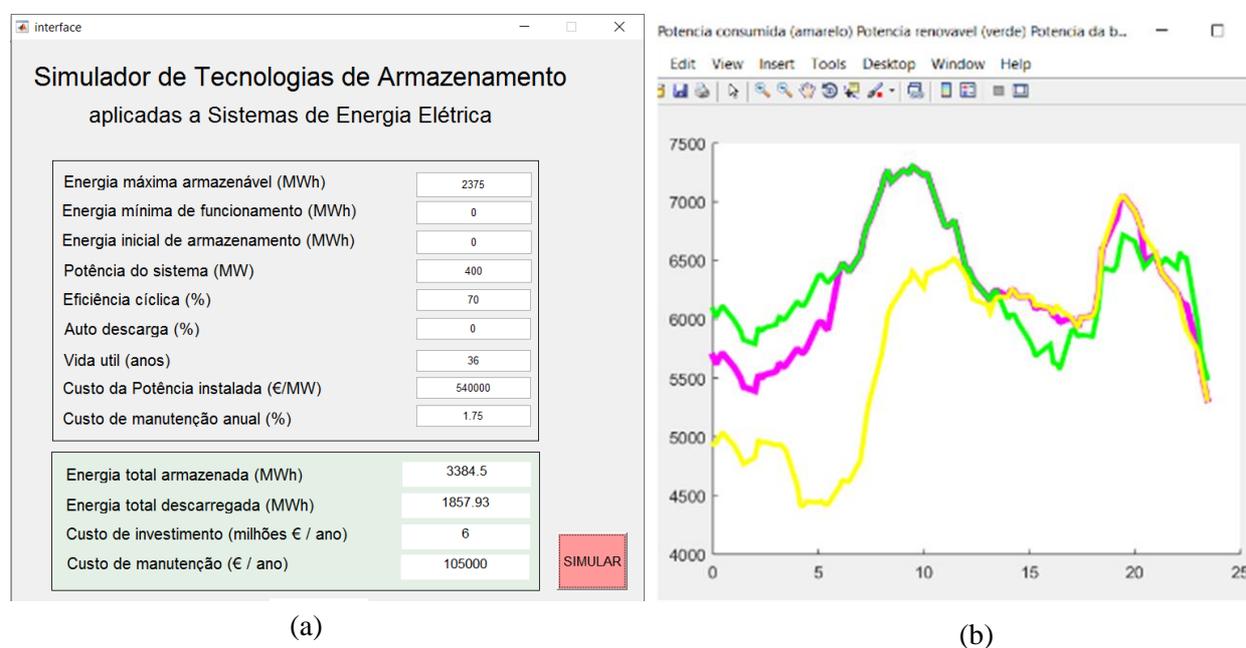


Figura 5.1 - (a) Exemplo de inserção de dados para a simulação; (b) diagrama de carga exemplo com e sem SAEE, gerado no modelo de simulação

Na Figura 5.2 pode-se observar o diagrama de blocos da estratégia utilizada para controlar os ciclos de energia e potência durante a carga e a descarga.

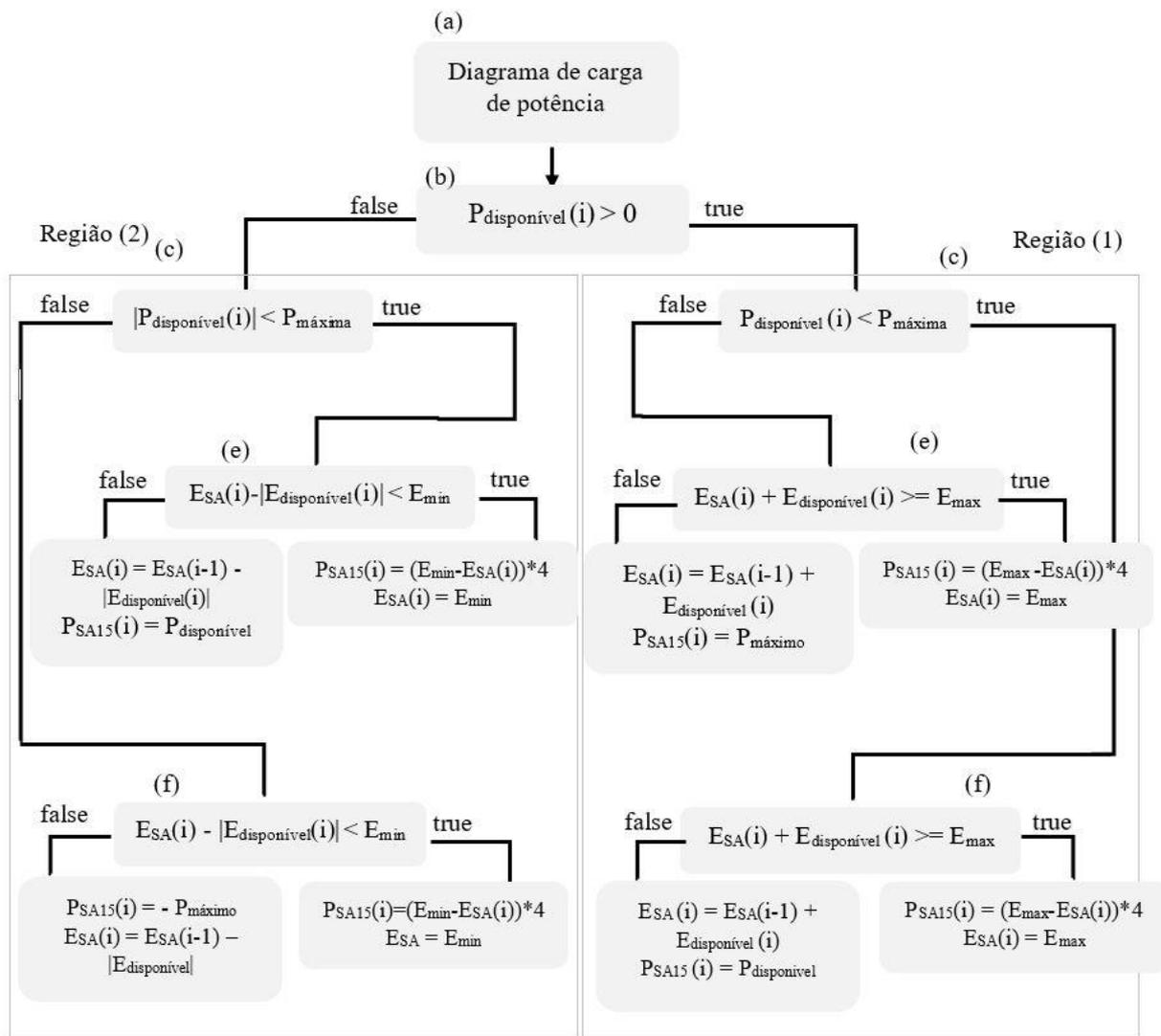


Figura 5.2 - Diagrama de blocos simplificado do algoritmo utilizado para o cálculo da energia armazenada e descarregada

Para facilitar a análise, cada um dos blocos é referenciado e associado aos diferentes pontos descritos nas páginas seguintes. Por questões gráficas, as equações relativas às percentagens de eficiência e auto-descarga não estão representadas no diagrama de blocos, no entanto serão explicados ao longo desta secção

Ponto a) - Os diagramas diários de carga utilizados têm diferentes valores de potência de geração e consumo, recolhidos em intervalos de 15 minutos, perfazendo um total de 96 amostras diárias. Após a introdução dos ficheiros *Excel* no modelo, estes dados são armazenados nos respetivos vetores.

Ponto b) - Através dos valores de potência de geração e consumo armazenados no ponto (a) são calculados os valores de potência disponível para cada um dos 96 instantes através das equações

(1) e (2). Se o objetivo for comparar o total de potência gerada com a potência consumida, recorre-se à equação (1). Caso se pretenda comparar os valores de potência renovável com os de potência consumida em cada instante, aplica-se a equação (2). Os valores de potência resultantes são armazenados num vetor denominado $P_{disponivel}(i)$.

$$P_{disponivel}(i) = P_{TotalGerada}(i) - P_{Consumida}(i) \quad (1)$$

$$P_{disponivel}(i) = P_{Renovavel}(i) - P_{Consumida}(i) \quad (2)$$

Se o valor da subtração das equações (1) e (2) for positivo, existe energia em excesso, que se pode armazenar e passa-se para região 1 da Figura 5.2. Caso contrário, existe necessidade de fornecer energia ao SEE, o que corresponde à região 2 da Figura 5.2. Numa primeira fase desta descrição, assume-se que é possível armazenar energia e como tal é analisada a região (1) do diagrama de blocos.

Fase de armazenamento – região 1

Ponto c-1) - Começa-se por verificar se o valor de potência disponível $P_{disponivel}(i)$, neste caso para armazenar, é inferior ou não ao valor de potência máxima suportada pelo dispositivo de armazenamento. Caso seja inferior, o valor de potência à entrada do sistema de armazenamento poderá ser o próprio valor disponível nesse mesmo instante, $P_{disponivel}(i)$. Se for igual ou superior ao valor máximo, o valor de potência que se pode armazenar é limitado pelo valor de potência máxima do sistema, sendo nesse caso o valor de potência que se pode utilizar igual a P_{maxima} . Adicionalmente este valor de potência medida de 15 em 15 minutos é convertido em energia (em MWh), através das equações (3) e (4).

$$Energia\ disponivel(i) = \frac{P_{disponivel}(i)}{4} \quad (3)$$

$$Energia\ disponivel(i) = \frac{P_{maxima}}{4} \quad (4)$$

Analisando o diagrama de blocos, observa-se que a energia disponível calculada na equação (3) é utilizada no ponto f-1) e a equação (4) utilizada no ponto e-1). Nesta fase considera-se que a potência fornecida pela rede é superior ao valor máximo suportado pelo sistema, o que resulta num valor de energia disponível máximo, dado pela equação (4).

Ponto e-1) – Inicialmente verifica-se se o valor da soma da energia que a rede disponibiliza (determinada pela equação (4)) com a energia do sistema de armazenamento $E_{SA}(i)$ é inferior, igual ou superior à energia máxima do sistema (E_{max}). Caso seja igual ou superior, a energia armazenada

atinge o valor máximo dado pela equação (7). Caso o valor de energia resultante do somatório seja inferior à capacidade máxima o valor de energia armazenada será o valor do somatório dado pela equação (8). Simultaneamente, o valor da energia que a rede fornece é afetado pelo rendimento, o que provoca uma diminuição na quantidade de energia adicionada ao sistema. No entanto a variável $E_{SA}(i)$ apenas guarda o valor de energia armazenada no sistema a cada 15 minutos, sendo que este valor é alterado a cada iteração. Para que no final das 96 iterações seja possível calcular as trocas de energia entre o sistema de armazenamento e a rede elétrica, e também, traçar os diferentes diagramas de carga que se obtêm nas simulações, os valores de potência de carga e descarga do sistema são armazenados num vetor denominado $P_{SA15}(i)$. Este vetor depende do valor de energia disponibilizada pela rede, dos valores de potência e energia máximas suportados pelo sistema, e do valor de energia armazenada.

De forma semelhante ao cálculo da energia, começa-se por analisar se a energia disponível fornecida pela rede adicionada ao valor de energia presente no sistema de armazenamento é igual ou superior ao valor máximo que o sistema pode armazenar. Caso o valor final de energia seja superior ao valor máximo, o valor de potência de carregamento do sistema para um determinado instante é calculado pela equação (6). Como o valor de potência disponível da rede resulta num valor de energia superior á capacidade do sistema, o valor de potência de carregamento naquele instante é calculado pela diferença entre o valor de energia nominal e a energia já armazenada no sistema, multiplicado por 4. Simultaneamente, o valor de potência é afetado de forma inversa pela percentagem de rendimento. Ou seja, para um menor rendimento maior os níveis de potência absorvida pelo sistema, necessários para compensar as perdas de energia que ocorrem no sistema. Caso a soma da energia disponível da rede com a quantidade já armazenada seja inferior ao valor de energia nominal do sistema, o valor de potência armazenada é igual ao valor de potência do ponto c-1), ou seja, a potência máxima (equação (9)).

Adicionalmente, os sistemas de armazenamento com auto-descarga apresentam perdas de energia. Para calcular tais perdas, começa-se por dividir o respetivo valor em percentagem, em períodos de 15 minutos, ou seja, por 96 períodos ao longo de um dia, através da equação (5).

$$\%auto\ descarga_{15\ min} = \frac{\%auto\ descarga\ diária}{4 \times 24} \quad (5)$$

Esta percentagem afeta o valor de energia armazenada no sistema como se verifica na equação (8).

$$se\ (Energia\ disponivel + Energia_{SA}) \geq Energia_{máxima}$$

$$P_{SA15}(i) = (E_{max} - E_{SA}(i)) \times 4 \times (2 - \eta) \quad (6)$$

$$E_{SA}(i) = E_{max} \quad (7)$$

se (Energia disponível + Energia_{SA}) < Energia_{máxima}

$$E_{SA}(i) = E_{SA}(i - 1) + E_{disponível}(i) \times \eta \times (1 - \%autodescarga) \quad (8)$$

$$P_{SA15}(i) = P_{máxima} \quad (9)$$

Caso o valor da potência disponível no ponto c-1) seja inferior ao valor máximo de potência do sistema, o cálculo do valor de energia disponível é dado pela equação (3). Dá-se assim início à análise do ponto f-1).

Ponto f-1) - À semelhança do que acontece no ponto e-1) os valores de $E_{SA}(i)$ e de $P_{SA15}(i)$ são dados pelas equações (10)(11)(12)(13) diferindo apenas na equação (13), onde o valor de potência armazenada no vetor $P_{SA15}(i)$ é inferior ao valor de potência máxima.

se (Energia disponível + Energia_{SA}) ≥ E_{máxima}

$$P_{SA15}(i) = (E_{max} - E_{SA}(i)) \times 4 \times (2 - \eta) \quad (10)$$

$$E_{SA}(i) = E_{max} \quad (11)$$

se (Energia disponível + Energia_{SA}) < E_{máxima}

$$E_{SA}(i) = E_{SA}(i - 1) + E_{disponível}(i) \times \eta \times (1 - \%autodescarga) \quad (12)$$

$$P_{SA15}(i) = P_{disponível} \quad (13)$$

Assume-se agora que o valor de potência disponível no ponto b) é negativo. Dá-se início à descrição da região (2) do diagrama de blocos.

Fase de descarga – região 2

Ponto c-2) – Inicialmente é verificado se o módulo do valor da potência disponível nesse instante é inferior ao valor de potência máxima suportada pelo dispositivo de armazenamento. Caso seja inferior, o valor de potência a utilizar será o valor disponível no instante $P_{disponível}(i)$, valor calculado através da equação (3). Caso o valor de potência disponível seja igual ou superior à potência máxima suportada pelo sistema, utiliza-se o próprio valor de potência máxima ($P_{máxima}$) e o cálculo da respetiva energia é realizado através da equação (4). Na região 2, a energia disponível calculada pela equação (3) é utilizada no ponto e-2) e a equação (4) utilizada no ponto f-2).

Ponto e-2) - Começa-se por subtrair o módulo do valor de energia disponível à energia previamente armazenada, e analisa-se se o valor de energia resultante é inferior, igual ou superior

ao valor de energia mínimo. Caso este seja igual ou superior, o valor de $E_{SA}(i)$ é dado pela equação (15). Se o valor da subtração for inferior à energia mínima (E_{min}) o valor de energia no sistema é o indicado pela equação (17). Ao mesmo tempo, calcula-se o valor de potência que o sistema de armazenamento fornece em cada instante pelas equações (14) e (16). Este valor de energia mínima é também designado por energia de manutenção, e permite minimizar a degradação dos componentes químicos ao longo dos ciclos.

Para calcular as perdas de energia que ocorrem por auto-descarga durante a fase de descarga, é utilizado o valor de percentagem de auto-descarga distribuída por períodos de 15 minutos ao longo de um dia (como calculado na equação (13)). A cada iteração o sistema descarrega uma percentagem de energia afetando o valor de energia armazenada através da equação (17).

se ($E_{SA} - |E_{disponivel}|$) < E_{minima}

$$P_{SA15}(i) = (E_{minima} - E_{SA}(i)) \times 4 \quad (14)$$

$$E_{SA}(i) = E_{minima} \quad (15)$$

se ($E_{disponivel} + E_{SA} \geq E_{minima}$)

$$P_{SA15}(i) = P_{disponivel}(i) \quad (16)$$

$$E_{SA}(i) = (E_{SA}(i-1) - |E_{disponivel}(i)|) \times (1 - \%_{autodescarga}) \quad (17)$$

Ponto f-2) - Caso o módulo do valor de potência disponível em c-1) seja inferior ao valor máximo de potência suportado pelo sistema, o cálculo da respetiva energia é dado pela equação (4). À semelhança do que acontece em e-2) os valores de $E_{SA}(i)$ e de $P_{SA15}(i)$ são dados pelas equações (18)(19)(20)(21) .

se ($E_{SA} - |E_{disponivel}|$) < E_{minima}

$$P_{SA15}(i) = (E_{minima} - E_{SA}(i)) \times 4 \quad (18)$$

$$E_{SA}(i) = E_{minima} \quad (19)$$

se ($E_{disponivel} + E_{SA} \geq E_{minima}$)

$$P_{SA15}(i) = -P_{maxima} \quad (20)$$

$$E_{SA}(i) = (E_{SA}(i-1) - |E_{disponivel}(i)|) \times (1 - \%_{autodescarga}) \quad (21)$$

No fim de analisadas as 96 iterações o vetor $P_{SA15}(i)$ contém todos os valores de potência armazenada e descarregada pelos sistemas de armazenamento para cada instante. Com este vetor

é possível construir os diagramas de carga a analisar em cada caso, e também calcular a energia final que foi armazenada e descarregada por cada sistema.

5.2. Dados técnicos de cada tecnologia

Na Tabela 5-1 e na Tabela 5-2 encontram-se as especificações técnicas dos sistemas de armazenamento de energia a utilizar nas simulações. Estes dados foram adaptados ou calculados através dos dados previamente apresentados (Tabela 3-6, Tabela 3-7) e são descritos com detalhe ao longo desta secção.

Tabela 5-1 Dados técnicos dos sistemas de armazenamento de energia utilizados nas simulações

Tecnologia	Potência nominal MW	Energia nominal MWh	Energia mínima %	Energia mínima MWh	Eficiência cíclica (%)	Auto descarga Diária (%)
Ar comprimido	400	2375	0	0	70	0
Bateria iões de lítio	400	1600	30%	480	93,5	0,2
Baterias sódio- enxofre	400	2400	10%	240	82,5	0
Baterias VRB	400	1600	0	0	80	0

Tabela 5-2 Dados técnicos dos sistemas de armazenamento de energia utilizados nas simulações

Tecnologia	Vida útil (ciclos)	Vida útil (anos)	Custo investimento (€/kW)	Custo de manutenção (%)
Ar comprimido	10000	36,5	540	1,75
Bateria iões de lítio	5500	20,1	775	1,75
Baterias sódio- enxofre	3500	12,8	1507	1,75
Baterias VRB	12000	31	795	1,75

Começa-se por analisar a escolha dos valores de potência indicados na Tabela 5-1. Tratando-se de uma simulação para o SEE em território nacional, considerou-se a utilização de várias instalações de armazenamento de energia distribuídas ao longo do território. Tomando como exemplo a construção de 8 unidades de sistemas de armazenamento de baterias de iões de lítio com 201 MW no Reino Unido [28], e considerando que Portugal tem uma taxa de geração renovável duas vezes superior [2] opta-se por utilizar como valor de potência máxima de carga total de 400 MW para todas as tecnologias.

Após a seleção do valor de potência máxima a utilizar, é calculada a capacidade de energia que cada sistema armazena. Na Tabela 5-3 encontram-se alguns exemplos recentes de unidades de armazenamento de energia utilizando as tecnologias seleccionadas, que serviram de base para o

calculo da energia nominal de cada sistema. Outra alternativa seria a utilização dos valores de densidade de potência e de energia por unidade de volume. No entanto, as gamas de valores da Tabela 3-6 são muito amplas, pelo que não garantem que a relação entre a potência instalada e a capacidade de energia seja a mais correta. Utilizando como referência sistemas concretos em operação ou em fase de projeto permite realizar uma análise a curto e a longo prazo, com sistemas de armazenamento de energia mais próximos da realidade.

