

Ana Margarida Varela da Cruz

Licenciada em Engenharia de Energias Renováveis

Metodologia para a análise económica da integração de sistemas de armazenamento em centrais de produção baseadas em tecnologia fotovoltaica

MESTRADO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

Universidade NOVA de Lisboa
novembro, 2023

METODOLOGIA PARA A ANÁLISE ECONÓMICA DA IN- TEGRAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO EM CENTRAIS DE PRODUÇÃO BASEADAS EM TECNO- LOGIA FOTOVOLTAICA

Ana Margarida Varela da Cruz

Licenciada em Engenharia de Energias Renováveis

Orientador: Rui Miguel Amaral Lopes,
Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

Coorientadora: Cristina Nero Correia Reis,
CEO, Green by FUTURE

Metodologia para a análise económica da integração de sistemas de armazenamento em centrais de produção baseadas em tecnologia fotovoltaica

Copyright © Ana Margaria Varela da Cruz, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade NOVA de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade NOVA de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Este documento foi criado com o processador de texto Microsoft Word e o template NOVAThesis Word [1].

AGRADECIMENTOS

A realização desta dissertação termina uma etapa bastante importante na minha vida. Gostaria de agradecer a todos os que fizeram parte do meu percurso e que de forma direta ou indireta tiveram influência no término desta etapa.

Em primeiro lugar ao meu orientador, Professor Rui Miguel Amaral Lopes, por ter aceitado este desafio, pela disponibilidade e pelo conhecimento transmitido.

Em segundo lugar à minha coorientadora, Cristina Nero Correia Reis pelo apoio, confiança e contribuições significativas para este trabalho.

À minha família por todo o apoio incondicional e compreensão mesmo nos momentos mais difíceis. Obrigada, mãe, pai, mano, Nelson e Miguel.

Por fim e não menos importante, aos meus amigos pelo incentivo, companheirismo e amizade que sempre demonstraram e um obrigado especial à Margarida pela motivação e paciência e ao Gonçalo pela ajuda informática.

"Great things are not done by one person.
They are done by a team of people." (Steve jobs).

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo desenvolver uma metodologia que visa verificar a viabilidade económica da integração de sistemas de armazenamento de energia em centrais solares fotovoltaicas, considerando os custos de investimento atuais e previstos até 2050, bem como os preços da energia praticados no mercado ibérico da eletricidade. Como estudo de caso, a metodologia em questão foi utilizada para verificar a viabilidade económica da integração de um sistema de armazenamento de energia (baterias) numa central real com 35 MW de ligação à rede localizada em Espanha. Os resultados obtidos indicam que a viabilidade económica é promovida pela diminuição dos custos de investimento, bem como, pelo aumento da amplitude de preços de energia provocado pela crescente integração de fontes de energia renovável.

O cenário que obteve os melhores resultados económicos foi o cenário em que o sistema de armazenamento de energia é carregado a partir da rede e não existe limitação de potência no ponto de interligação. Por outro lado, o pior cenário verifica-se quando o sistema de armazenamento de energia é carregado a partir da central e existe limitação de potência no ponto de interligação.

Palavas chave: Sistema de armazenamento de energia, central solar fotovoltaica, viabilidade económica

ABSTRACT

This thesis aimed to develop a methodology for assessing the economic viability of energy storage systems applied in photovoltaic solar power plants, with the main parameters being current and projected investment costs up to 2050, as well as the costs of electricity in the Iberian electricity market. As a case study, the methodology was applied to assess the economic viability of integrating batteries into a real 35 MW grid-connected plant located in Spain. The results indicate that economic viability is enhanced by the reduction in investment costs, and also by the increase of energy cost range caused by the increase in solar energy in the energy mix.

The scenario that achieved the best economic results was the one where the energy storage system (ESS) was charged from the grid with limitation on the point of interconnection, while the worst scenario was when it was charged from the plant with a limitation of the point of interconnection.

Keywords: Energy storage system, photovoltaic solar power plant, economic viability.

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Enquadramento e motivação	1
1.2	Objetivo	2
1.3	Estrutura do documento	3
2	ENQUADRAMENTO E TRABALHOS RELACIONADOS	5
2.1	Armazenamento de energia	5
2.2	Armazenamento associado a sistemas fotovoltaicos.....	6
2.2.1	Baterias de Lítio	7
2.3	Parâmetros relevantes de sistemas de armazenamento de energia.....	9
2.4	Arquitetura de um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia.....	13
2.5	Estratégias de gestão e controlo de energia.....	14
2.6	Panorama do consumo energético em Portugal.....	15
2.6.1	Perfil de produção energética em Portugal.....	15
2.7	Panorama do consumo energético na Espanha.....	17
2.7.1	Perfil de produção energética na Espanha.....	18
2.8	Mercado de energia.....	19
2.9	Modelos económicos	20
2.10	Soluções existentes para dimensionamento e operação de sistemas de armazenamento de energia.....	22
2.11	Legislação aplicável.....	23

3	METODOLOGIA PROPOSTA.	25
3.1	Dados de entrada.	26
3.2	Análise económica.	30
3.3	Gestão e funcionamento do sistema de armazenamento	34
4	RESULTADOS.	37
4.1	Casos de Estudo .	37
4.2	Custos de investimento .	39
4.3	Resultados obtidos.	40
4.3.1	Sem limitação de potência de ligação à rede .	40
4.3.2	Com limitação de potência de ligação à rede .	53
5	CONCLUSÕES.	67
5.1	Conclusões da dissertação .	67
5.2	Trabalhos futuros .	68
	BIBLIOGRAFIA.	69