Tabela 5-3 Exemplo de sistemas de armazenamento recentes, em operação ou em fase de projeto [29][30][31][32]

Sistema de armazenamento	Localização	Operação/Início	Potência (MW)	Energia (MWh)
Ar comprimido	Larne, Reino Unido	Previsto para 2017	330	1980
Bateria Li-ion	Fukushima, Japão	Operação desde 2016	40	40
	Long Beach, EUA	Previsto para 2020	100	400
Bateria NaS	Buzen, Japão	Operação desde 2016	50	300
Bateria de fluxo VRB	Abira-Chou, Japão	Operação desde 2016	15	60
	Dalian, EUA	Previsto para 2020	20	80

Da relação direta entre o valor de potência referido anteriormente e os valores de potência e de energia das unidades de armazenamento da Tabela 5-3, calculam-se os valores de energia dos sistemas a utilizar na simulação (Tabela 5-1). Para o caso do armazenamento através de ar comprimido utilizam-se os dados de um sistema de armazenamento real projetado em Larne, Reino Unido com uma potência nominal de 330 MW e energia de 1980 MWh. Juntamente com o valor de potência máxima de 400 MW e através da equação (22) determina-se o valor de energia máxima.

$$Energia_{modelo} = \frac{Potência_{modelo} \times Energia_{sistema\ real}}{Potência_{sistema\ real}} \quad (22)$$

$$Energia_{modelo} = \frac{400\ MW \times 1980\ MWh}{330\ MW} = 2375\ MWh$$

Com base nos valores do sistema de baterias de íões de lítio (Li-ion) projetado em Long Beach, Estados Unidos da América e da equação (22) obtêm-se um valor de energia de 1600 MWh. Para o sistema de baterias de sódio-enxofre (NaS) a operar em Buzen no Japão calcula-se um valor de energia de 2400 MWh e com base no sistema de baterias de fluxo de vanádio redox (VRB) a operar em Abira-Chou no Japão, obtêm-se um valor de energia nominal de 1600 MWh. Para garantir estes níveis de potência e energia considera-se que serão instaladas várias unidades de armazenamento distribuídas pelo SEE. Analisando os valores de energia da Tabela 5-1 e da Tabela

5-3 estima-se que no caso do sistema de armazenamento através de ar comprimido será necessário construir 2 unidades de armazenamento. No caso dos sistemas de baterias de íões de lítio será necessário a construção de 4 unidades, para os sistemas de baterias de sódio-enxofre 8 e para os sistemas de baterias de redox de vanádio 20. Comparando com o projeto realizado no Reino Unido, estas estimativas são exequíveis. A energia mínima dos sistemas está diretamente relacionada com o valor de energia nominal do sistema. Tomando como exemplo o sistema de baterias de íões de lítio, foi considerado um estado de carga mínima de 30% do valor de energia nominal, de forma a prolongar a vida útil das baterias. Com uma capacidade de 1600 MWh o valor de energia mínima corresponde a 480 MWh. Para as baterias de sódio-enxofre, a energia de manutenção é de 240 MWh.

Os valores de eficiência cíclica e auto-descarga são recolhidos diretamente ou através do cálculo da média da gama de valores da Tabela 3-7.

Procede-se agora à análise dos parâmetros da Tabela 5-2. Os sistemas de armazenamento podem armazenar e descarregar a sua energia no mesmo dia, perfazendo um ciclo diário. No entanto, observa-se que em alguns casos a energia é armazenada num determinado dia, e reutilizada no dia seguinte. Considera-se então que o ciclo completo ocorre num período de superior a 24h, e que em média, cada tecnologia realiza 75% do seu ciclo num dia, ou seja, 0,75 ciclos. Através da equação (23) estima-se a vida útil em anos para cada tecnologia.

$$Vida\ util_{anos} = \frac{\#ciclos\ do\ sistema}{0,75 \times 365} \quad (23)$$

Tomando como exemplo o sistema de ar comprimido, a vida útil em anos para este tipo de aplicação, é dada pela equação (24). O cálculo da vida útil para os restantes sistemas segue o mesmo raciocínio.

$$Vida\ util_{anos} = \frac{10\ 000}{0,75 \times 365} = 36,5\ anos \quad (24)$$

No caso do sistema de redox de vanádio verificou-se que o cálculo da vida útil baseado no número de ciclos resultou num valor final de 43,8 anos, valor muito superior ao que normalmente é observado neste tipo de sistema (aproximadamente 20 anos, ver Tabela 3-7). Para considerar a possível degradação dos sistemas, o valor de vida útil é dado pela média entre o valor calculado e o valor da Tabela 3-7, o que resultou num valor final cerca de 31 anos.

Os custos de investimento por nível de potência instalada são obtidos através do cálculo da média da gama de valores apresentados na Tabela 3-6. Os custos de manutenção e operação dos sistemas

são dados uma percentagem do custo de investimento inicial, e o valor de percentagem usado é calculado através da media da gama de valores, de 1,5% a 2%, presentes na Tabela 3-6.

5.3. Casos de estudo

Nesta secção são apresentados 5 casos de estudo que representam as principais alterações nos diagramas de carga causadas pela geração de energia elétrica intermitente.

Caso 1 - na Figura 5.3 é apresentado o diagrama de carga relativo ao dia 10-03-2014 onde se observa o problema de geração renovável em excesso no período noturno, e em falta no período diurno.

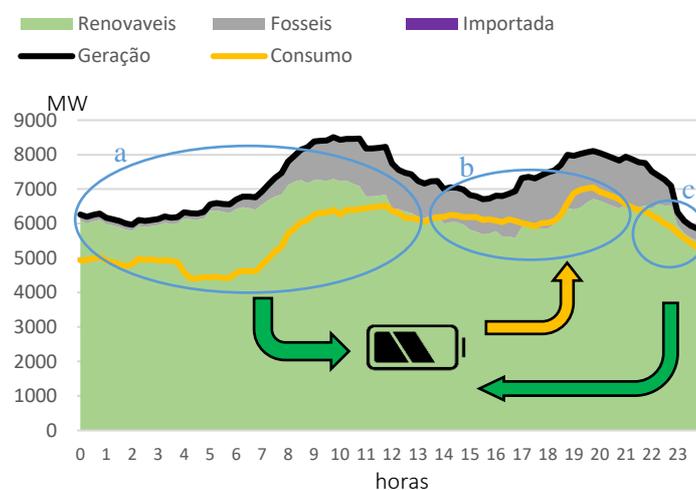


Figura 5.3 - Diagrama de carga do dia 10-03-2014

Da análise do diagrama observa-se que entre as 0:00h e as 7:00h o consumo noturno atinge valores baixos. Após as 7:00h o número de cargas no sistema aumenta o que provoca uma subida na curva do consumo, que supera os níveis de geração renovável por volta das 13:00h. Da análise dos valores de potência do diagrama calcula-se que no período (a) estão disponíveis 14797 MWh de energia renovável. No período (b), os níveis de energia renovável são inferiores aos níveis de consumo e para compensar esta diminuição os sistemas de geração fóssil forneceram 1980 MWh. Após o pico de consumo que ocorre às 19:30h, as cargas no sistema elétrico diminuem, e observa-se que na região (c) os níveis de geração renovável voltam a ser superiores ao consumo. Neste período estão disponíveis 684 MWh de energia renovável. Neste caso, a utilização de sistemas de armazenamento interligados com a rede permite armazenar energia em excesso nos períodos (a) e (c) e reutilizá-la no período (b), evitando assim recorrer a energias fósseis. A possibilidade de armazenar a energia permite também uma melhor gestão da exportação de energia, sendo possível exportar apenas nos períodos economicamente mais vantajosos. A utilização de sistemas de armazenamento traz benefícios ambientais através da diminuição da geração de energia fóssil e

também económicos, já que permitem uma melhor gestão das trocas de energia com os mercados externos.

Caso 2 – na Figura 5.4 (a) é apresentado o diagrama de carga relativo ao dia 6-02-2014. Neste diagrama são observados níveis de geração renovável excessivos durante grandes períodos de tempo. Na Figura 5.4 (b) observa-se as variações do preço de energia elétrica ocorridas nesse mesmo dia.

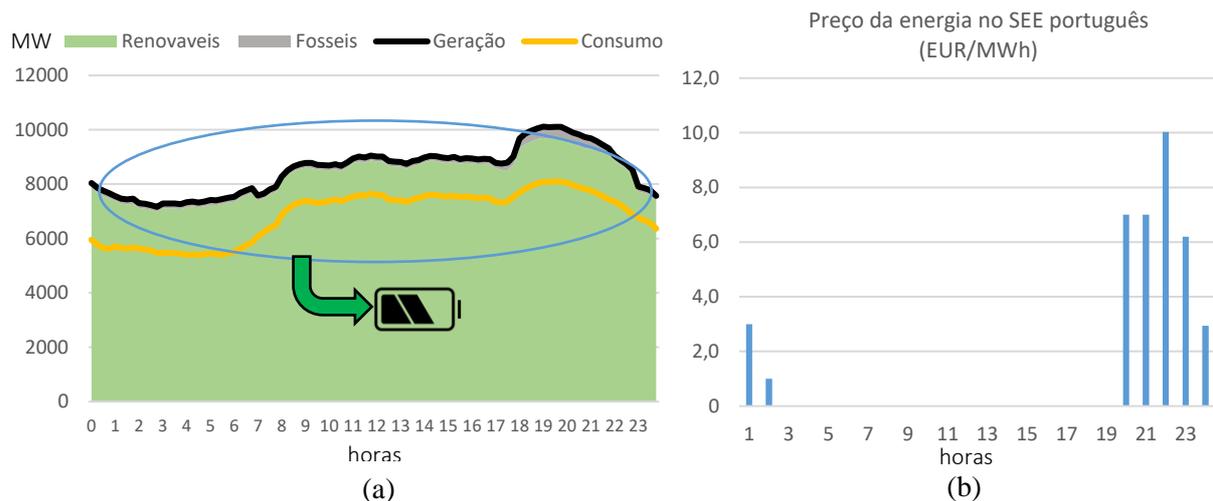


Figura 5.4 - Diagrama de carga do dia 6-02-2014 (a) gráfico dos custos de energia ao longo do dia (b) [33]

Da análise do diagrama de carga da Figura 5.4 (a) verifica-se que os níveis de energia renovável perfazem praticamente a totalidade da energia gerada (linha a preto), e superam os níveis de consumo em cerca de 34345 MWh. A proximidade geográfica de Espanha faz com que as condições meteorológicas e os níveis de geração renovável sejam semelhantes. Nesta situação não existe necessidade de exportar energia, o que causa uma redução no preço de mercado. Na Figura 5.4 (b) verifica-se que neste dia o preço da energia no SEE português foi muito baixo, tendo mesmo sido nulo num período de cerca de 16 horas, o que resultou num preço médio da energia gerada de apenas 1,55 €/MWh [33]. Com a utilização de sistemas de armazenando tem-se a possibilidade de limitar a quantidade de energia exportada, transferindo-a para sistemas de armazenando. Apesar de não trazer benefícios económicos imediatos, o armazenamento de energia permite mais tarde, compensar variações, suavizar diagramas de carga ou na exportação de energia com custos mais elevados.

Caso 3 – na Figura 5.5 é apresentado o diagrama de carga relativo ao dia 30-08-2014, onde se verificam níveis geração renovável reduzidos durante longos períodos de tempo.

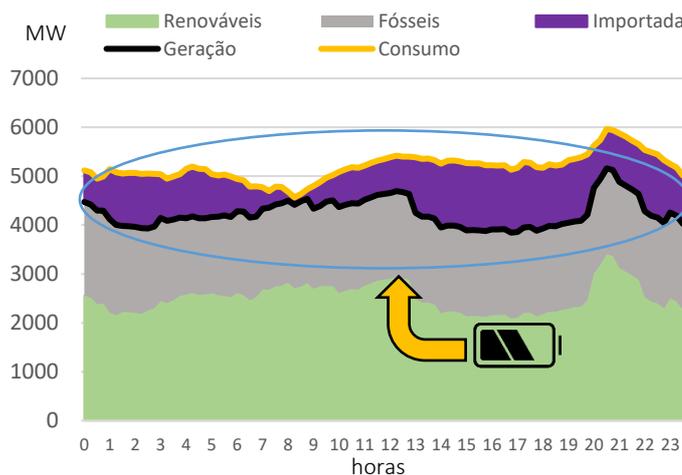


Figura 5.5 - Diagrama de carga do dia 30-08-2014

Da análise do diagrama da Figura 5.5 verifica-se que os níveis de geração renovável foram muito inferiores face aos valores de energia gerados no caso 1 e caso 2. Os níveis de energia consumida foram garantidos pelo aumento dos níveis não só pela geração de energia fóssil como também pela importação de cerca 64115 MWh de energia (região a roxo). De forma semelhante ao caso anterior, os níveis de energia renovável gerados no território espanhol são reduzidos. No entanto, através da utilização de centrais de energia nuclear o SEE espanhol permite gerar e exportar elevados níveis de energia. A utilização de sistemas de armazenamento permite diminuir ou até eliminar a necessidade de importar energia a elevados custos, diminuindo assim os custos finais de energia do sistema. Neste tipo de situações onde não ocorrem excessos de energia renovável, toda a energia fornecida pelos sistemas é armazenada num dia anterior.

Caso 4 - na Figura 5.6 são apresentados dois diagramas de carga relativos ao dia 17-05-2018, onde se observa uma descida acentuada nos níveis de geração num curto período de tempo

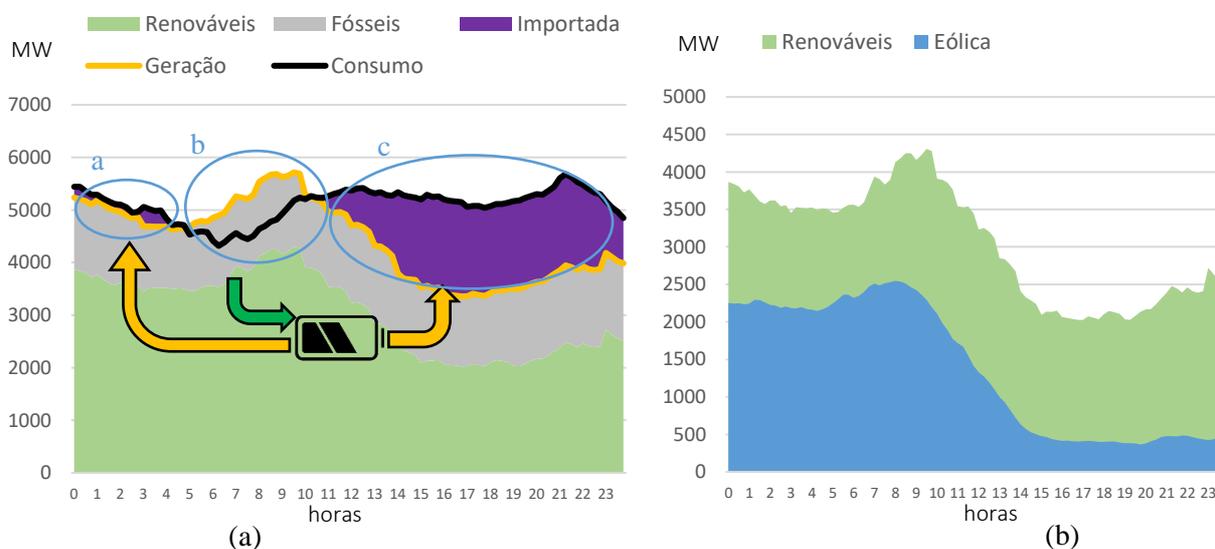


Figura 5.6 - Diagramas de carga do dia 17-05-2014

Na Figura 5.6 (a) verifica-se que no período (a) foi necessário importar 870 MWh, e no período (b) o aumento de energia renovável provocou um excesso de 2963 MWh. Após as 10:30h verifica-se uma diminuição acentuada dos níveis de energia renovável, ao mesmo tempo que existe um aumento do consumo. No período (c) foi necessário importar 18084 MWh de energia. Na figura 5.6 (b) observa-se que cerca de metade da geração renovável tem como base a energia eólica. Esta dependência faz com que as variações na velocidade do vento provoquem um grande impacto na geração renovável total. Utilizando tecnologias de armazenamento de energia existe a possibilidade de reutilizar energia no período (a) e (c), e armazenar energia em excesso que se verifica no período (b).

Caso 5 – na Figura 5.7 é apresentado o diagrama de carga relativo ao dia 8-08-2014. Este diagrama exemplo representa o erro entre as previsões e os valores de energia renovável gerada.

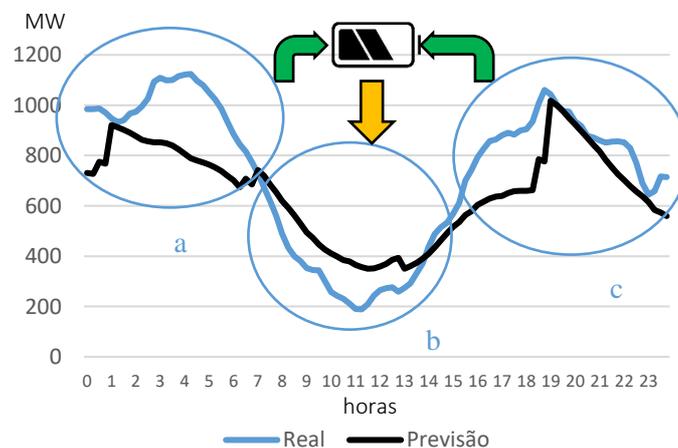


Figura 5.7 - Diagrama de carga da energia prevista e gerada no dia 8-08-2014

Da análise do diagrama é possível observar os valores de potência previstos e a curva de potência realmente gerada. Estes dados são recolhidos em estações de monitorização interligadas com as algumas unidades de geração eólica, e correspondem a cerca de metade da geração total. No período (a) e (c) observa-se que os níveis de energia gerados foram superiores aos previstos em cerca de 1406 MWh e 1193 MWh, respetivamente. Como a gestão e o dimensionamento prévio das unidades de geração é feito com base os valores previstos, estas variações não esperadas poderão provocar níveis de geração superiores ao consumo. No período (b) as previsões de níveis baixos de geração eólica obrigaram ao reajuste das unidades de reserva operacional ou à importação de energia, de modo fornecer os 1592 MWh em falta que não foram gerados. A utilização de um sistema de armazenamento permite atenuar estas variações, movimentando a energia em excesso não prevista para os períodos em que os níveis gerados foram inferiores aos previstos.

6. Simulações e Análise dos Resultados

No capítulo 6 são realizadas as simulações dos diferentes casos de estudo. Para cada caso é apresentado o respetivo diagrama de carga, e sob a forma de tabela os valores de energia mínima armazenada e descarregada, níveis de potência, custos do investimento e manutenção e percentagens de energia. Através dos valores de custo e energia é calculado custo final da energia ao longo do período simulado. No fim da seção é realizada uma análise individual e coletiva aos sistemas simulados.

6.1. Resultados dos casos de estudo

Os custos anuais de investimento e manutenção de cada sistema dependem do nível de potência inicialmente instalada e dos anos de vida útil de cada sistema. Independente do tipo de casos a analisar, estes valores são calculados à parte e são apresentados na Tabela 6-1.

Tabela 6-1 Tabela de custos associados aos sistemas de armazenamento totais e anuais

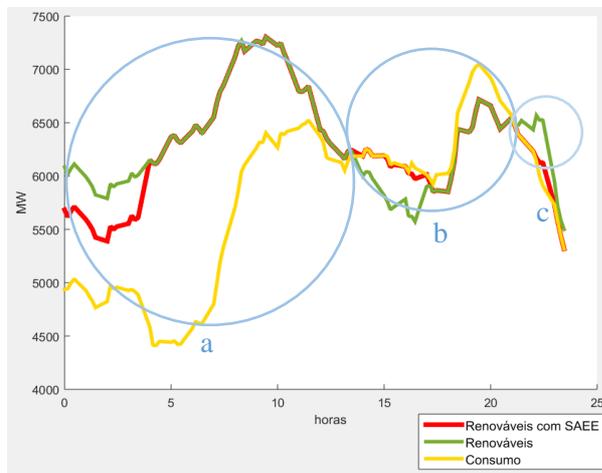
Tecnologia	Custo investimento M€	Custo de manutenção M€	Vida útil anos	Custo investimento M€/ano	Custo de manutenção M€/ano	Custo Total do sistema M€/ano
Ar comprimido	216	37,8	~36	6	1,05	7,05
Bateria íões de lítio	310	54,25	~20	15,5	2,71	18,21
Baterias sódio-enxofre	602,8	105,49	~12	50,23	8,79	59,02
Baterias VRB	278	48,65	~31	13,23	2,31	15,55

Durante a simulação dos diferentes casos verificou-se uma semelhança entre os diagramas de carga obtidos para cada sistema, assim numa primeira fase, opta-se por dar especial atenção ao sistema de baterias de íões de lítio. Caso se verifique uma diferença significativa entre os valores de potência e energia obtidos no simulador, são apresentados os diagramas de carga de outros sistemas. Em anexo, são apresentados os diagramas de carga das restantes tecnologias.

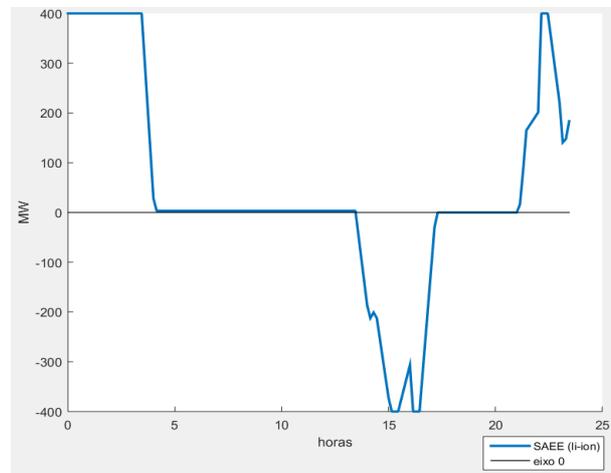
Caso 1 – Geração renovável em excesso no período noturno, e em falta nos períodos diurnos

Na Figura 6.1 apresentam-se 2 diagramas gerados através do modelo de simulação em *Matlab*®. O diagrama de carga da Figura 6.1 (a) representa o impacto da interligação do sistema de armazenamento de energia de baterias de íões de lítio. A curva a verde representa os níveis de potência gerados através de fontes renováveis, a curva a vermelho os níveis de potência gerados

pelos renováveis em conjunto com um sistema de armazenamento e a curva a amarelo é relativa aos níveis de consumo. A Figura 6.1 (b) representa os níveis de potência de carga e descarga do sistema de armazenamento.



(a)



(b)

Figura 6.1 - Diagrama de carga relativos ao caso 1 utilizando sistemas de baterias de íons de lítio (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de íons de lítio (b)

Do modelo de simulação obtêm-se os diversos valores apresentados nas Tabela 6-2 e Tabela 6-3.

Tabela 6-2 Diferentes valores de potência e energia dos 4 sistemas obtidos na simulação do caso 1

Tecnologia	Potência MW	Energia mínima MWh	Energia inicial MWh	Energia de armazenamento (a) MWh	Energia de descarga (b) MWh	Energia de armazenamento (c) MWh
Ar comprimido	400	0	0	3385,47	1857,93	590,48
Bateria íons de lítio	400	480	480	1199,26	1119,63	590,48
Baterias sódio-enxofre	400	240	240	2614,56	1857,93	590,48
Baterias VRB	400	0	0	1996	1600	590,48

Tabela 6-3 Diferentes valores de energia e percentagem dos diversos sistemas simulados no caso 1

Tecnologia	Energia disponível MWh (a)	% de energia utilizada (a)	Energia necessária MWh (b)	% de energia descarregada (b)	Energia disponível MWh (c)	% de energia armazenada (c)
Ar comprimido	14797,1	22,9	1979,63	93,8	683,61	86,4
Bateria íons de lítio	14797,1	8,1	1979,63	56,1	683,61	86,4
Baterias sódio-enxofre	14797,1	17,7	1979,63	93,8	683,61	86,4
Baterias VRB	14797,1	13,5	1979,63	80,8	683,61	86,4

Da análise da Figura 6.1 (a) observa-se que no período entre as 0:00h e as 4:00h parte da energia renovável produzida foi transferida para os sistemas de armazenamento de baterias de íões de lítio, o que resultou numa diminuição dos níveis de potência da curva a vermelho. De notar que os valores de energia de armazenamento não correspondem à energia descarregada, pois uma menor eficiência cíclica resulta num consumo adicional de energia de modo a compensar as perdas.

Na Figura 6.1 (b) observa-se que a potência de carga se fixou nos 400 MW ao longo de todo o período. Após as 4:00h o sistema atinge a capacidade máxima e entra na fase de repouso. Nesta fase os níveis de potência mantêm-se ligeiramente superiores a 0 MW, permitindo compensar as perdas de energia que ocorrem por auto-descarga.

Por volta das 13:00h os níveis de potência do consumo superam os da geração, e o sistema inicia a fase de descarga. Neste período o sistema fornece 1119,63 MWh, cerca de 56% do valor necessário. Da análise da curva de carga e descarga observa-se também que às 15:00h e 16:00h os níveis de descarga atingem o valor de -400 MW. O valor de potência fornecida à rede é momentaneamente limitado pelo sistema, e da análise da Figura 6.1 (a) observa-se que nestes instantes a curva a vermelho não atinge os valores do consumo. Por volta das 17:00h o sistema atinge o valor de energia mínima e o descarregamento é interrompido.

No período c) existem 683,61 MWh de energia disponível. No entanto, como os valores de potência disponível são superiores aos valores suportados pelo sistema, há um aproveitamento de 86% da energia em excesso.

Neste caso, era esperado que a utilização de um sistema de armazenamento permitisse armazenar os níveis de energia renovável em excesso nos períodos noturnos e reutiliza-los nos períodos diurnos. Da análise dos dados da Tabela 6-2 e Tabela 6-3 conclui-se que apesar de não ter sido possível armazenar mais que 22,9% da energia em excesso, os sistemas de armazenamento fornecem até um máximo de 93,8% da energia em falta. Adicionalmente, foram armazenados cerca de 590 MWh de energia, que poderá ser reutilizada num outro caso.

Caso 2 - Níveis de geração renovável elevados ao longo do dia

Na Figura 6.2 (a) é apresentado o diagrama de carga utilizando sistemas de armazenamento com baterias de íões de lítio, onde são representados os níveis de potência do total de energia renovável gerada com e sem sistema de armazenamento e também os níveis de potência do consumo total. Na Figura 6.2 (b) o diagrama de carga e descarga do sistema de armazenamento representa os níveis de potência de armazenamento do sistema de armazenamento de baterias de íões de lítio.

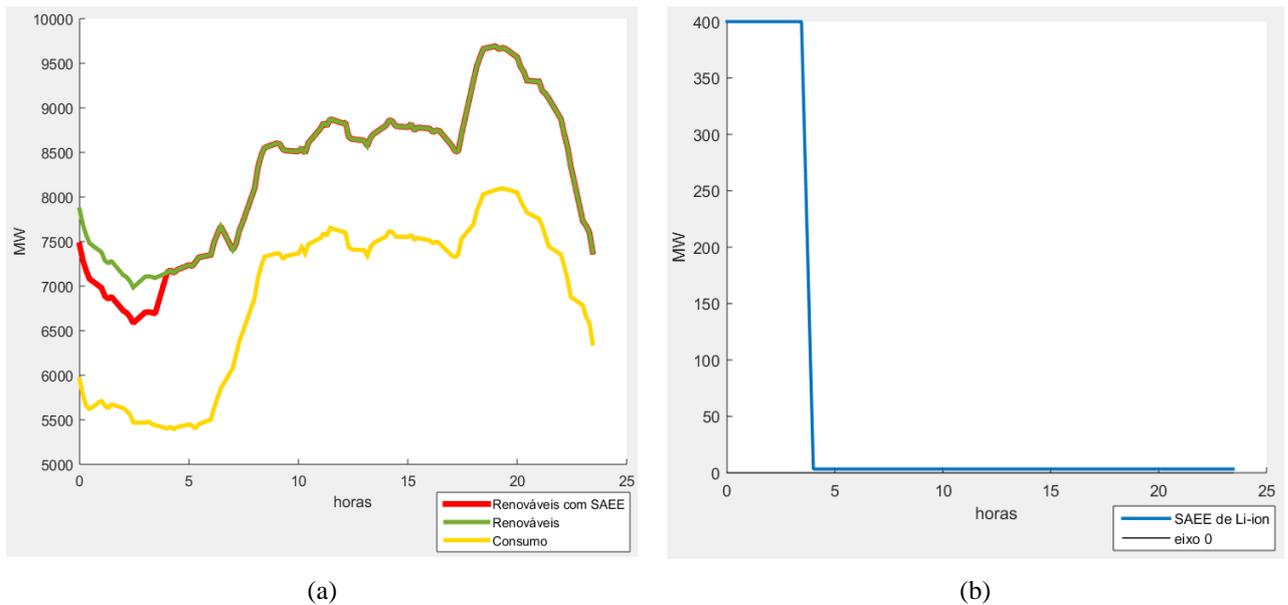


Figura 6.2 - Diagrama de carga relativo ao caso 2 utilizando sistemas de baterias de íões de lítio (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de íões de lítio (b)

Na Tabela 6-4 e na Tabela 6-5 são apresentados os dados obtidos na simulação.

Tabela 6-4 Diferentes valores de potência e energia dos 4 sistemas obtidos na simulação do caso 2

Tecnologia	Potência (MW)	Energia mínima (MWh)	Energia inicial (MWh)	Energia armazenada (MWh)	Energia descarregada (MWh)
Ar comprimido	400	0	0	3385,47	0
Bateria íões de lítio	400	480	480	1200,43	0
Baterias sódio-enxofre	400	240	240	2614,56	0
Baterias VRB	400	0	0	1996	0

Tabela 6-5 Diferentes valores de energia e percentagem dos diversos sistemas simulados no caso 2

Tecnologia	Energia disponível (MWh)	Energia armazenada (%)
Ar comprimido	34345,1	9,6
Bateria íões de lítio	34345,1	3,5
Baterias sódio-enxofre	34345,1	7,6
Baterias VRB	34345,1	5,8

Da análise do diagrama de carga da Figura 6.2 (a) observa-se que os níveis de geração renovável são superiores ao consumo ao longo de todo o dia. Assim, o carregamento do sistema é inicializado às 0:00 horas à potência máxima de 400 MW e atinge a capacidade máxima às 4:00 h. Da Tabela 6-4 e Tabela 6-5 verificou-se que neste dia o sistema de baterias de íões de lítio armazenou 1200

MWh, que corresponde a apenas 3,5% da energia total disponível. O sistema de redox de vanádio armazenou 5,8% de energia, e os sistemas de ar comprimido e sódio enxofre 9,6% e 7,6% respectivamente.

No diagrama de carga e descarga da Figura 6.2 (b) observa-se a variação dos valores de potência de carga da bateria. De forma semelhante ao que se verifica no caso 1, os níveis de potência mantêm-se ligeiramente acima de 0, de forma a compensar as perdas por auto-descarga ocorridas ao longo do dia. Este consumo adicional de energia permite que no final do período o sistema de baterias de íões de lítio mantenha o valor de energia nominal.

No caso 2, o objetivo principal consistia em reduzir os níveis excessivos de energia renovável na rede elétrica, de forma a diminuir os custos finais de energia. Da análise dos diagramas e valores obtidos verifica-se os sistemas de armazenamento simulados permitiram uma redução entre 9,6% e 3,5% do excesso de geração renovável, que o impacto provocado no SEE não foi significativo.

Caso 3 - Baixo nível de geração renovável face ao consumo total

Na Figura 6.3 (a) e (b) são apresentados dois diagramas relativos à utilização de sistemas de armazenamento com baterias de íões de lítio e de ar comprimido, respetivamente. Em ambos os diagramas são representadas as curvas da potência renovável gerada, a da potência total gerada com e sem sistema de armazenamento, e a curva da potência consumida.

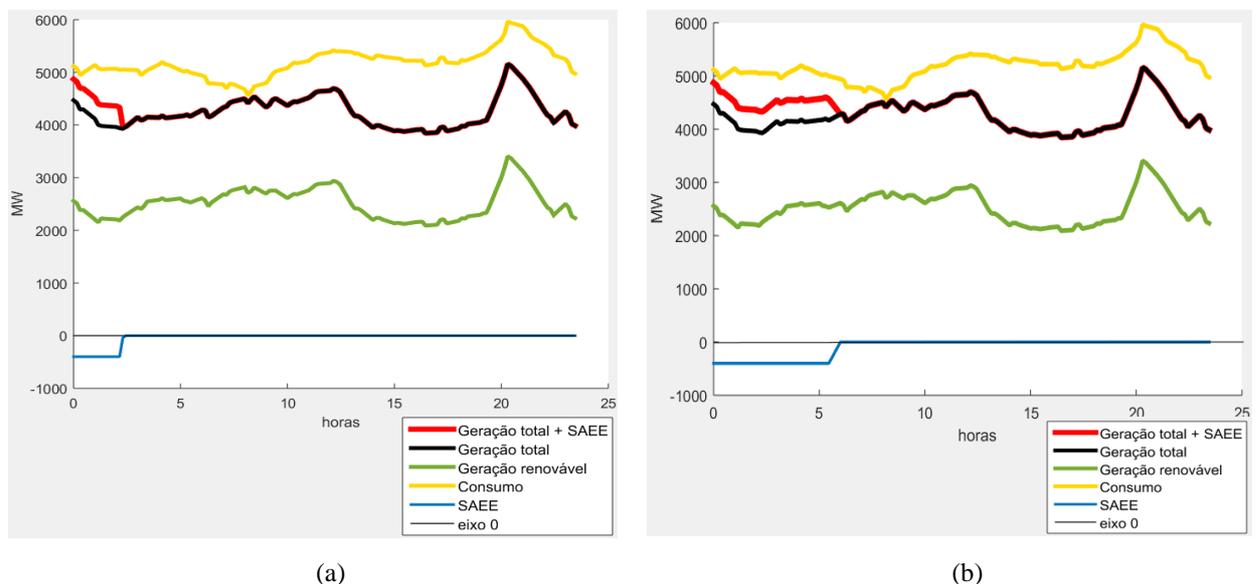


Figura 6.3 - Diagramas de carga relativos ao caso 3 utilizando sistema de baterias de íões de lítio (a) e ar comprimido (b)

Na Tabela 6-6 e na Tabela 6-7 são apresentados os dados obtidos na simulação.

Tabela 6-6 Diferentes valores de potência e energia dos 4 sistemas obtidos na simulação do caso 3

Tecnologia	Potência (MW)	Energia mínima (MWh)	Energia inicial (MWh)	Energia armazenada (MWh)	Energia descarregada (MWh)
Ar comprimido	400	0	2375,75	0	2375,75
Bateria iões de lítio	400	480	480 + 1120	0	1119
Baterias sódio-enxofre	400	240	240 + 2160	0	2160
Baterias VRB	400	0	1600	0	1600

Tabela 6-7 Diferentes valores de energia e percentagem dos diversos sistemas simulados no caso 3

Tecnologia	Energia necessária (MWh)	energia descarregada (%)
Ar comprimido	64115,3	3,7
Bateria iões de lítio	64115,3	1,7
Baterias sódio-enxofre	64115,3	3,3
Baterias VRB	64115,3	2,5

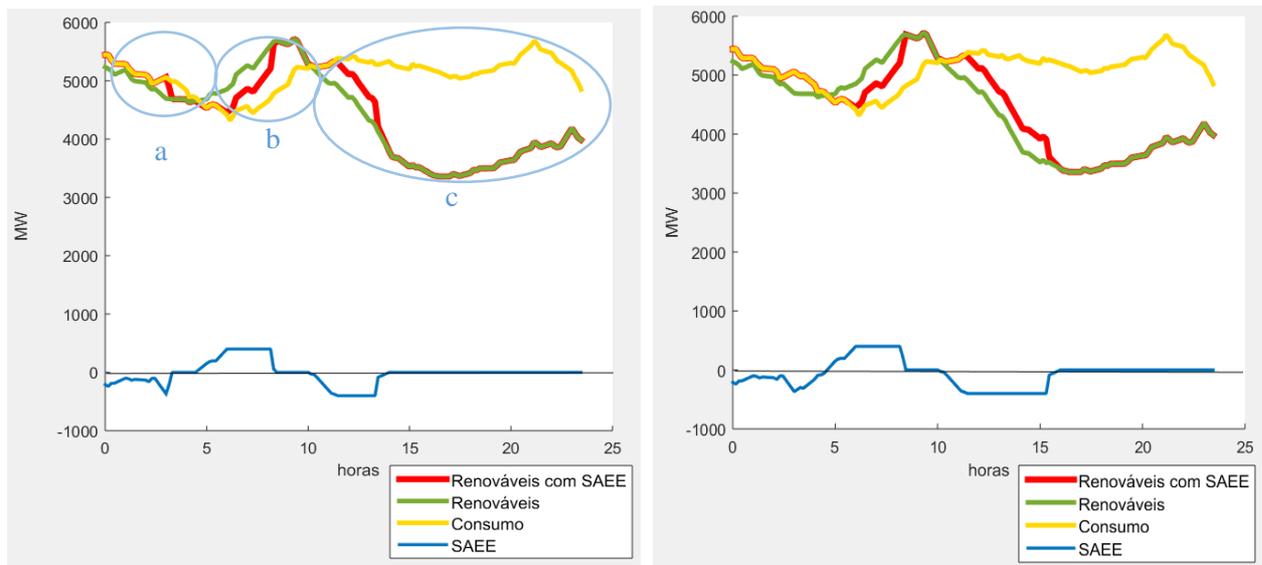
Os valores de energia inicial presentes na Tabela 6-6 foram armazenados no caso 2. Para que não ocorram perdas relevantes por auto-descarga, considera-se que o caso 3 ocorreu no dia seguinte ao do caso 2.

Da análise do diagrama de carga da Figura 6.3 (a) observa-se que a interligação de um sistema de armazenamento de iões de lítio com a rede permite um ligeiro aumento nos níveis de geração total no período das 0:00h às 2:00h (curva a vermelho). Dos dados da Tabela 6-6 e

Tabela 6-7 observa-se que o sistema de baterias de iões de lítio injeta na rede 1119 MWh, apenas 1,7% da energia necessária. Da análise do diagrama de carga da Figura 6.3 (b), verifica-se que este sistema de ar comprimido permite fornecer 2 vezes mais energia que o sistema de iões de lítio. Da Tabela 6-6 verifica-se que este sistema disponibiliza 2375,75 MWh, que é o valor mais elevado dos 4 sistemas. Os sistemas de sódio-enxofre e redox de vanádio fornecem 2160 MWh e 1600 MWh, respetivamente. Neste terceiro caso pretendia-se que, através da utilização de sistemas de armazenamento fosse possível reduzir ou até eliminar os níveis de energia importada, diminuído assim os custos de energia do SEE. Após a realização das simulações verificou-se que os níveis de potência e energia dos sistemas simulados não são adequados para compensar quebras de energia renovável ocorridas neste dia.

Caso 4 - Descida acentuada dos níveis de geração renovável

Na Figura 6.4 (a) e (b) são apresentados dois diagramas de carga obtidos na simulação utilizando sistema de armazenamento de baterias de íons lítio e ar comprimido, respetivamente. Em cada diagrama estão representadas as curvas relativas aos níveis de potência gerada total com ou sem sistema de armazenamento, aos níveis de consumo total e potência do sistema de armazenamento.



(a)

(b)

Figura 6.4 - Diagrama de carga relativos ao caso 4 utilizando baterias de íons de lítio (a) e ar comprimido (b)

Na Tabela 6-8 e Tabela 6-9 encontram-se os dados obtidos na simulação do caso 4.

Tabela 6-8 Diferentes valores de potência e energia dos 4 sistemas obtidos na simulação do caso 4

Tecnologia	Potência MW	Energia mínima MWh	Energia Inicial MWh	Energia descarregada MWh (a)	Energia armazenada MWh (b)	Energia descarregada MWh (c)
Ar comprimido	400	0	590,48	590,48	1801,78	1441,42
Bateria íons de lítio	400	480	480 + 590,48	590,27	1197,8	1119,67
Baterias sódio-enxofre	400	240	240 + 590,48	590,48	1801,78	1486,47
Baterias VRB	400	0	590,48	590,48	1801,78	1441,42

Tabela 6-9 Diferentes valores de energia e percentagem dos diversos sistemas simulados no caso 4

Tecnologia	Energia necessária MWh (a)	% de energia descarregada (a)	Energia disponível MWh (b)	% de energia armazenada (b)	Energia necessária MWh (c)	% de energia descarregada (c)
Ar comprimido	870,47	67,8	2962,65	60,8	18084,1	7,9
Bateria íons de lítio	870,47	67,8	2962,65	40,4	18084,1	6,2
Baterias sódio-enxofre	870,47	67,8	2962,65	60,8	18084,1	8,2
Baterias VRB	870,47	67,8	2962,65	60,8	18084,1	7,9

Os 590,48 MWh de energia inicial da Tabela 6-8 foram armazenados no período c) do caso 1. Mais uma vez, assume-se que o caso 4 ocorre no dia imediatamente após ao caso 1. Da análise do diagrama da Figura 6.4 (a), da Tabela 6-8 e da Tabela 6-9 conclui-se que no período a) os níveis de consumo são superiores à geração total e a única energia disponível são os 590,48 MWh iniciais. Nesta região os 4 sistemas descarregaram 67,8% da energia necessária, sendo apenas limitados pelos níveis de energia inicialmente disponíveis.

No período b) os níveis de geração superam o consumo em cerca de 2962,65 MWh, e da Tabela 6-9 verifica-se que os sistemas de baterias de íões de lítio armazenaram apenas 40,4% da energia em excesso. Comparativamente, da análise da curva a vermelho da Figura 6.4 b) observa-se que a quantidade de energia armazenada pelo sistema de ar comprimido foi limitada pelos níveis de potência máxima suportados (400 MW). Esta restrição fez com que no período b) o sistema de ar comprimido armazenasse apenas 1801,78 MWh. O mesmo se verificou no sistema de baterias sódio-enxofre e redox de vanádio.

No período c) os níveis de geração renovável diminuem de forma inesperada. Os sistemas de armazenamento simulados com tempos de resposta de segundos garantiram o seguimento dos níveis de consumo. Da análise da Figura 6.4 (a) verifica-se que após 2 horas do início do fornecimento de energia, os níveis de potência máxima suportados pelos sistemas não foram suficientes para manter o equilíbrio entre geração e consumo (curva a vermelho e a amarelo). Neste período o sistema de baterias íões de lítio descarregou um total de 1119 MWh, 6,2% da energia necessária. Comparativamente o sistema ar comprimido forneceu 1441,42 MWh, e o sistema de baterias de sódio-enxofre 1486,47 MWh, o valor mais elevado dos 4 sistemas.

Da análise dos diagramas e valores obtidos na simulação observou-se que os sistemas simulados permitiram fornecer cerca de 67% da energia necessária no período a). No período b) os sistemas de ar comprimido, baterias de sódio-enxofre e redox de vanádio armazenaram 60,8% e as baterias de íões de lítio 40,4% da energia disponível. Na região c), todos os sistemas de armazenamento garantiram níveis de geração iguais ao consumo num período de cerca de duas horas, no entanto, nenhum dos sistemas apresentou os níveis de energia e potência necessários para compensar na totalidade a diminuição da geração renovável no diagrama de carga.

Caso 5 – Erros nas previsões de geração

No diagrama de carga representado na Figura 6.5 estão representados os níveis de energia eólica previstos e gerados. A curva a vermelho representa a geração eólica monitorizada nas estações de

medição, a curva a amarelo representa a geração eólica prevista para essas estações de monitorização, e a curva azul que representa a energia eólica gerada no total para todo o território.

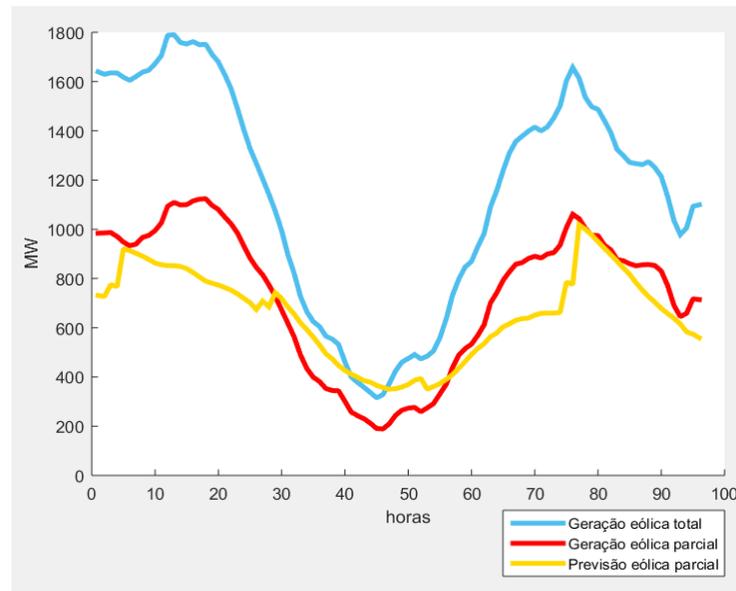


Figura 6.5 - Diagrama de carga da previsão e geração eólica parcial em comparação com a geração eólica total relativo ao caso 5

Como foi referido anteriormente as estações de previsão monitorizam cerca de metade das unidades de geração eólicas distribuídas ao longo do território português, pelo que foi necessário estimar as previsões dos níveis de geração para a totalidade do sistema de geração eólica.

Como se pode observar na Figura 6.5 as variações que ocorrem na curva da geração eólica parcial (curva a amarelo) e na curva da geração eólica total (curva a azul) não são iguais. Isto deve-se ao facto de as variações na intensidade, direção e sentido do vento que ocorrem ao longo território afetam de forma diferente os níveis de geração eólica ocorridas nos sistemas com monitorização e sem monitorização. A conversão dos valores de geração prevista relativos aos níveis de energia monitorizados para valores relativos à geração eólica total é então efetuada através da equação (24).

$$Previsão\ de\ geração\ eólica_{total}(i) = \frac{Previsão\ de\ geração\ eólica_{parcial}(i) * Geração\ eólica_{total}(i)}{Geração\ eólica_{parcial}(i)} \quad (24)$$

Após o calculo dos 96 valores de potência de previsão eólica total, constrói-se um novo diagrama de carga final da Figura 6.6. Este diagrama contém os valores de energia eólica gerada em todo o país juntamente com a respetiva previsão de energia eólica, calculada através da equação (24).

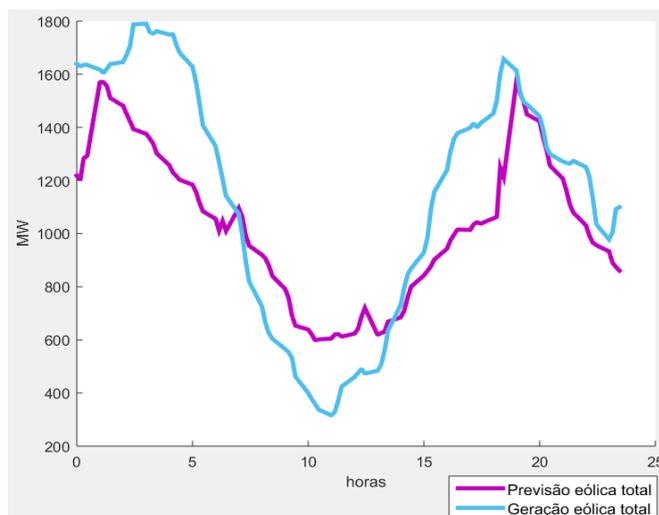


Figura 6.6 - Diagrama de carga da previsão de geração eólica vs geração real relativo ao caso 5

Simula-se agora o impacto dos 4 sistemas de armazenamento no diagrama de carga da Figura 6.6. Na Figura 6.7 (a) os níveis de geração e a previsão de geração eólica total são representados pelas curvas a azul e roxo respectivamente, juntamente com a curva a vermelho que representa os níveis de geração eólica auxiliados pelo sistema de armazenamento de baterias de íons de lítio. Na Figura 6.7 (b) é apresentado o mesmo diagrama de carga, mas desta vez utilizando o sistema de armazenamento de ar comprimido.

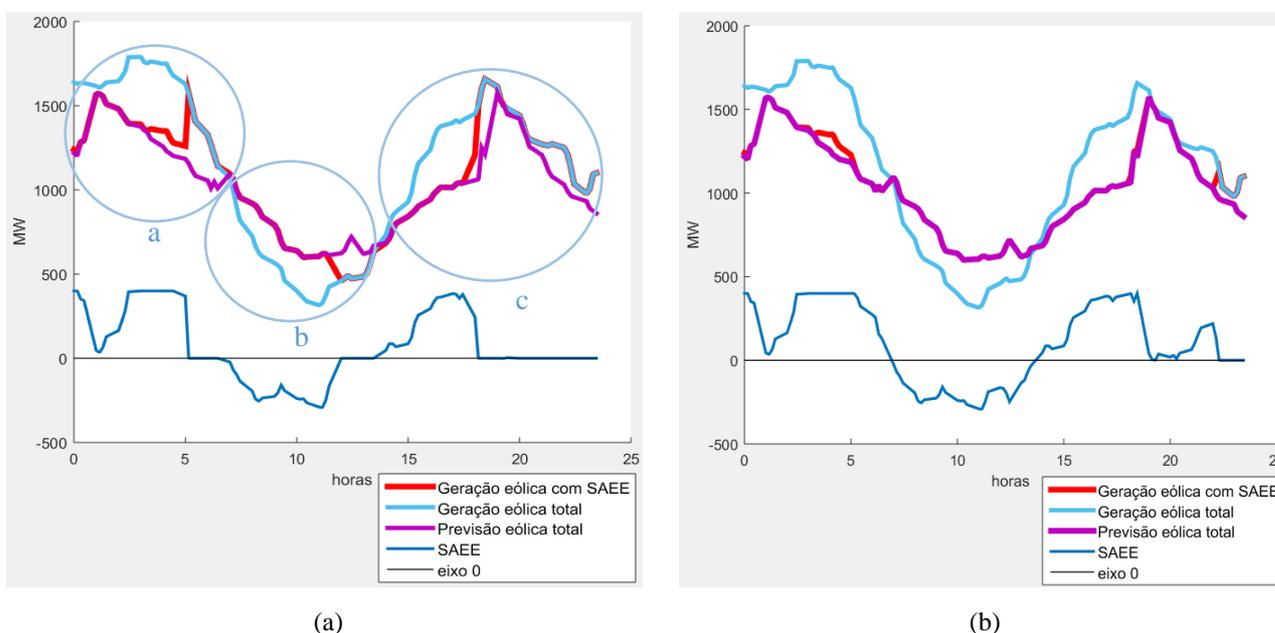


Figura 6.7 - Diagrama de carga utilizando sistema de baterias de íons de lítio (a) e de ar comprimido (b)

Na Tabela 6-10 e Tabela 6-11 são apresentados os dados obtidos na simulação.

Tabela 6-10 - Diferentes valores de potência e energia dos 4 sistemas obtidos na simulação do caso 5

Tecnologia	Potência MW	Energia mínima MWh	Energia inicial MWh	Energia armazenada MWh (a)	Energia descarregada MWh (b)	Energia armazenada MWh (c)
Ar comprimido	400	0	0	2087.43	1293.11	1842,44
Bateria iões de lítio	400	480	480	1197.87	1119,58	1198,54
Baterias sódio-enxofre	400	240	240	2087.43	1293.11	1842,44
Baterias VRB	400	0	0	1998.02	1280	1614,72

Tabela 6-11 - Diferentes valores de energia e percentagem dos diversos sistemas simulados no caso 5

Tecnologia	Energia disponível MWh (a)	% de energia armazenada (a)	Energia necessária MWh (b)	% de energia descarregada (b)	Energia disponível MWh (c)	% de energia armazenada (c)
Ar comprimido	2232.31	93,5	1293.11	100	1863.27	98,8
Bateria iões de lítio	2232.31	53,6	1293.11	86,7	1863.27	64,3
Baterias sódio-enxofre	2232.31	93,5	1293.11	100	1863.27	98,8
Baterias VRB	2232.31	89,5	1293.11	99,7	1863.27	86,6

Da análise da Figura 6.7 (a) e da Tabela 6-11 observa-se que no período a) os níveis de geração eólica são superiores à curva da geração prevista em cerca de 2232 MWh. Da Tabela 6-10 e Tabela 6-11 observa-se que o sistema de baterias de iões de lítio e redox de vanádio armazenam 53,6% e 89,5% da energia em excesso. Comparativamente, o sistema de ar comprimido e as baterias de sódio-enxofre armazenam 93,5% dos 2232 MWh em excesso. No diagrama Figura 6.7 (b) verifica-se que no período entre as 4:00h e 5:00h os níveis de potência eólica gerados juntamente com o sistema de armazenamento de energia elétrica (curva a vermelho) mantiveram-se superiores ao consumo. Isto porque os níveis de potência disponível foram superiores aos suportados pelo sistema. No período b) os níveis de geração eólica foram inferiores aos níveis inicialmente previstos. Nesta região foram necessários 1293,11 MWh para garantir o fornecimento de energia sem recorrer a outras fontes. Os sistemas de ar comprimido, baterias de sódio e baterias de redox de vanádio forneceram perto de 100% da energia necessária e o sistema de baterias de iões de lítio forneceu 77,8% da energia em falta. No período c) os sistemas de ar comprimido e baterias de sódio-enxofre armazenaram cerca de 98,8% da energia em excesso que não prevista, os sistemas de baterias de redox de vanádio armazenaram 86,6% e as baterias de iões de lítio 65,3%.

Neste ultimo caso os valores nominais de energia e potência dos sistemas simulados foram adequados para as necessidades do diagrama de carga. O sistema de baterias de iões de lítio armazenou em média 65% da energia em excesso enquanto que os restantes sistemas armazenaram

cerca de 93% da energia gerada acima do previsto. Relativamente aos períodos onde a energia gerada foi inferior ao previsto, o sistema de baterias de íões de lítio compensou 77,8% do valor em falta, e os restantes sistemas forneceram praticamente a totalidade da energia necessário.

6.2. Análise de resultados

Nesta seção são apresentados diversos valores de energia armazenada e descarregada, assim como o custo final da energia fornecida por esses sistemas. Com base nestes resultados realiza-se uma análise técnica e económica da utilização dos diferentes sistemas de armazenamento quando interligados com o sistema de energia elétrica.

Com base nos valores obtidos da Tabela 6-2, Tabela 6-4, Tabela 6-6, Tabela 6-8 e Tabela 6-10 construiu-se a Tabela 6-12 e Tabela 6-13. Nestas tabelas são apresentados os valores de energia utilizada no processo de armazenamento, assim como os valores médios diários e anuais. Os valores médios de energia diária são calculados através da média de energia de carga ou de descarga dos 5 casos. Os valores anuais resultam da multiplicação dos valores médios diários por 365 dias.

Tabela 6-12 - Valores finais de energia utilizada da rede elétrica por cada sistema

Tecnologia	Energia de carga (MWh)						
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Média diária	Média anual
Ar comprimido	3975,95	3385,47	0	1801,78	3929,87	2618,614	955794,1
Bateria íões de lítio	1789,73	1200,43	0	1197,8	2396,41	1316,874	480659
Baterias sódio-enxofre	3205,04	2614,56	0	1801,78	3929,87	2310,25	843241,3
Baterias VRB	2586,48	1996	0	1801,78	3612,74	1999,4	729781

Na Tabela 6-13 são apresentados os valores de energia de descarga em cada caso, diários, e anuais de cada uma das 4 tecnologias simuladas.

Tabela 6-13 - Valores finais de energia descarregada para a rede elétrica cada sistema

Tecnologia	Energia de descarga (MWh)						
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Média diária	Média anual
Ar comprimido	1857,93	0	2375,75	2031,9	1293,11	1511,738	551784,4
Bateria íões de lítio	1119,63	0	1120	1709,94	1119,58	1013,83	370048
Baterias sódio-enxofre	1857,93	0	2160	2076,95	1293,11	1477,598	539323,3
Baterias VRB	1600	0	1600	2031,9	1280	1302,38	475368,7

Através das percentagem de energia descarregada presentes na Tabela 6-3, Tabela 6-5, Tabela 6-7, Tabela 6-9 e Tabela 6-11 realiza-se uma análise global à capacidade que cada um dos sistemas têm para fornecer os níveis de energia em falta dos diagramas de carga, representada na Tabela 6-14.

Tabela 6-14 - Capacidade de resposta às necessidades energéticas dos diagramas de carga

Tecnologia	Percentagem de energia fornecida (%)					Média
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	
Ar comprimido	93,8	0	3,7	37,9	100	47,1
Bateria iões de lítio	56,1	0	1,7	37	86,7	36,3
Baterias sódio-enxofre	93,8	0	3,3	38	100	47,02
Baterias VRB	80,8	0	2,5	37,9	99,7	44,2

O calculado do custo final energia tem como base os valores de custos anuais de investimento e de manutenção de cada sistema apresentados na Tabela 6-1 juntamente com os valores de energia fornecidos à rede pelos sistemas ao longo do ano, apresentados na Tabela 6-12. Estes dados são agrupados na Tabela 6-15 e utilizados para o calculado final do custo da energia.

Tabela 6-15 - Valores finais de energia e de custo de energia dos diferentes sistemas

Tecnologia	Custo investimento M€	Custo de manutenção M€	Vida útil anos	Custo total M€/ano	Energia fornecida MWh/ano	Custo final €/MWh
Ar comprimido	216	37,8	36	7,05	551784,4	12,78
Bateria iões de lítio	310	54,25	20	18,21	370048	49,22
Baterias sódio-enxofre	602,8	105,49	12	59,02	539323,3	109,44
Baterias VRB	278	48,65	36	13,23	475368,7	32,72

O custo de energia em €/MWh foi determinado através da equação (26).

$$Custo\ de\ energia_{\text{€/MWh}} = \frac{Custo\ investimento_{\text{€/ano}} + Custo\ manutenção_{\text{€/ano}}}{Energia\ descarregada_{\text{MWh/ano}}} \quad (26)$$

6.2.1. Comparação de custos e estimativas de evolução

Após determinados os custos finais da energia fornecida por cada sistema obtidos na simulação é importante analisar se os valores são coerentes com os praticados na atualidade. O gráfico da Figura 6.8 permite comparar os preços da energia de cada um dos casos de estudo com os valores de referência registados em 2014 [34][35], e estimados para 2017 e 2020 [35].

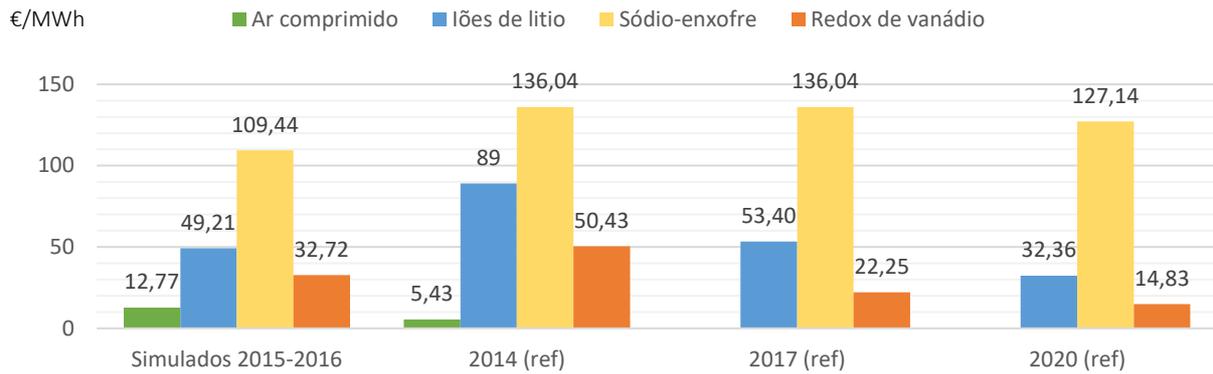


Figura 6.8 - Custo de energia por capacidade de armazenamento dos diferentes sistemas de armazenamento [34][35]

Da análise do gráfico da Figura 6.8 confirma-se que os sistemas de baterias de iões de lítio, sódio-enxofre e redox de vanádio apresentaram preços de energia inferiores aos praticados em 2014. Esta diferença entre os valores simulados e os de referência é justificada pelo facto de não se considerar um ciclo de carga e descarga completo por dia, o que resultou em valores de vida útil superiores aos valores nominais. Já o sistema de ar comprimido apresentou custos finais de energia superiores aos de referência para o ano 2014. Ao contrário do que aconteceu com o sistema de redox de vanádio, o cálculo da vida útil baseada no número de ciclos resultou numa vida útil inferior ao valor máximo da gama de anos de vida útil deste sistema. Adicionalmente as amplas gamas de valores de custo de investimento por potência instalada e utilização de sistemas exemplo em fase de projeto contribui para que os valores obtidos fossem mais próximos dos valores futuros.

Dos dados do gráfico prevê-se ainda que os custos de energia associados ao sistema de sódio-enxofre permanecerão praticamente inalterados nos próximos anos sendo esperada apenas uma ligeira redução de 7% em 2020 face aos valores de 2014. Por outro lado, são esperadas grandes quebras nos custos de energia fornecida pelos sistemas de baterias de redox de vanádio e principalmente de iões de lítio. Com base nos valores de referência estima-se que o custo de energia fornecida pelos sistemas de redox de vanádio diminua 20% entre 2014 e 2017, e 49% até 2020. Com base nestas previsões calcula-se que o custo de energia obtida nesta simulação diminua para 26,17 €/MWh no fim de 2017 e para 16,68 €/MWh em 2020. Relativamente aos sistemas de baterias de iões de lítio, os desenvolvimentos levados a cabo pela indústria de veículos elétricos e consumíveis eletrónicos têm resultado em melhorias na densidade de potência, maiores profundidades de descarga e redução nos custos de fabrico da tecnologia [36]. Com base na evolução dos preços da energia fornecida em 2014, 2017 e 2020, estima-se que os valores obtidos nesta dissertação sofram uma redução de 45% no final de 2017 (diminuindo para 26,93 €/MWh) e cerca de 63% em 2020 (diminuindo para 18,11 €/MWh). Relativamente ao sistema de ar

comprimido não existem dados relativos ao ano 2017 e 2020, no entanto não são esperados investimentos neste tipo de tecnologia, o que resulta numa estagnação de custo de energia.

6.2.2. Rentabilidade do investimento

Para determinar a viabilidade do investimento é realizado uma análise dos ganhos económicos obtidos através da utilização de cada um dos sistemas de armazenamento, para os diferentes casos. Começa-se por analisar a utilização de sistemas de baterias de iões de lítio no caso 1. Na Figura 6.9 (a) observa-se que a energia injetada no período (b) foi armazenada no período (a). Através da análise dos preços da energia no mercado português para esse dia (utilizando os dados do MIBEL) na Figura 6.9 (b) determina-se a diferença entre o custo médio da energia no período de descarga (b) e o custo médio da energia na fase de armazenamento (a).

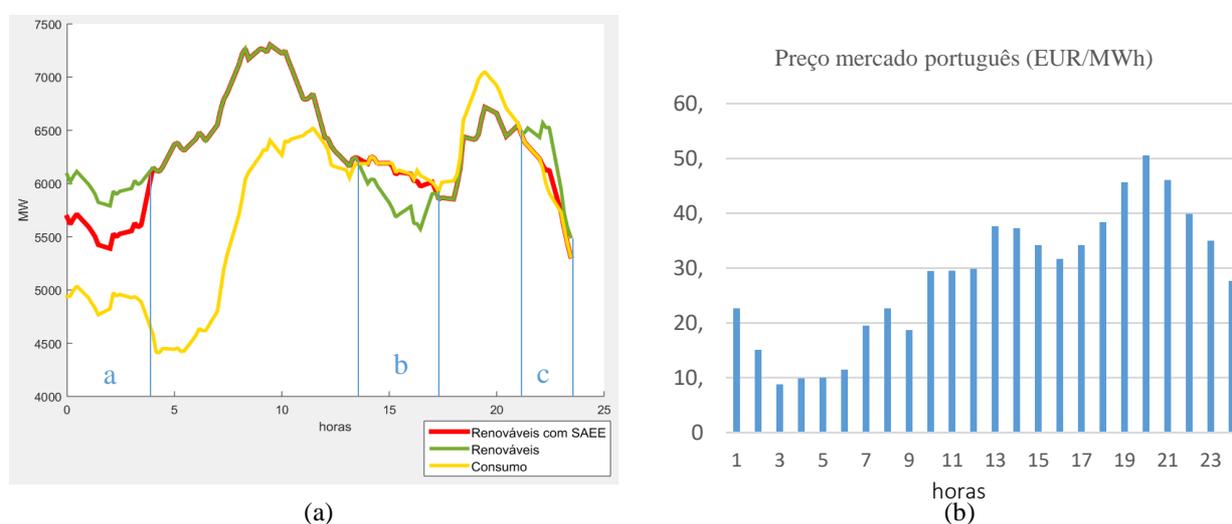


Figura 6.9 Diagrama de carga utilizando baterias de iões de lítio (a) e gráfico do custo de energia em cada hora (b) relativos ao caso 1

Com base nos dados da Figura 6.9 (a) e (b), e fazendo a mesma análise para os restantes sistemas constrói-se a Tabela 6-16 onde são apresentados os custos médios da energia na fase de carga e descarga, e a diferença entre eles.

Tabela 6-16 - Preço médio de energia utilizada na fase de carga e descarga relativos ao caso 1

Tecnologia	Preço médio da energia de carga (a) €/MWh	Preço médio da energia descarregada (b) €/MWh	Ganhos médios (b) – (a) €/MWh	Preço médio na fase de carga (c) €/MWh
Ar comprimido	15,0	39,5	24,5	37,1
Bateria iões de lítio	14,1	35,0	20,9	37,1
Baterias sódio-enxofre	13	39,5	26,5	37,1
Baterias VRB	13,3	38,7	25,4	37,1

Da análise dos custos de energia na Tabela 6-16 verifica-se que ao armazenar energia no período (a) e reutilizá-la no período (b) seriam possíveis poupanças na ordem de 20 a 26 euros por cada MWh de energia descarregada. Comparando com os custos de energia final que cada um dos sistemas fornece presentes na Tabela 6-15 conclui-se das 4 tecnologias simuladas, apenas o sistema de ar comprimido permitiu fornecer energia com um custo inferior aos ganhos obtidos com a sua utilização. Por outro lado, os sistemas de baterias de iões de lítio, de sódio enxofre e de redox de vanádio não foram rentáveis uma vez que os custos associados ao seu investimento e manutenção superam aos ganhos conseguidos através da utilização dos sistemas, o que resulta em prejuízos por cada MWh de energia fornecida.

O caso 2 e 3 são analisados em conjunto, já que a fase de carga ocorre no caso 2, e a fase de descarga ocorre no caso 3. Na Figura 6.10 (a) são apresentados os diagramas de carga do sistema de baterias de iões de lítio, e na Figura 6.10 (b) os custos de energia para cada hora ocorridos durante o dia do caso 2. A análise dos custos médios da energia nas horas de carga e descarga para cada uma das restantes tecnologias é efetuada com base nos respetivos diagramas de carga presentes nos anexos.

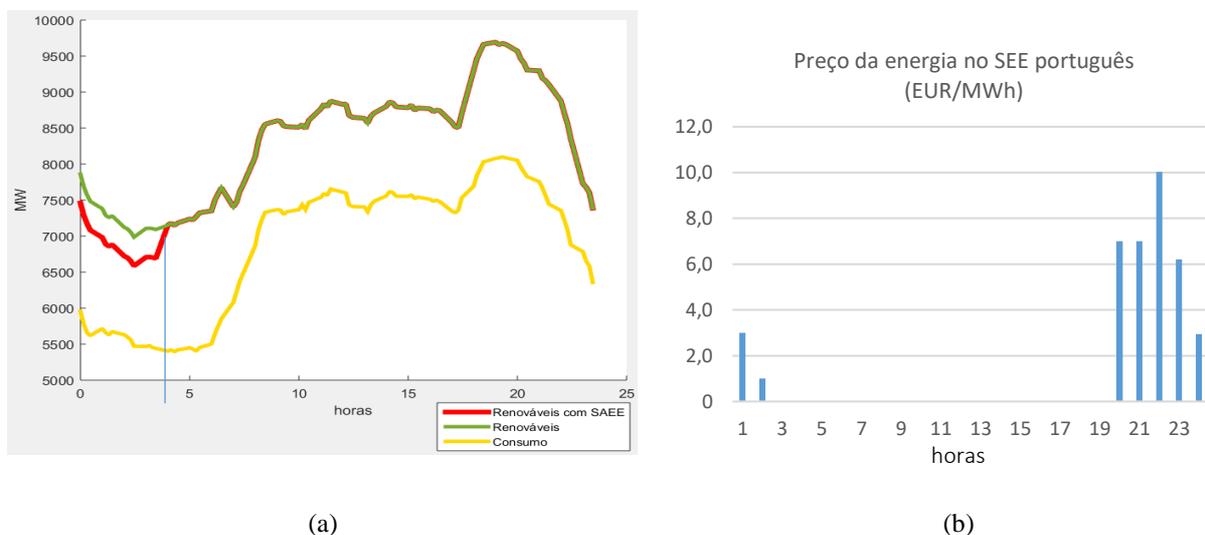


Figura 6.10 - Diagrama de carga utilizando baterias de iões de lítio (a) e gráfico do custo de energia em cada hora (b) relativos ao caso 2

Na Figura 6.11 (a) é apresentado o diagramas de carga utilizando o sistema de baterias de iões de lítio, e na Figura 6.11 (b) os custos de energia para cada hora ocorridos durante o dia do caso 3.

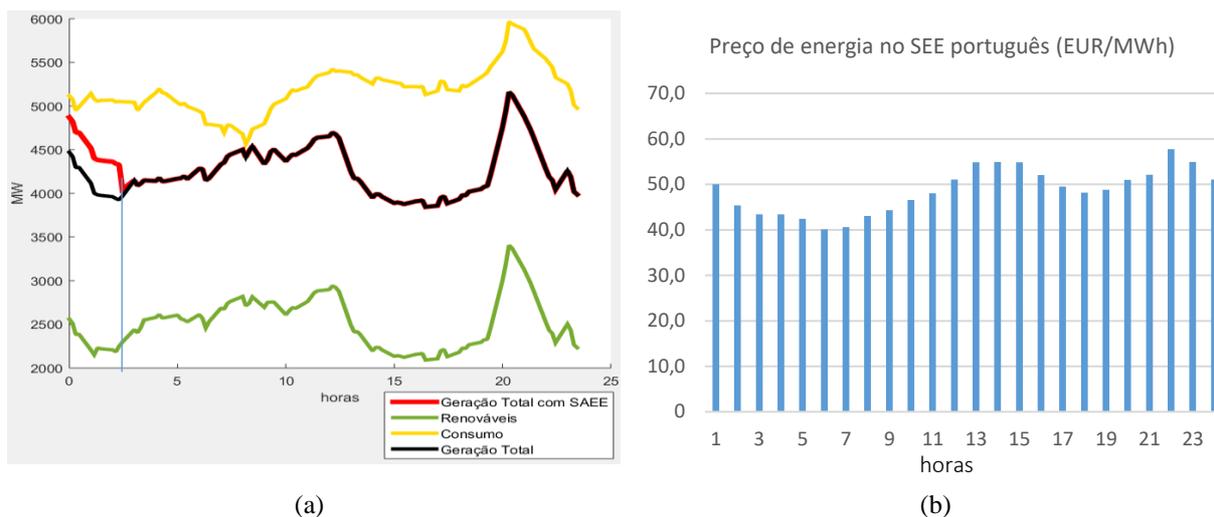


Figura 6.11 - Diagrama de carga utilizando baterias de iões de lítio (a) e gráfico do custo de energia em cada hora (b) relativos ao caso 3

Na Tabela 6-17 são apresentados os custos médios da energia na fase de carga e da fase da descarga para o caso 2 e 3 respetivamente, juntamente com a diferença entre os dois casos.

Tabela 6-17 - Preço médio de energia utilizada na fase de carga e descarga relativos ao caso 2 e 3

Tecnologia	Custo da energia de carga (caso 2) €/MWh	Custo da energia de descarga (caso 3) €/MWh	Ganhos médios (caso 3) – (caso 2) €/MWh
Ar comprimido	0,6	45	44,4
Bateria iões de lítio	1	46,2	45,2
Baterias sódio-enxofre	0,7	45	44,3
Baterias VRB	0,8	46	45,2

A utilização de sistemas de armazenamento permitiu armazenar a energia em excesso no caso 2 e reutiliza-la no caso 3. Da Tabela 6-17 observa-se que o preço médio da energia carregada durante o caso 2 foi muito inferior em comparação aos preços praticados no caso 3, o que resultou em ganhos na ordem dos 45 €/MWh para as 4 tecnologias de armazenamento. Comparando com os custos de energia fornecida por cada sistema, conclui-se que os ganhos obtidos compensam os custos de investimento e manutenção associados aos sistemas de ar comprimido e de redox de vanádio. Por outro lado, os sistemas de baterias de iões de lítio apresentam custos finais de 49,2 €/MWh o que neste caso resulta em perdas de 4 euros por cada MWh descarregado. Com um custo final de 109,44 €/MWh, as baterias de sódio enxofre são os sistemas que apresentam maior prejuízo.

Na Figura 6.12 (a) representa-se o diagrama de carga do sistema de baterias de iões de lítio para o caso 4, e na Figura 6.12 (b) o custo de energia médio em cada hora para esse período (os diagramas de carga dos restantes sistemas de armazenamento encontram-se em anexo).

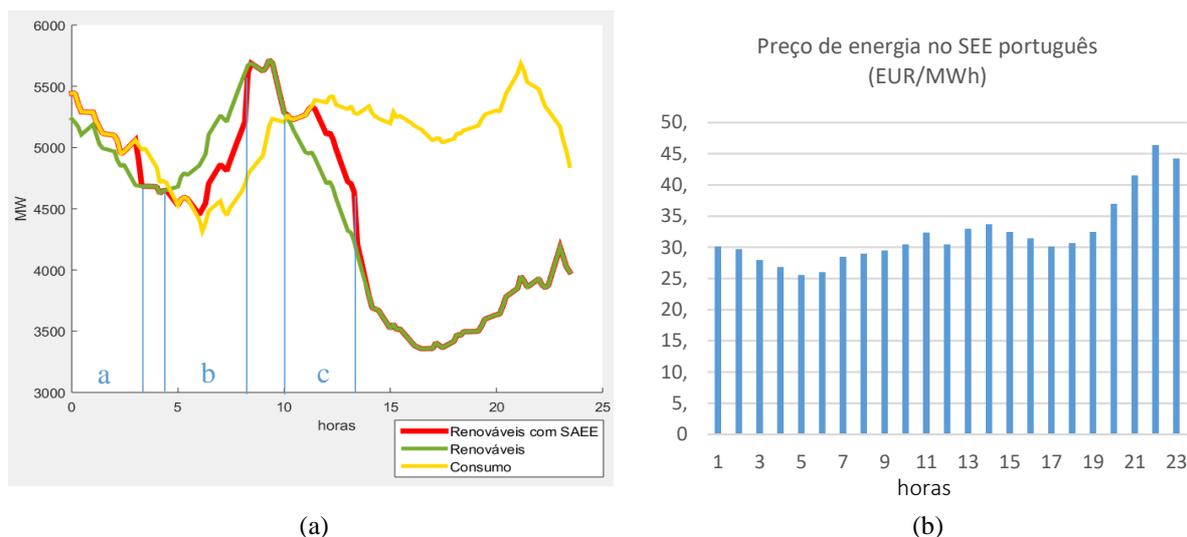


Figura 6.12 - Diagrama de carga utilizando baterias de iões de lítio (a) e gráfico do custo de energia em cada hora (b) relativos ao caso 4

Na Figura 6.12 são assinalados os períodos de descarga (a) e (c) e de carga (b) para o sistema de baterias de iões de lítio, e na Tabela 6-18 são apresentados os custos médios para as respetivas fases de carga e descarga. De forma semelhante aos casos anteriores, o calculo dos custos médios das restantes tecnologias são calculados com base nos diagramas de carga presentes em anexo. De notar que a energia descarregada em (a) foi armazenada no período (c) do caso 1.

Tabela 6-18 - Preço médio de energia utilizada na fase de carga e descarga relativos ao caso 1 e 4

Tecnologia	Custo médio na fase de descarga (a) €/MWh	Ganhos médios (a) – (c) caso 1 €/MWh	Custo médio na fase de carga (b) €/MWh	Custo médio na fase de descarga (c) €/MWh	Ganhos médios (c) – (b) €/MWh
Ar comprimido	28,6	- 8,5	28	32	4
Bateria iões de lítio	28,6	- 8,5	27,2	31,6	4,4
Baterias sódio-enxofre	28,6	- 8,5	28	32	4
Baterias VRB	28,6	- 8,5	28	32	4

Analisando o custo médio da energia presentes na Tabela 6-16 e Tabela 6-18 verifica-se que a reutilização de sistemas de armazenamento energia no período (a) não foi economicamente viável já que o preço de energia em excesso armazenada foi superior ao preço praticado no período (c) do caso 1. Nos períodos (b) e (c) a reutilização de energia resultou em ganhos médios de apenas 4 €/MWh o que não permitiu rentabilizar o investimento.

Na Figura 9.12 (a) representa-se o diagrama de carga do sistema de baterias de iões de lítio para o caso 5, e na Figura 9.12 (b) o custo de energia médio em cada hora para esse período (os diagramas de carga dos restantes sistemas de armazenamento encontram-se em anexo).

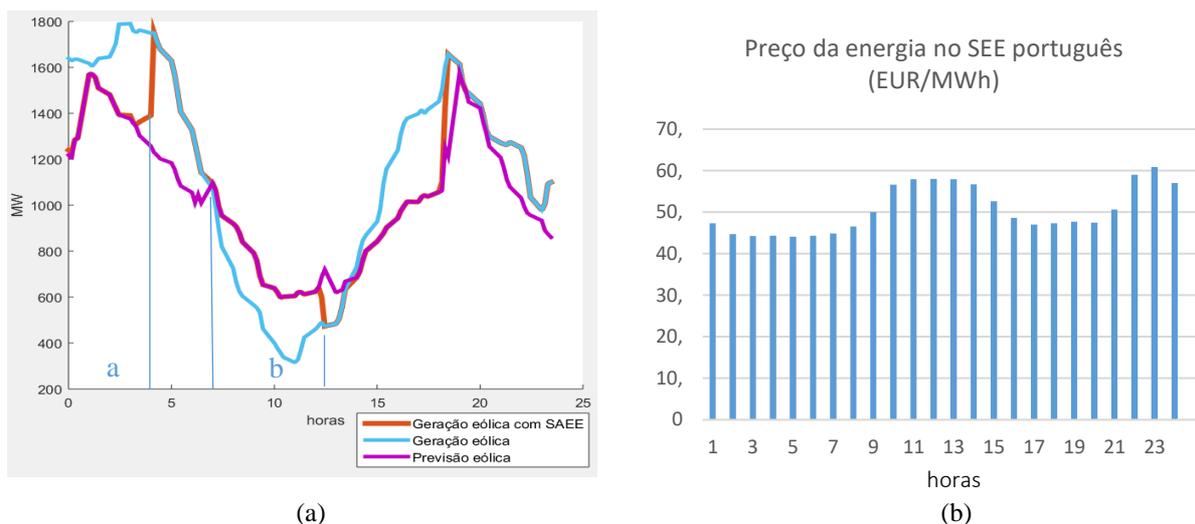


Figura 6.13 - Diagrama de carga utilizando baterias de iões de lítio (a) e gráfico do custo de energia em cada hora (b) relativos ao caso 5

Na Figura 9.12 (a) são assinalados os períodos de carga (a) e de descarga (b) para o sistema de baterias de iões de lítio, e na Tabela 6-19 são apresentados os custos médios para as respetivas fases de carga e descarga.

Tabela 6-19 - Preço médio de energia utilizada na fase de carga e descarga relativos ao caso 5

Tecnologia	Custo médio na fase de carga (a) €/MWh	Custo médio na fase de descarga (b) €/MWh	Ganhos médios (a) – (b) €/MWh
Ar comprimido	44,8	52,5	7,7
Bateria iões de lítio	45,1	51,1	6
Baterias sódio-enxofre	44,8	52,5	7,7
Baterias VRB	44,8	52,5	7,7

Da análise da diferença entre os preços da energia de carga e descarga das fases (a) e (b) presentes na Tabela 6-19, observa-se que os ganhos obtidos com a reutilização de energia não foram suficientes para pagar o investimento associado aos sistemas de armazenamento.

Após analisar os 5 casos, conclui-se que a utilização de sistemas de armazenamento nem sempre foi economicamente vantajosa. Nos casos 1, 2 e 3 a diferença de preços entre a fase de carga e descarga permitiu suportar o investimento realizado na construção dos sistemas de ar comprimido e redox de vanádio. Já os casos 4 e 5 a diferença de preços praticados não foram suficientes para compensar o investimento dos sistemas simulados. No entanto, a interligação dos sistemas com a rede elétrica traz benefícios a nível de gestão e fiabilidade o que indiretamente provoca uma redução nos custos finais da energia gerada. Adicionalmente, espera-se que o aumento do mercado de tecnologias de armazenamento origine uma redução nos custos finais de cada sistema.

6.2.3. Comparação de tecnologias de armazenamento

SAEE de ar comprimido (CAES): sistema com elevados níveis de potencia e energia. Tem como limitação necessitar das condições geológicas adequadas para atingir os níveis de potencia e energia pretendidos, e de recorrer à queima de gás como método para reutilizar a energia. A ausência de energia mínima e de perdas por auto-descarga permitiu fornecer um máximo de 2375 MWh por ciclo. Com um rendimento de apenas 70%, o sistema de armazenamento de ar comprimido absorveu um total de 955,8 GWh durante a fase de carregamento. Deste valor, 57% da energia foi reutilizada pelo sistema de energia, 30% foram dissipados na forma de perdas e a restante energia não foi utilizada. Este sistema forneceu 551,8 GWh ao sistema elétrico, o que permitiu compensar 47,1% da energia em falta permitindo uma redução no consumo de energias fósseis ou de energia importada. A nível económico, foi estimado um investimento de 216 milhões de euros na construção de 2 unidades de armazenamento. Considerando uma vida útil de 36 anos, os custos anuais de investimento e manutenção fixaram-se em 7,05 milhões de euros, o que resultou num custo final de energia de 12,78 €/MWh.

SAEE de baterias convencionais de iões de lítio (Li-ion): utilizado numa vasta gama de aplicações portáteis e de média dimensão. Tem como principal desvantagem o número de ciclos limitado. A nível técnico, a existência de um valor de energia mínima de 480 MWh restringiu os valores de energia armazenada e conseqüentemente o valor de energia útil. Por outro lado, a auto-descarga diária originou perdas de energia adicionais que variam consoante a duração do período de repouso ou de descarga. Estes dois fatores resultaram numa diminuição da capacidade nominal de 1600 MWh para valores inferiores a 1120 MWh. Em contrapartida a eficiência cíclica de 93,5% permitiu reduzir as perdas energéticas. Este sistema utilizou 480 GWh durante o período de carregamento e reutilizou cerca de 370,5 GWh. Da energia inicialmente armazenada 77% foi reutilizada e a restante energia foi convertida em perdas ou não foi utilizada. No período simulado, o sistema de bateria de iões de lítio permitiu compensar 34,5% das necessidades energéticas dos diagramas de carga analisados. Para garantir os valores de potência e energia simulados foram utilizadas 4 unidades de armazenamento, com um investimento total de 310 milhões de euros. Estimando uma vida útil de 20 anos o custo anual total dos sistemas fixou-se em 18,21 milhões de euros, resultando num preço final de energia de 49,22 €/MWh.

SAEE de baterias convencionais de sódio-enxofre (NaS): a existência de um valor de energia mínima de manutenção teve um grande impacto no valor de energia armazenada e descarregada. Os níveis máximos de armazenamento por ciclo diminuíram de 2400 MWh para 2160 MWh. Em

contrapartida, a eficiência cíclica de 82,5% permitiu reduzir as perdas de energia. No total o sistema utilizou 843,2 GWh no processo de armazenamento, onde 64% (539,3 GWh) foi reutilizado pelo sistema elétrico, 17,5% foi dissipada e a restante não foi reutilizada. Este sistema permitiu assim compensar 46,8% da energia em falta nos diagramas de carga analisados. A nível económico, foi estimado um investimento inicial de 602 milhões de euros na construção de 8 unidades de armazenamento. Com uma vida útil de 16 anos, os custos anuais totais fixaram-se em 59,02 milhões de euros, o que resultou num custo final de energia de 109,44 €/MWh.

SAEE de baterias de fluxo de redox de vanádio (VRB): sistema com valores de potencia e energia independentes, adequado a grandes aplicações, com tempos de vida útil e descargas profundas. Tem como principal desvantagem, estar em estado de desenvolvimento e não existir grande disponibilidade comercial. Com uma capacidade nominal de 1600 MWh, sem perdas de energia através de auto-descarga e sem energia mínima permitiu que este sistema descarregasse até um máximo de 1600 MWh por ciclo. Nos casos simulados, este sistema utilizou 729,79 GWh no processo de carregamento, fornecendo à rede elétrica cerca de 475,37 GWh. Da energia absorvida, 65,1% foi injetada no sistema elétrico, 20% foi convertida em perdas e a restante não foi utilizada. Da comparação dos valores de energia em falta na rede elétrica e dos valores de energia de descarga conclui-se que este sistema assegurou 42,2% das necessidades energéticas dos diagramas de carga analisados. Para a construção deste sistema, estimou-se a construção de 20 unidades de armazenamento, num investimento total de 278 milhões de euros. O número elevado de ciclos permitiu uma vida útil de 31 anos, o que resultou num custo anual total de cerca 13,23 milhões de euros. O custo final de energia fornecida por este sistema foi de 32,73 €/MWh.

Na Tabela 6-20 realiza-se uma comparação qualitativa das principais características dos sistemas.

Tabela 6-20 Comparação qualitativa final das principais características dos sistemas simulados

	Flexibilidade	Rendimento η	Energia fornecida	Compensação diagrama	Vida útil	Preço energia	Perspetiva de evolução
CAES	Reduzida	Médio	Elevada	Média	Elevada	Baixo	Reduzida
Li-ion	Elevada	Muito elevado	Média	Média	Média	Médio	Muito elevada
NaS	Elevada	Elevado	Elevada	Média	Reduzida	Muito Elevado	Reduzida
VRB	Elevada	Elevado	Média	Média	Elevada	Médio	Média

7. Conclusão e Trabalhos Futuros

7.1. Conclusão

Nesta dissertação realizou-se uma análise técnica e económica de diferentes tecnologias de armazenamento em larga escala interligadas com sistemas de geração de energia renovável intermitente.

Da análise dos níveis de energia renovável gerados nos países europeus observou-se que no ano 2014 em Portugal, 27% da energia elétrica gerada teve origem em fontes renováveis. Estes níveis de geração intermitente, na sua maioria eólica e solar, têm um grande impacto nos diagramas de carga, levando a problemas, tais como variações súbitas do nível de geração, excesso e falta de energia face aos níveis de consumo, dificuldade na previsão e gestão dos níveis de geração renovável. Para diminuir o impacto deste tipo de geração optou-se por analisar a utilização de uma reserva operacional com base em sistemas de armazenamento de energia elétrica em larga escala. Após uma análise detalhada das diferentes tecnologias destacaram-se 4 sistemas, nomeadamente os sistemas de armazenamento de ar comprimido, baterias convencionais de íões de lítio, baterias de sódio-enxofre e baterias de fluxo de redox de vanádio. Para analisar o impacto dos sistemas de armazenamento nos diagramas de carga desenvolveu-se um modelo matemático em *Matlab*® capaz de calcular as trocas de energia entre os sistemas e a rede, os níveis de potência de carga e descarga e os custos finais de energia. Na simulação foi considerado um valor fixo de potência nominal de 400 MW idêntico para os 4 sistemas. Com base nesse valor, determinaram-se os níveis de energia característicos de cada sistema, nomeadamente 2400 MWh para o sistema de baterias de sódio enxofre, 2375 MWh para o sistema de ar comprimido e 1600 MWh para o sistema de íões de lítio e redox de vanádio. Após a simulação dos 5 diagramas de carga exemplo que refletem os problemas da intermitência, foram recolhidos diversos dados técnicos e económicos que permitiram analisar quais as tecnologias mais adequadas para uma utilização em larga escala.

Relativamente ao sistema de ar comprimido, o método de armazenamento de energia através da pressurização de ar em reservatórios naturais permitiu reduzir os custos associados ao sistema. Num período de um ano, a interligação deste sistema com a rede permitiu adicionar 551,7 GWh nos períodos em falta, o que compensou cerca de 47,1% das quebras de energia provocadas pela geração intermitente. O preço final da energia fornecida à rede fixou-se em 12,77 €/MWh, o que garantiu a rentabilidade do investimento em cerca de metade dos casos simulados. Porém, a necessidade de recorrer a estas cavernas naturais cuja disponibilidade é reduzida, juntamente com a dependência de volumes adequados para atingir os níveis de energia projetados, fazem com que

apenas seja possível utilizar estes sistemas sob condições muito específicas. Adicionalmente, o rendimento cíclico de 70% (o menor valor dos sistemas analisados) resultou em perdas de energia elevadas.

Com níveis de energia semelhantes, mas com eficiência cíclica de 82,5% e com a possibilidade de ser instalado numa vasta gama de aplicações, o sistema de baterias convencionais de sódio-enxofre apresenta características técnicas superiores ao do sistema de ar comprimido. Com base nos valores obtidos nas simulações verificou-se que o sistema de sódio-enxofre forneceu ao sistema elétrico 539,3 GWh compensando cerca de 46,7% das necessidades da rede. Apesar do valor nominal superior, este valor foi ligeiramente inferior ao do sistema de ar comprimido devido ao facto de o sistema de sódio enxofre necessitar de um valor de energia mínima de 10%, o que limitou os níveis de energia finais do sistema. Por outro lado, o maior nível de complexidade de fabricação das baterias desta tecnologia faz com que os custos de totais sejam os mais elevados dos 4 sistemas. Com um custo final de 109,44 €/MWh e sem perspectivas que ocorram reduções significativas no custo de energia, as baterias de sódio enxofre são consideradas, a nível económico, a solução menos interessante.

Dos restantes sistemas, as baterias de iões de lítio e de redox de vanádio são consideradas as soluções mais equilibradas a curto e a longo prazo respetivamente. Relativamente às baterias de iões de lítio, a existência de um valor de energia mínima de 30% (energia mantida no sistema para garantir a estabilidade e a longevidade dos ciclos) resultou num valor de capacidade inferior ao valor nominal de 1600 MWh. No período simulado, o sistema forneceu um total de 370 GWh, o que permitiu compensar 34,5% da energia em falta nos períodos de baixa. Em contrapartida, a eficiência cíclica de 93,5% fez com que as perdas energéticas fossem reduzidas. A nível económico, o sistema de baterias de iões de lítio apresentou um custo final de energia de 49,21 €/MWh, cerca de metade dos obtidos com a utilização de baterias de sódio-enxofre. No entanto, o investimento realizado no desenvolvimento deste tipo de tecnologia tem permitido um aumento da densidade de energia e potência por unidade de volume, juntamente com uma redução acentuada nos custos finais. Dados recentes apontam para que os custos de energia obtidos nesta dissertação sofram uma redução de 63% em 2020, ou seja, a energia fornecida nesta simulação custará cerca de nesta simulação terá um custo final 18,11 €/MWh.

Com uma capacidade nominal semelhante, mas sem energia mínima de manutenção, o valor de energia do sistema baterias de fluxo redox de vanádio final foi de 1600 MWh. Através do simulador determinou-se que foram utilizados 729,8 GWh na fase de carga, e descarregados 475

GWh. Este sistema permitiu assim compensar 44,2% dos níveis de energia em falta no sistema, apenas 2,9% menos que com o sistema de ar comprimido. De forma semelhante ao sistema de iões de lítio é esperado que os custos associados a este sistema sofram uma redução de 49% dos valores obtidos nesta simulação. Assim, estima-se que o custo de energia de 32,73 €/MWh sofra uma redução para 16,68 €/MWh em 2020. Porém, a disponibilidade comercial deste sistema é muito baixa face comparativamente ao sistema de iões de lítio. O número reduzido de produtos comercializados poderá restringir a adoção e utilização destes sistemas em aplicações larga escala.

Com base nos dados obtidos, conclui-se que ao compensar 46% das necessidades do sistema com um custo final de 32,73 €/MWh e a possibilidade de ser instalado em virtualmente qualquer aplicação, o sistema de redox de vanádio é considerado, teoricamente, a melhor solução técnica e económica a interligar com o SEE de geração intermitente.

Pode-se ainda afirmar que a longo prazo, os desenvolvimentos tecnológicos nos sistemas de baterias de iões de lítio permitirão fornecer energia a cerca de metade do custo praticado atualmente. Por outro lado, o aumento da densidade de energia e das profundidades de descarga resultarão em níveis de energia armazenada mais elevados. Num futuro próximo, as baterias de iões de lítio terão custos de energia final mais reduzidos, níveis de energia fornecida superiores e uma grande disponibilidade comercial, o que fará deste tipo de tecnologia uma das melhores soluções a utilizar no sistema de energia elétrico.

7.2. Trabalhos futuros

Os resultados obtidos nesta dissertação foram coerentes com os esperados, porém existe a possibilidade de melhorias na análise dos diagramas e dos sistemas de armazenando.

Através de modificações no algoritmo desenvolvido é possível adicionar a capacidade de se efetuar uma análise automática para os 365 dias do ano. Com esta alteração são evitadas projeções, cálculos de médias e arredondamentos que causam o aumento do erro associado aos resultados obtidos. A adição de um algoritmo de degradação aos sistemas de baterias permitia simular de forma mais exata a diminuição nos valores de capacidade de energia armazenada que ocorrem ao longo da vida útil do sistema. Existe ainda a possibilidade de modificar o algoritmo de forma a permitir introduzir os preços horários do MIBEL e de analisar quais os períodos que permitem armazenar energia a um menor custo, e descarregar nos períodos onde o custo é mais elevado. Por outro lado, a simulação de tecnologias diferentes das analisadas poderá trazer outros benefícios técnicos e económicos.

8. Bibliografia

- [1] The Guardian. <https://www.theguardian.com/environment/2016/may/18/portugal-runs-for-four-days-straight-on-renewable-energy-alone> Acesso a 23/09/2016
- [2] Eurostat, “Renewable energy in EU”, 10/02/2016
- [3] Público. <https://www.publico.pt/ecosfera/noticia/renovaveis-garantiram-63-do-consumo-electrico-em-portugal-em-2014-1681364> Acesso a 13/02/2016
- [4] Observador. <http://observador.pt/2016/02/10/portugal-7-pais-da-ue-maior-fatia-renovaveis-2014/> Acesso a 13/02/2016
- [5] Moura, Pedro, “Planeamento de Energia”, slide 1 de apoio à disciplina de Planeamento e Produção de Eletricidade, 2014/2015
- [6] Moura, Pedro, “Integração em Larga Escala de Geração Renovável Intermitente”, slide 12 de apoio à disciplina de Planeamento e Produção de Eletricidade, 2014/2015
- [7] Imperial College London (ICL), “Integration of Renewable Energy in Europe”, 14 Junho 2014
- [8] REN. <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiariaDiagrama.aspx>. Acesso em 13/01/2016
- [9] Lopes, Sérgio, “Tecnologias De Armazenamento De Energia Para Fornecimento De Serviços De Sistema”, Setembro 2015
- [10] Decourt, Benoit, Debarre, Romain, “Electricity Storage”, SBC Energy Institute, Setembro 2013
- [11] PPE 13 Moura, Pedro, “Planeamento de Energia”, slide 1 de apoio à disciplina de Planeamento e Produção de Eletricidade, 2014/2015
- [12] Electrical energy Storage: white paper, International Electrotechnical Commission (IEC), Dezembro 2011 <http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf> Acesso em 21/10/2016
- [13] Maxwell. <http://www.maxwell.com/products/ultracapacitors/48v-modules> Acesso em 15/09/2016
- [14] University of Colorado. http://www.colorado.edu/physics/phys1120/phys1120_sp08/mainPage10.html Acesso em 17/08/2016
- [15] ClimaTechWiki. <http://www.climatetechwiki.org/technology/jiqweb-ph> Acesso em 17/08/2016
- [16] The Linde Group. <http://www.the-linde-group.com/en/clean-technology/clean-technology-portfolio/energy-storage/liquid-air-energy-storage/index.html> Acesso em 21/08/2016

- [17] Inhabitat. <http://inhabitat.com/solving-the-energy-storage-conundrum-with-compressed-air-chambers/> Acesso em 25/08/2016
- [18] Power. <http://www.powermag.com/beacon-power-makes-a-comeback/> Acesso 25/08/2016
- [19] Nova Next. <http://www.pbs.org/wgbh/nova/next/tech/melting-to-keep-cool/> Acesso em 25/08/2016
- [20] Wind Up Battery. <http://www.windupbattery.com/wind/hydrogen-hybrid-prenzlau.htm> Acesso em 26/08/2016
- [21] Audi. <http://v1.audi-encounter.com/magazine/technology/02-2013/67-the-winds-of-change> Acesso em 26/08/2016
- [22] NGK Japan. <https://www.ngk.co.jp/nas/> Acesso em 03/09/2016
- [23] Guk. <http://guk.es/sala-de-prensa/una-nueva-generacion-de-baterias-para-mejorar-la-integracion-de-las-renovables/> Acesso em 04/09/2016
- [24] Walsh F., “Progress and challenges in the development of flow battery Technology”, The 1st Int. Flow Battery Forum (IFBF), 2010
- [25] Luo Xing, Wang, Jihong, Dooner, Mark, Clarke, Jonatham, “Overview of current development in EES technologies and the application potential in power system operation”, 2015
- [26] World Energy Resources, “E-storage Shifting from cost to value Wind and solar applications”, World Energy Council, 2016
- [27] Vieira, Filomeno, Moura, Pedro, de Almeida, Aníbal T., “Smart Use of Energy in Cities – Storage System Assessment Report”, EMSURE – Energy and Mobility for Sustainable Regions, Março de 2015.
- [28] Green Tech Media. <https://www.greentechmedia.com/articles/read/uks-national-grid-goes-big-into-energy-storage-with-201mw-of-fast-acting-ba> Acesso em 15/10/2016
- [29] CAES, Larne UK. <http://www.gaelectric.ie/energy-storage-projects/project-caes-larne-ni/> Acesso em 15/10/2016
- [30] Li-ion, Japan Toshiba. <https://www.toshiba.co.jp/sis/en/topics/2016/20160226.htm> Acesso em 15/10/2016
- [31] Energy Storage. <http://www.energystorageexchange.org/> Acesso em 22/10/2016
- [32] Renewablesnow. <https://renewablesnow.com/news/japan-s-hepco-sei-kick-off-15-mw-battery-system-verification-507909/> Acesso em 15/10/2016
- [33] MIBEL. http://www.colorado.edu/physics/phys1120/phys1120_sp08/mainPage10.html Acesso em 19/12/2016
- [34] Lazard, “Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis – Version 2.0”, Dezembro 2016
- [35] Computer World. <http://www.computerworld.com/article/2977655/sustainable-it/as-energy-push-accelerates-battery-costs-set-to-plunge-60.html> Acesso em 22/10/2016

[36] Energy Storage Update. <http://analysis.energystorageupdate.com/lithium-ion-costs-fall-50-within-five-years> Acesso em 27/12/2016

9. Anexos

Nesta seção são apresentados os restantes diagramas de carga para cada um dos 4 sistemas de armazenamento simulados no capítulo 6.

Caso 1

Sistema de armazenamento de energia através de ar comprimido (CAES)

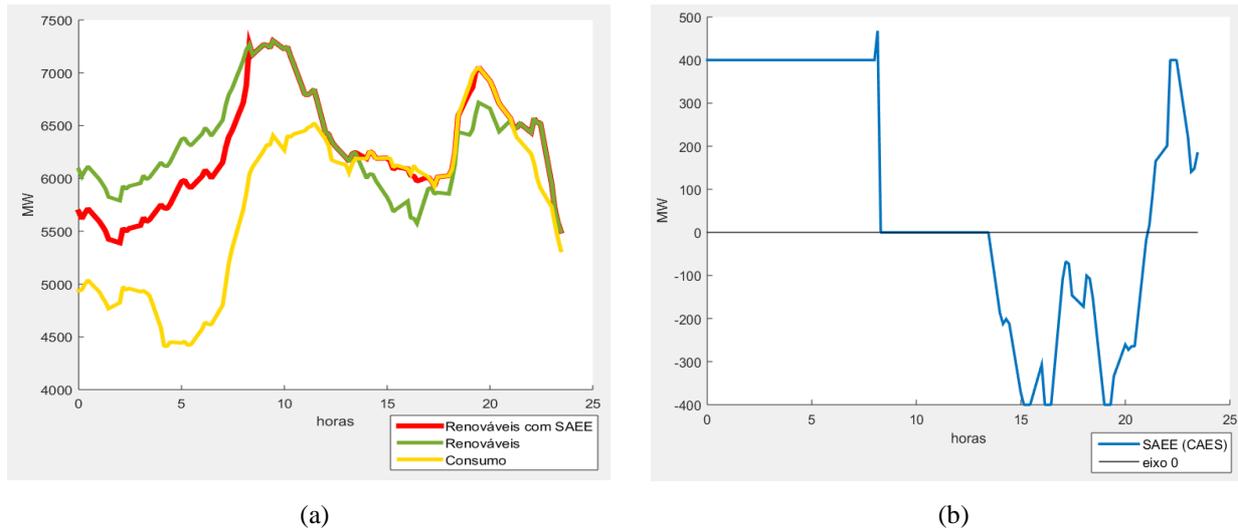


Figura 9.1 - Diagrama de carga relativos ao caso 1 utilizando sistemas de armazenamento de ar comprimido (CAES) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de ar comprimido (CAES) (b)

Sistema de armazenamento de energia através de baterias de íões de lítio (Li-ion)

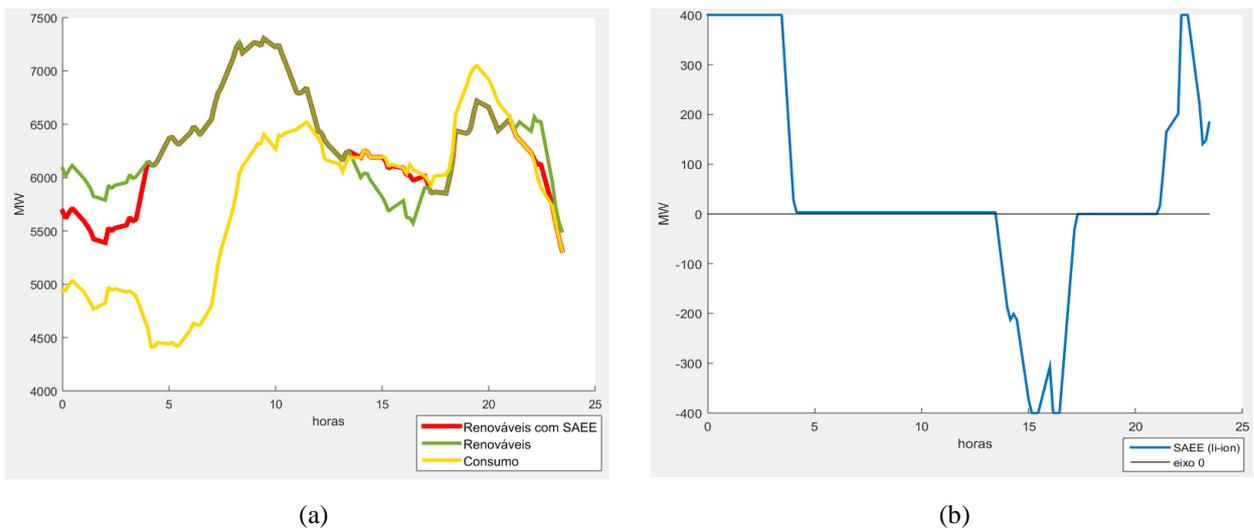


Figura 9.2 - Diagrama de carga relativos ao caso 1 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de íões de lítio (Li-ion) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de íões de lítio (Li-ion) (b)

Sistema de armazenamento de energia através de baterias de sódio-enxofre (NaS)

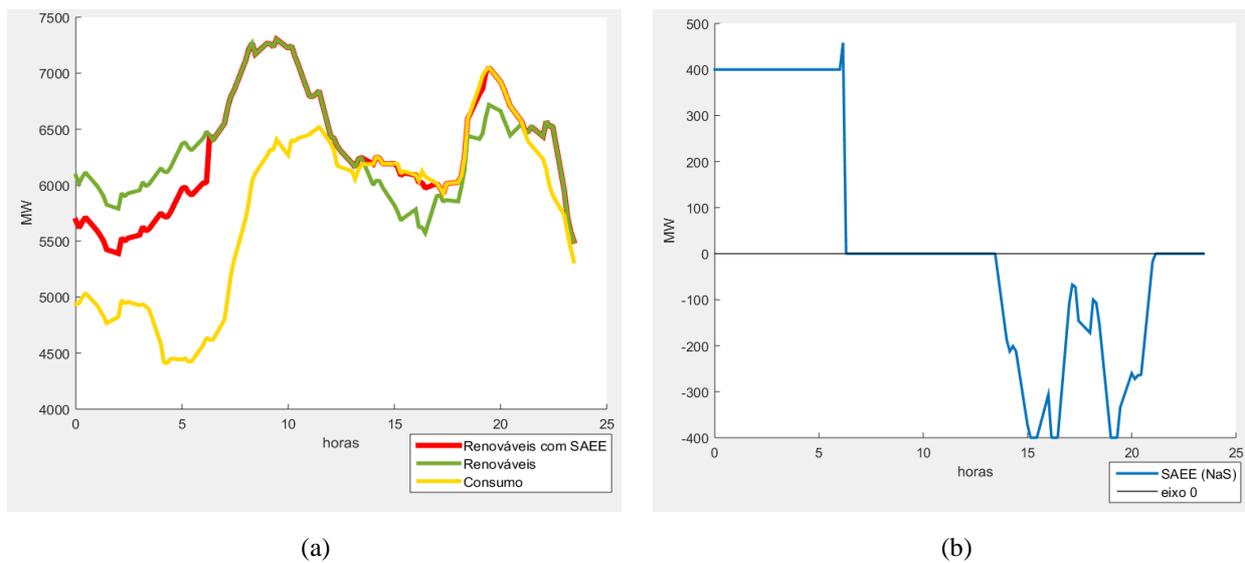


Figura 9.3 - Diagrama de carga relativos ao caso 1 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de sódio-enxofre (NaS) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de sódio-enxofre (NaS) (b)

Sistema de armazenamento de energia através de baterias de fluxo redox de vanádio (VRB)

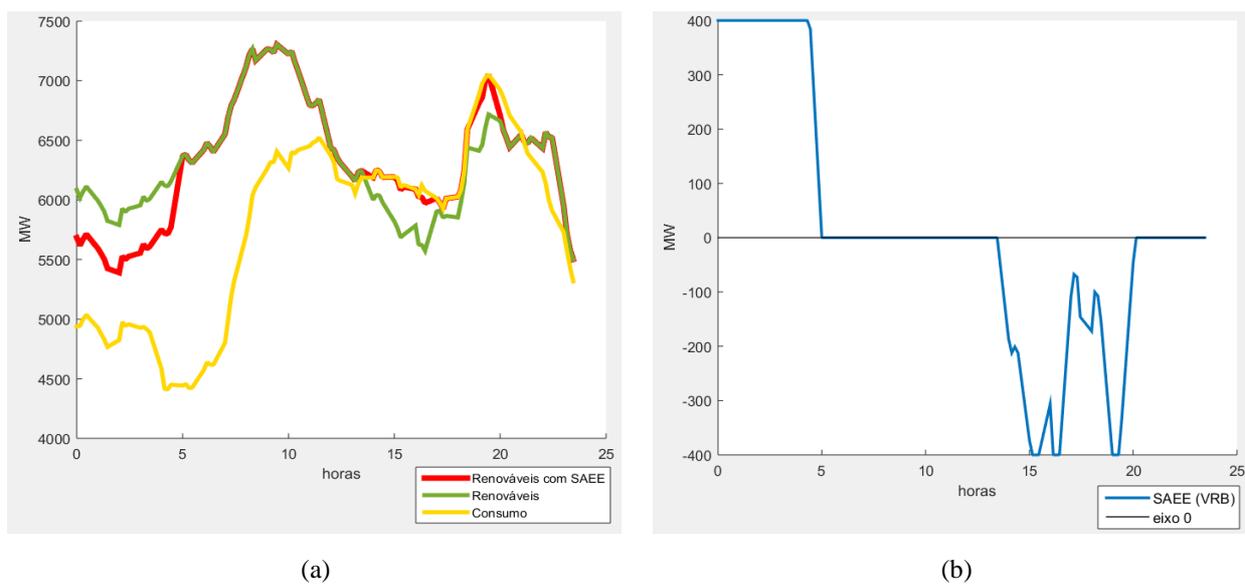


Figura 9.4 - Diagrama de carga relativos ao caso 1 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de fluxo redox de vanádio (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de fluxo de redox de vanádio (VRB) (b)

Caso 2

Sistema de armazenamento de energia através de ar comprimido (CAES)

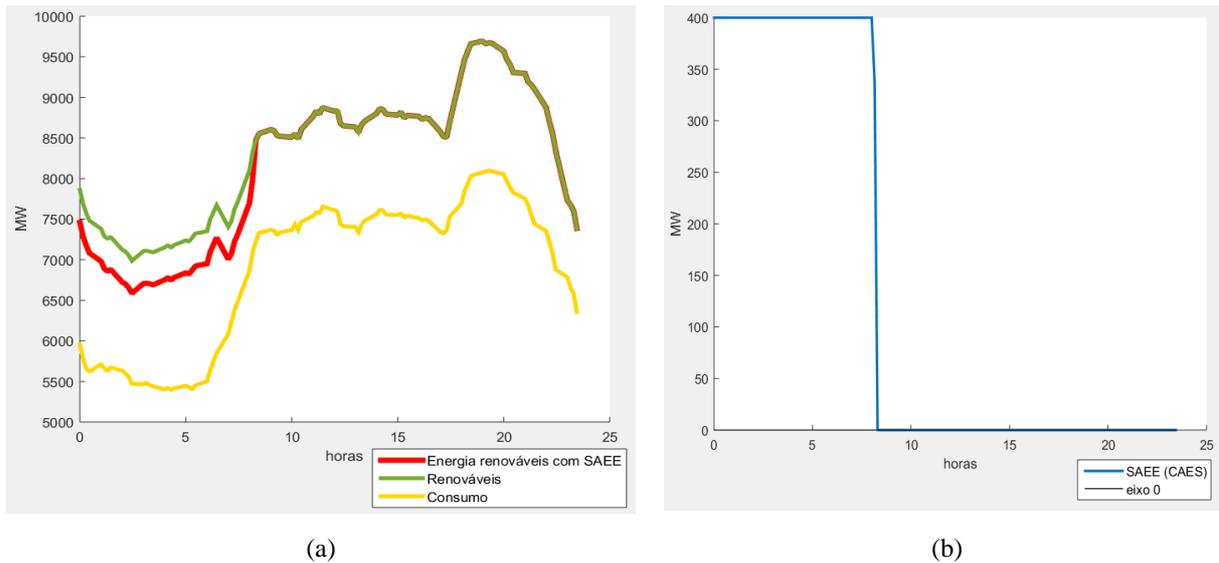


Figura 9.5- Diagrama de carga relativos ao caso 2 utilizando sistemas de armazenamento de ar comprimido (CAES) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de ar comprimido (CAES) (b)

Sistema de armazenamento de energia através de baterias de iões de lítio (Li-ion)

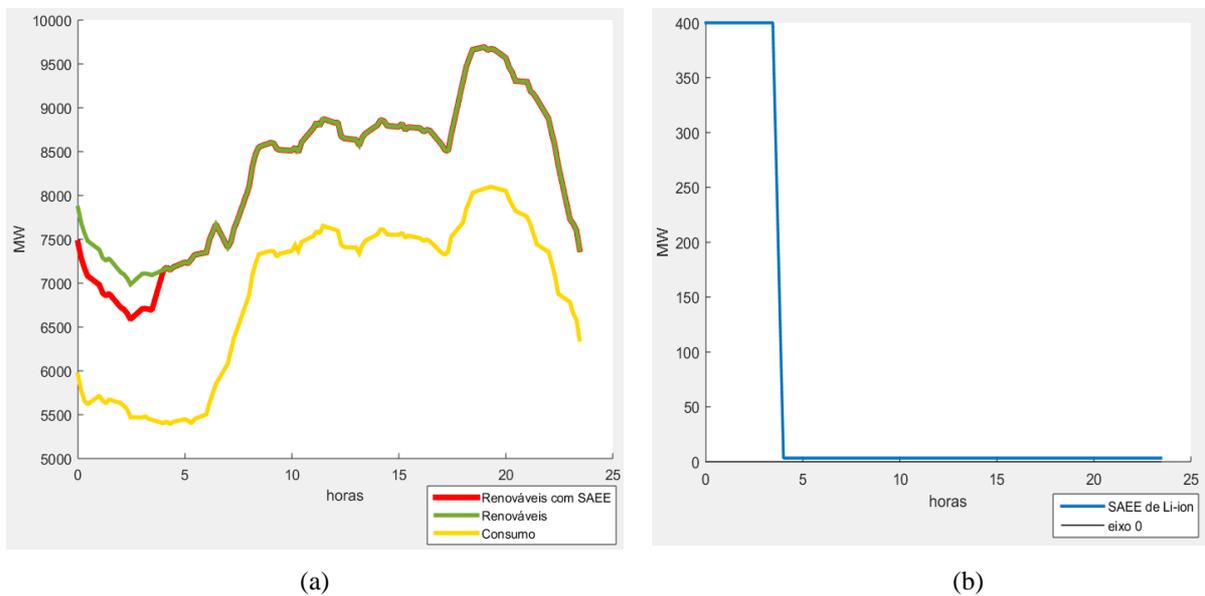


Figura 9.6 - Diagrama de carga relativos ao caso 2 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de iões de lítio (Li-ion) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de iões de lítio (Li-ion) (b)

Sistema de armazenamento de energia através de baterias de sódio-enxofre (NaS)

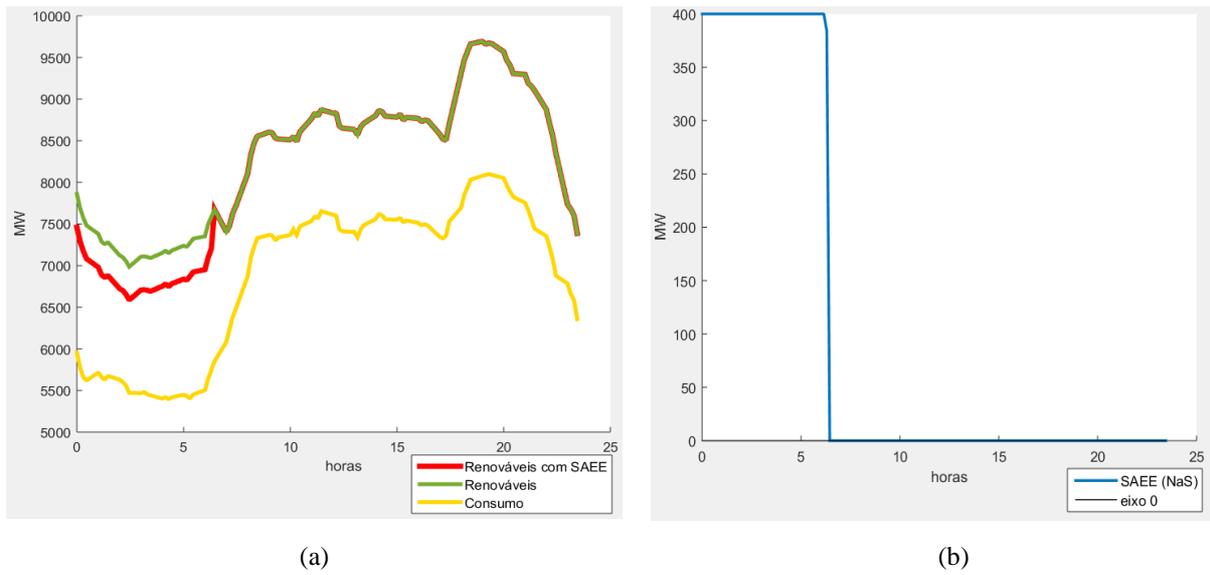


Figura 9.7 - Diagrama de carga relativos ao caso 2 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de sódio-enxofre (NaS) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de sódio-enxofre (NaS) (b)

Sistema de armazenamento de energia através de baterias de fluxo redox de vanádio (VRB)

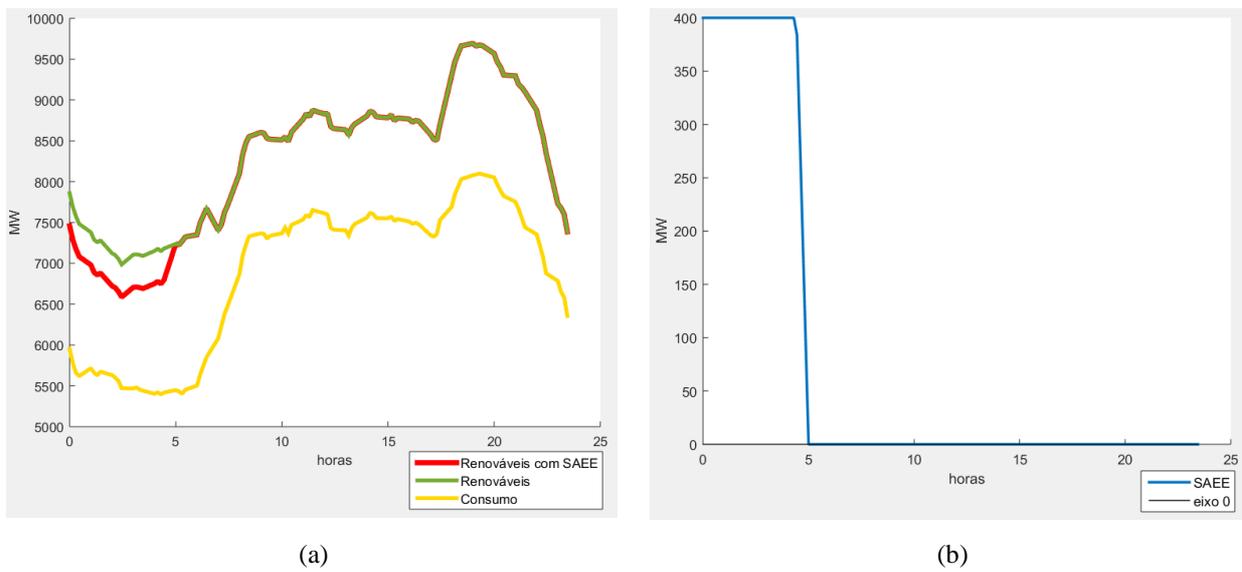


Figura 9.8 - Diagrama de carga relativos ao caso 2 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de fluxo redox de vanádio (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de fluxo de redox de vanádio (VRB) (b)

Caso 3

Sistema de armazenamento de energia através de ar comprimido (CAES)

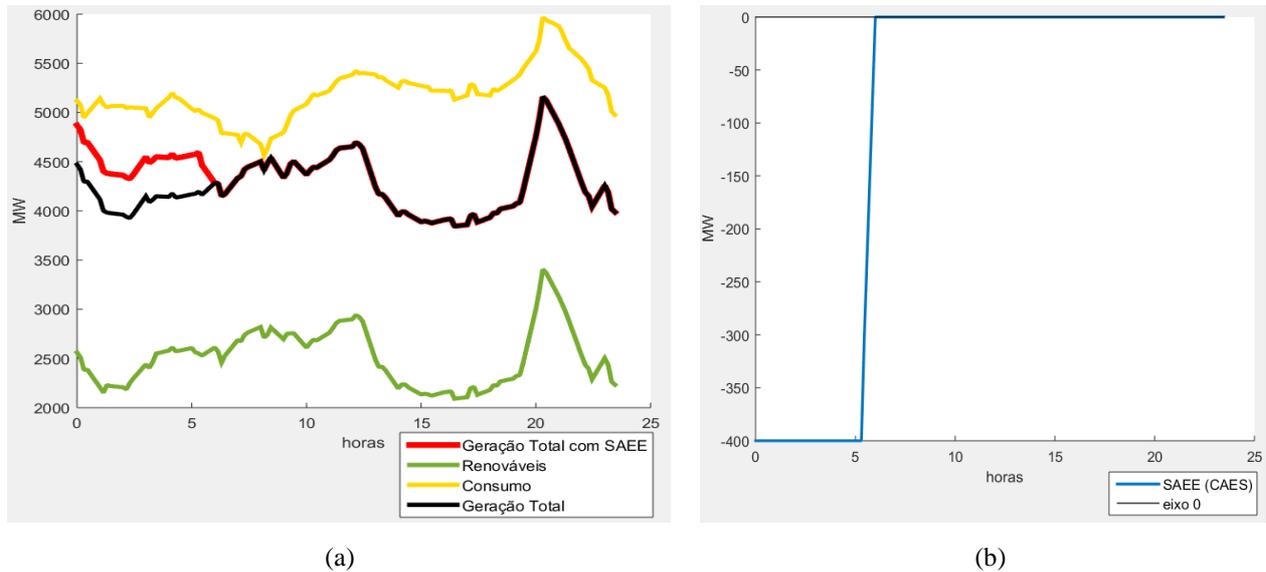


Figura 9.9 - Diagrama de carga relativos ao caso 3 utilizando sistemas de armazenamento de ar comprimido (CAES) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de ar comprimido (CAES) (b)

Sistema de armazenamento de energia através de baterias de íões de lítio (Li-ion)

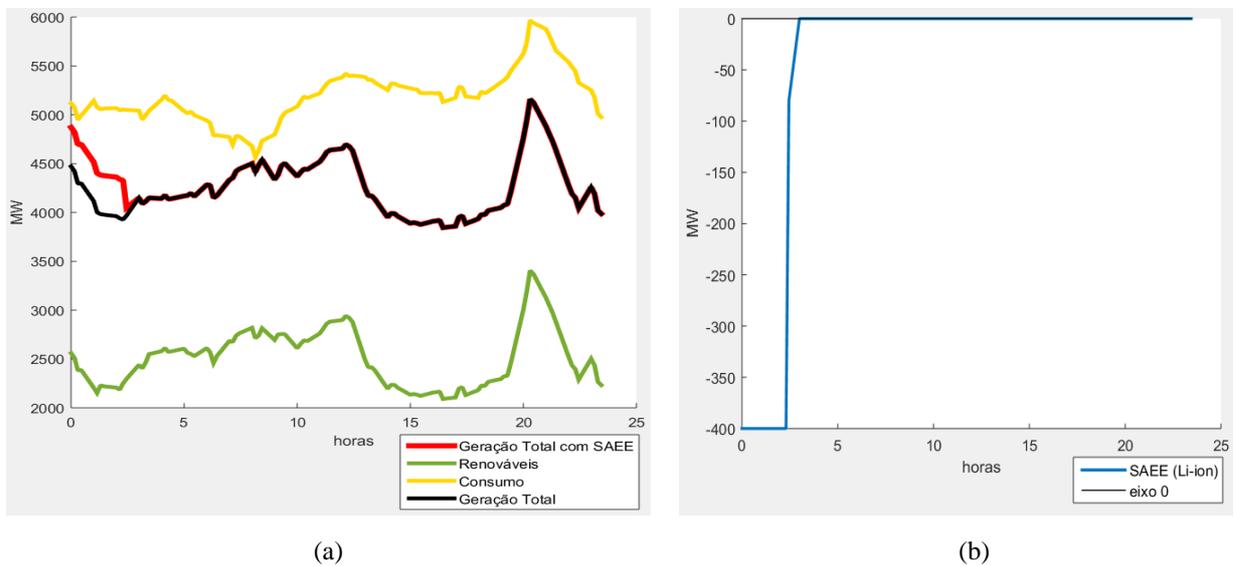


Figura 9.10 - Diagrama de carga relativos ao caso 3 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de íões de lítio (Li-ion) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de íões de lítio (Li-ion) (b)

Sistema de armazenamento de energia através de baterias de sódio-enxofre (NaS)

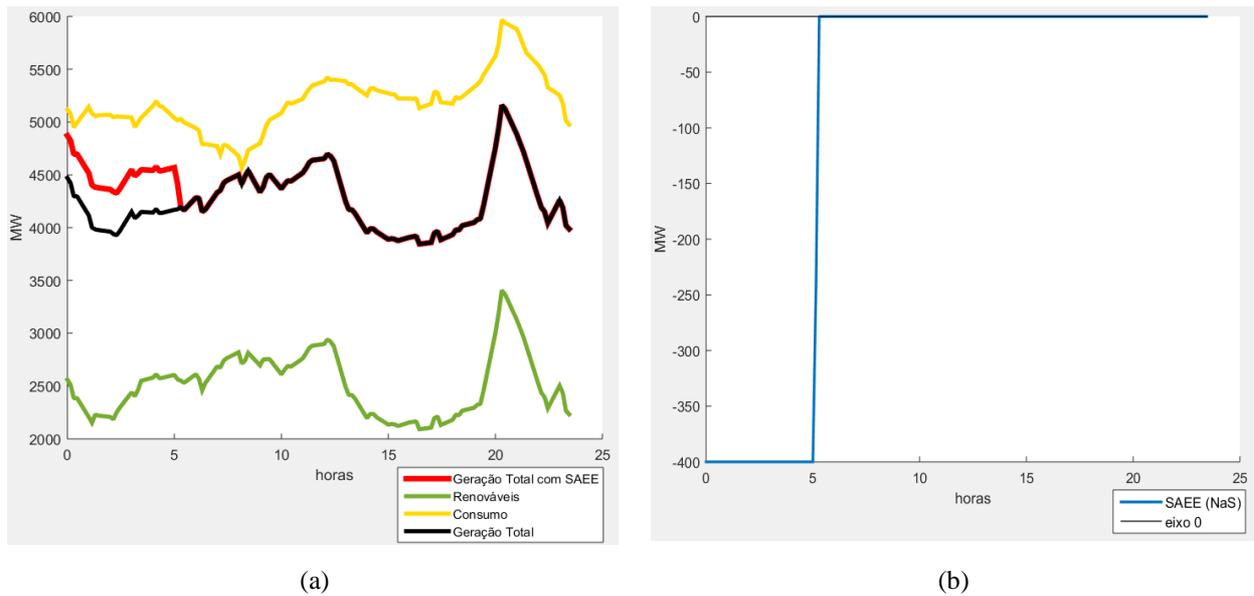


Figura 9.11 - Diagrama de carga relativos ao caso 3 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de sódio-enxofre (NaS) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de sódio-enxofre (NaS) (b)

Sistema de armazenamento de energia através de baterias de fluxo redox de vanádio (VRB)

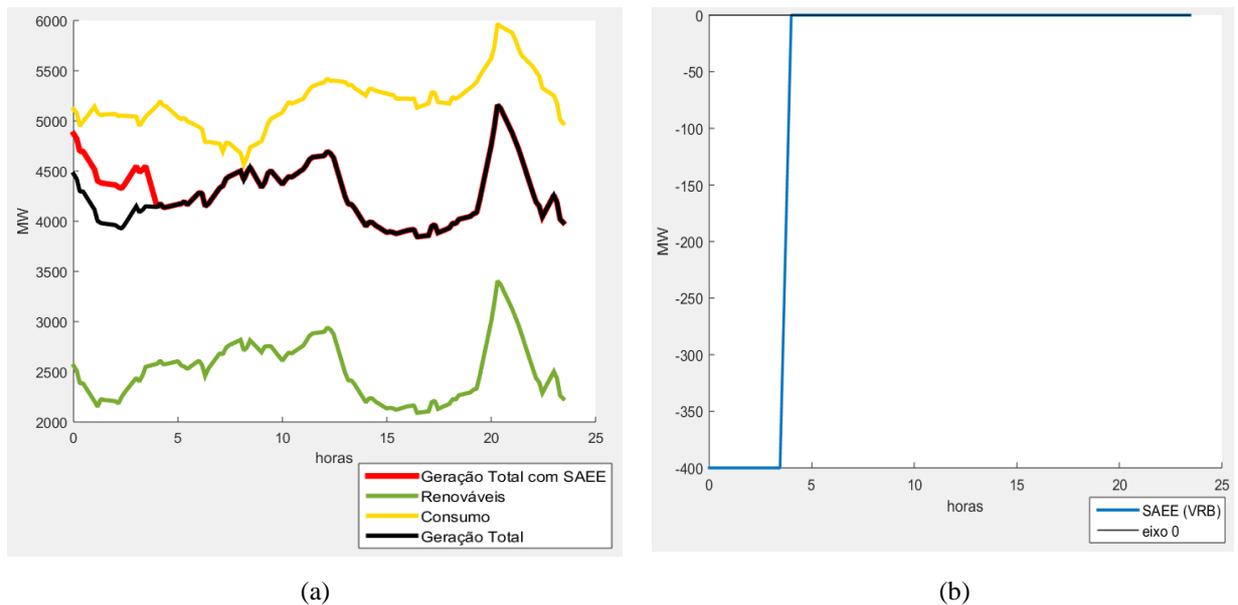
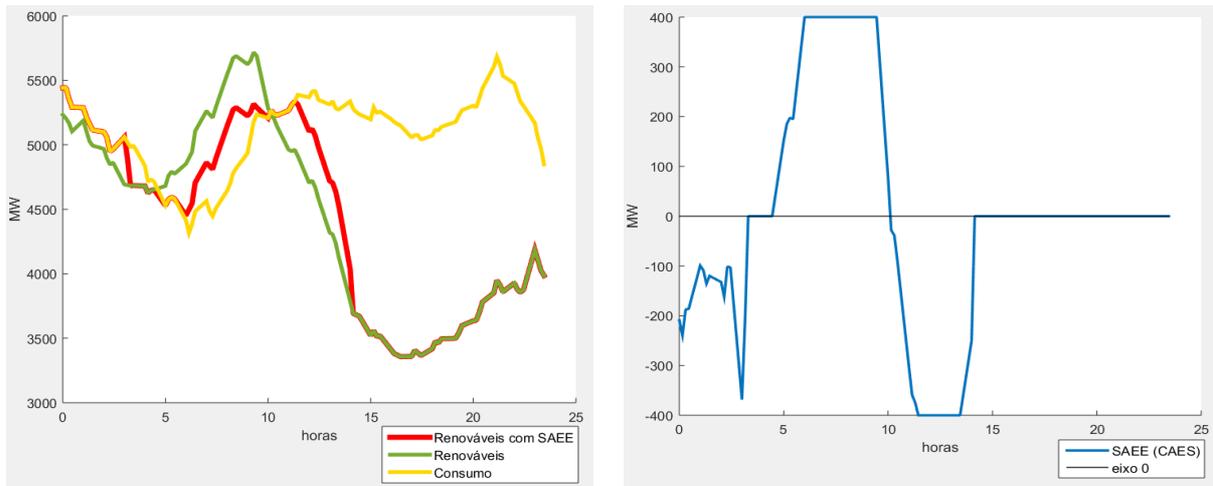


Figura 9.12 - Diagrama de carga relativos ao caso 3 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de fluxo redox de vanádio (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de fluxo de redox de vanádio (VRB) (b)

Caso 4

Sistema de armazenamento de energia através de ar comprimido (CAES)

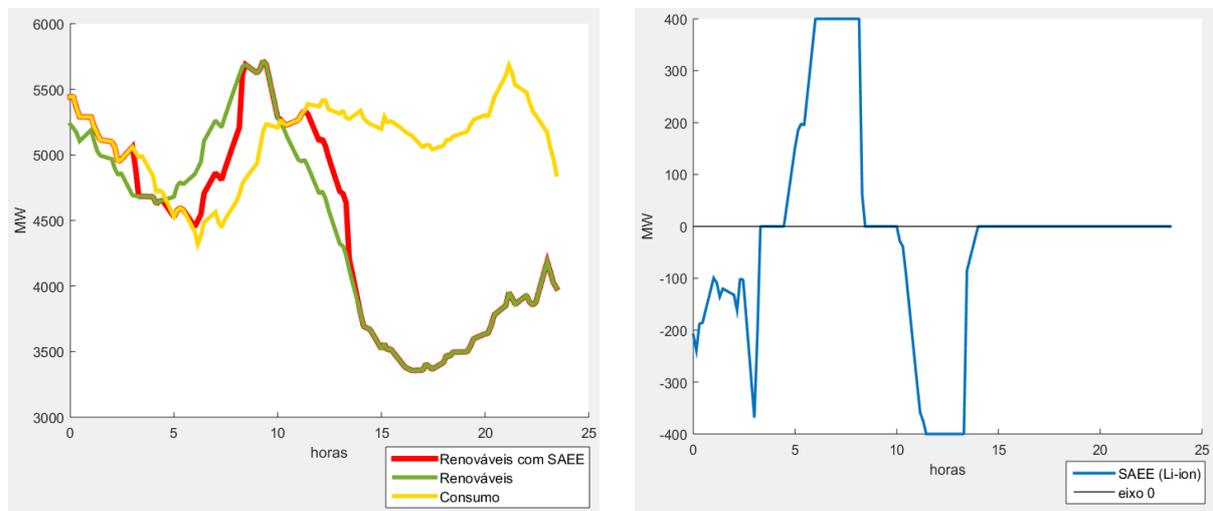


(a)

(b)

Figura 9.13 - Diagrama de carga relativos ao caso 4 utilizando sistemas de armazenamento de ar comprimido (CAES) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de ar comprimido (CAES) (b)

Sistema de armazenamento de energia através de baterias de íões de lítio (Li-ion)



(a)

(b)

Figura 9.14 - Diagrama de carga relativos ao caso 4 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de íões de lítio (Li-ion) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de íões de lítio (Li-ion) (b)

Sistema de armazenamento de energia através de baterias de sódio-enxofre (NaS)

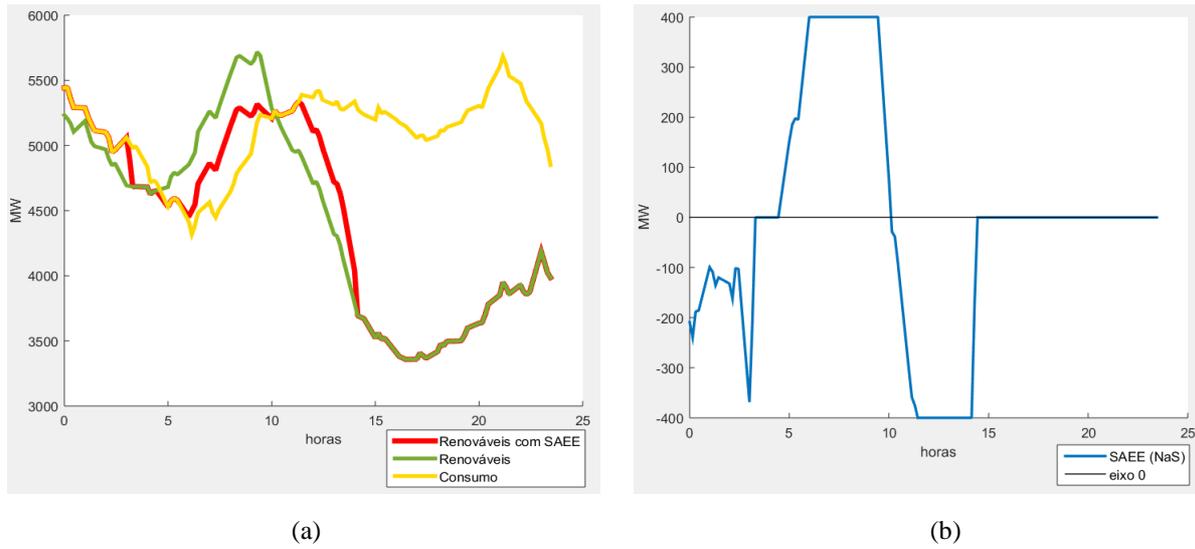


Figura 9.15 - Diagrama de carga relativos ao caso 4 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de sódio-enxofre (NaS) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de sódio-enxofre (NaS) (b)

Sistema de armazenamento de energia através de baterias de fluxo redox de vanádio (VRB)

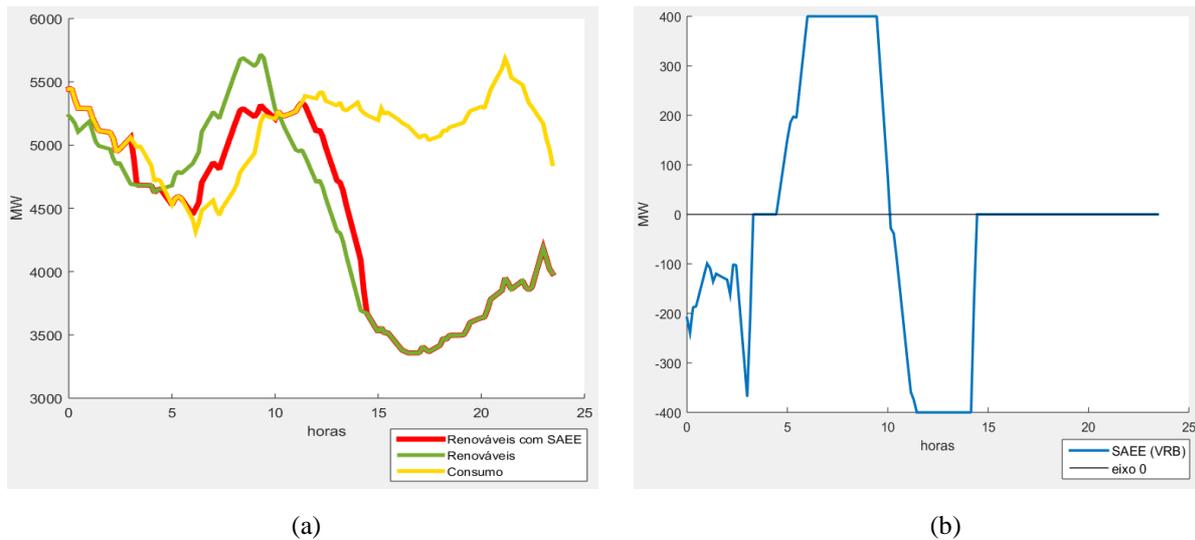


Figura 9.16 - Diagrama de carga relativos ao caso 4 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de fluxo redox de vanádio (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de fluxo de redox de vanádio (VRB) (b)

Caso 5

Sistema de armazenamento de energia através de ar comprimido (CAES)

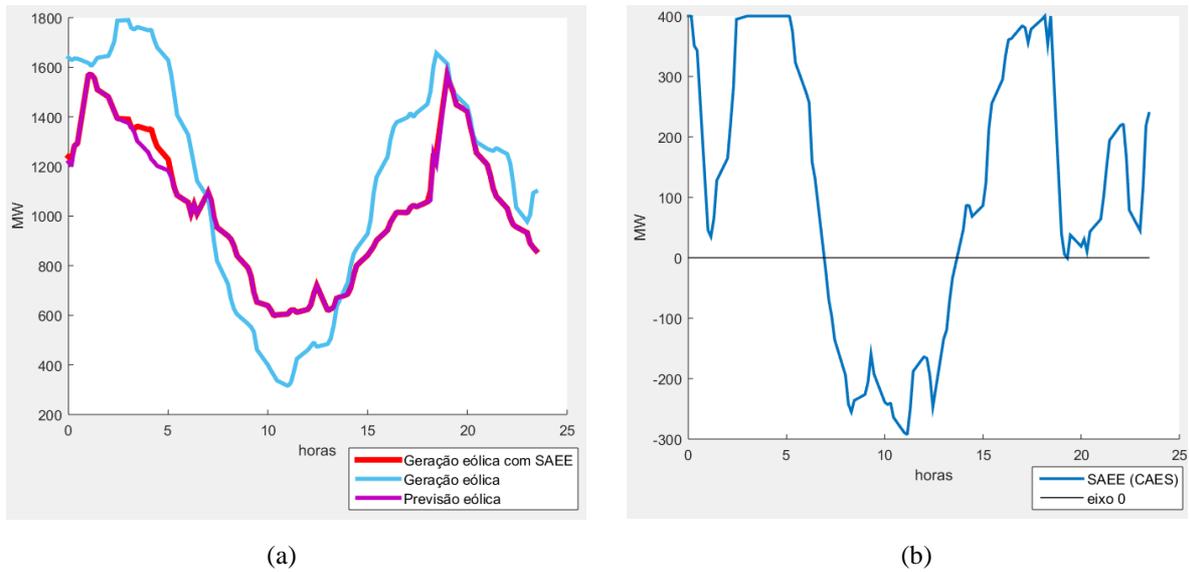


Figura 9.17 - Diagrama de carga relativos ao caso 5 utilizando sistemas de armazenamento de ar comprimido (CAES) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de ar comprimido (CAES) (b)

Sistema de armazenamento de energia através de baterias de íões de lítio (Li-ion)

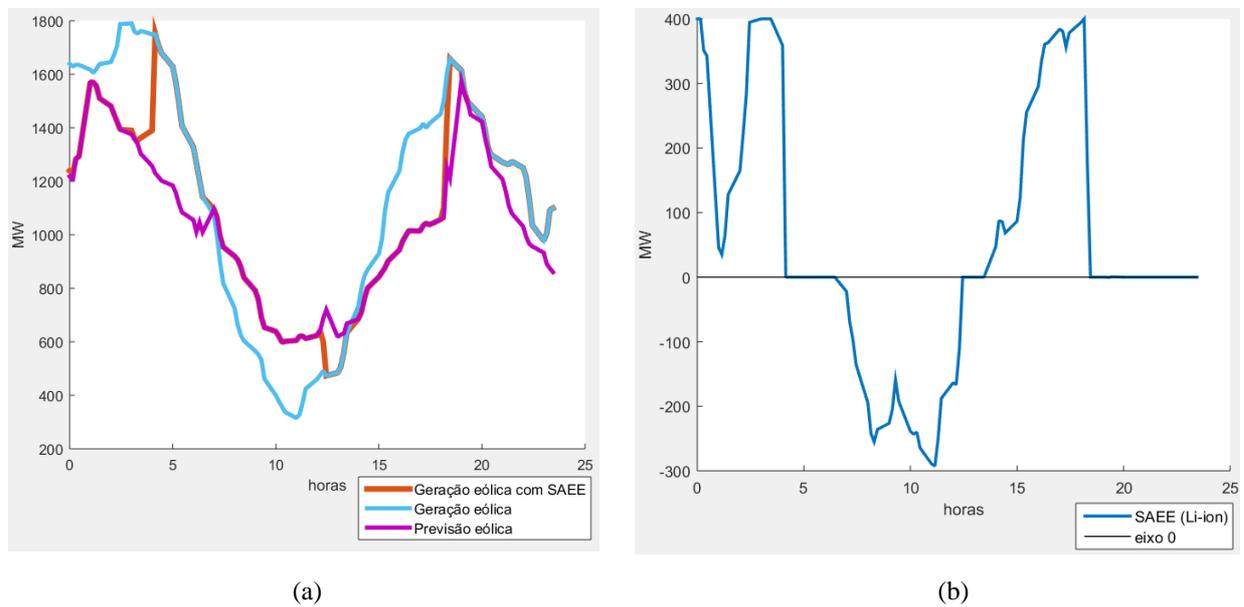


Figura 9.18 - Diagrama de carga relativos ao caso 5 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de íões de lítio (Li-ion) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de íões de lítio (Li-ion) (b)

Sistema de armazenamento de energia através de baterias de sódio-enxofre (NaS)

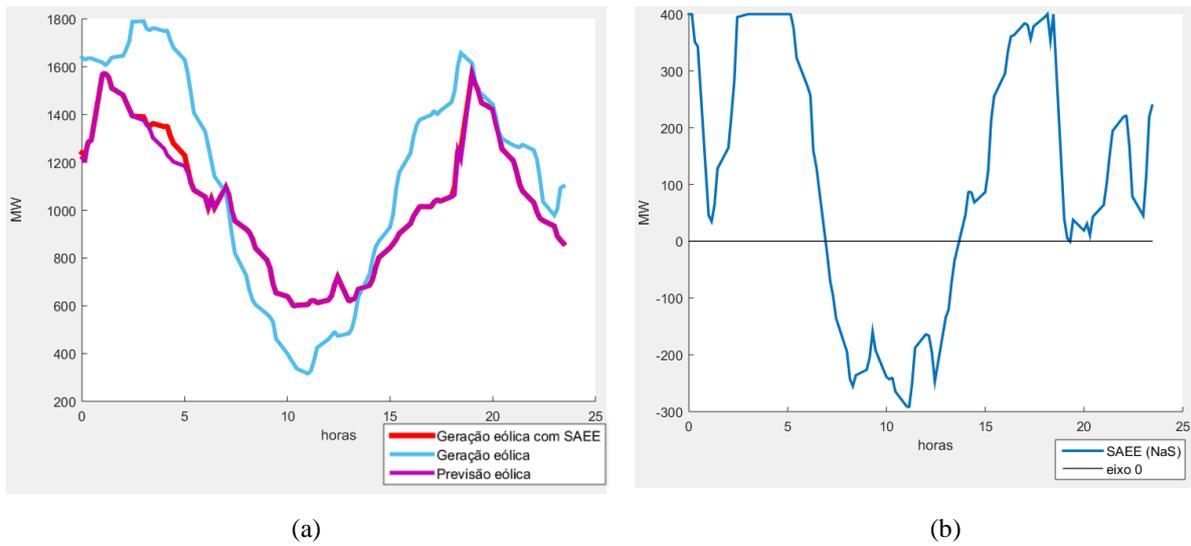


Figura 9.19 - Diagrama de carga relativos ao caso 5 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de sódio-enxofre (NaS) (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de sódio-enxofre (NaS) (b)

Sistema de armazenamento de energia através de baterias de fluxo redox de vanádio (VRB)

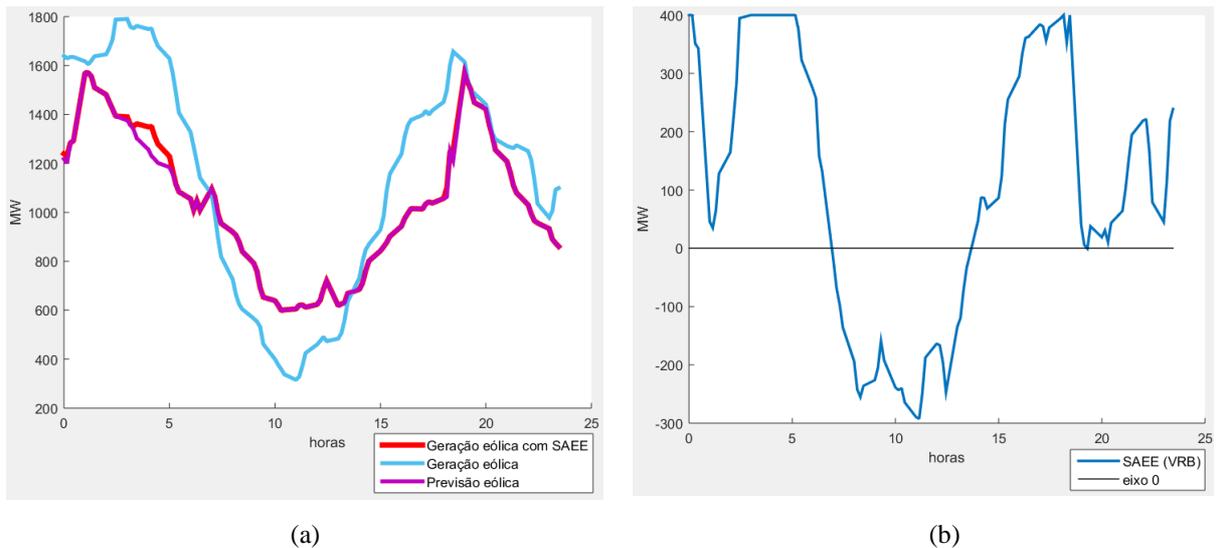


Figura 9.20 - Diagrama de carga relativos ao caso 5 utilizando sistemas de armazenamento de baterias de fluxo redox de vanádio (a) diagrama de carga e descarga do sistema de baterias de fluxo de redox de vanádio (VRB) (b)