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Produção de energia solar e consumo de energia (Fonte: (Palmetto, 2023))	2
Figura 2.1: Exemplos de tipos de armazenamento de energia	6
Figura 2.2: Posicionamento das tecnologias de armazenamento em função da energia, potência e tempo de descarga (Fonte: (Lopes, 2015))	7
Figura 2.3: Esquema do funcionamento de uma bateria de lítio (Fonte: (Sterner & Stadler, 2019))	8
Figura 2.4: Esquema do sistema (fonte: (Zhang, Lundblad, et al., 2017))	13
Figura 2.5: Fontes de geração de energia elétrica em Portugal desde 1990 a 2020 (Fonte: (Agência Internacional de Energia, 2022))	15
Figura 2.6: Radiação Solar horizontal diária em Portugal (Fonte: (Portal das energias renováveis, 2023))	16
Figura 2.7: Radiação global média no período de 1971 - 2000 mensal (Fonte: (Portal do Clima, 2023))	17
Figura 2.8: Fontes de geração de energia elétrica na Espanha desde 1990 a 2022 (fonte: (Agência Internacional de Energia, 2022))	18
Figura 2.9: Evolução da produção de energia solar fotovoltaica na Espanha (Fonte: (Agência Internacional de Energia, 2022))	18
Figura 2.10: Mapa de zonas em função da radiação solar em Espanha (Fonte: (Energia roams, 2023))	19
Figura 2.11: Esquema do modelo de mercado marginalista (fonte: (EDP, 2022))	20
Figura 3.1: Esquema representativo da metodologia proposta	26
Figura 3.2: Variação máxima dos preços de energia por dia	29
Figura 3.3: Previsão dos custos de investimento €/kWh (Adpatdo de: (Cole & Karmakar, 2023))	30

Figura 3.4: Profundidade de descarga em relação ao número de ciclos (fonte: (Ameli & Ameli, 2021; Dallinger et al., 2013)).....	32
Figura 4.1: Produção da central A.....	39
Figura 4.2: Produção média horária da central A.....	39
Figura 4.3: Custos de investimento com o Ano - duração = 2h.....	40
Figura 4.4: Ganhos anuais da bateria por capacidade em função da duração - rede (Cenário 1)	41
Figura 4.5: Ganhos anuais da bateria por capacidade em função da duração - central (Cenário 2)	41
Figura 4.6: Ganhos em função do alfa - rede (Dr = 2h) (Cenário 1).....	42
Figura 4.7: Ganhos em função do alfa - central (Dr = 2h) (Cenário 2).....	42
Figura 4.8: Ganhos e % (Ganhos/custo de investimento) para ligação à central (Dr = 2h) (Cenário 1).....	43
Figura 4.9: Ganhos e % (Ganhos/custo de investimento) para ligação à rede (Dr = 2h) (Cenário 2).....	43
Figura 4.10: Razão entre os ganhos e o custo de investimento (Dr = 2h, ligação à central)	43
Figura 4.11: Razão entre os ganhos e o custo de investimento (Dr = 2h, ligação à rede).....	44
Figura 4.12: VAL e variação da duração (ano = 2022 e alfa = 1).....	45
Figura 4.13: VAL e variação da duração (ano = 2030 e alfa = 1).....	45
Figura 4.14: VAL e variação da duração (ano = 2040 e alfa = 1).....	45
Figura 4.15: VAL e variação da duração (ano = 2050 e alfa = 1).....	45
Figura 4.16: VAL e a variação do alfa (ano = 2022 e Dr = 2h).....	46
Figura 4.17: VAL e a variação do alfa (ano = 2022 e Dr = 4h).....	46
Figura 4.18: VAL e a variação do alfa (ano = 2022 e Dr = 6h).....	46
Figura 4.19: VAL e variação do ano (Dr = 2h e alfa = 1).....	47
Figura 4.20: VAL e variação do ano (Dr = 4h e alfa = 1).....	47
Figura 4.21: VAL e variação do ano (Dr = 6h e alfa = 1).....	47
Figura 4.22: VAL e variação da duração (ano = 2022 e alfa = 1).....	48
Figura 4.23: VAL e variação da duração (ano = 2030 e alfa = 1).....	48
Figura 4.24: VAL e variação da duração (ano = 2040 e alfa = 1).....	48
Figura 4.25: VAL e variação da duração (ano = 2050 e alfa = 1).....	48
Figura 4.26: VAL e variação do alfa para 2022 (Dr = 2h e ano = 2022)	49

Figura 4.27: VAL e variação do alfa para 2022 (Dr = 4h e ano = 2022).....	49
Figura 4.28: VAL e variação do alfa para 2022 (Dr = 6h e ano = 2022).....	49
Figura 4.29: VAL em função do ano (Dr = 2h e alfa = 1).....	50
Figura 4.30: VAL em função do ano (Dr = 4h e alfa = 1).....	50
Figura 4.31: VAL em função do ano (Dr = 6h e alfa = 1).....	50
Figura 4.32: Razão entre os ganhos e o custo de investimento consoante o ano ($\alpha = 1$) - central.....	51
Figura 4.33; Razão entre os ganhos e o custo de investimento consoante o ano ($\alpha = 1.6$) - central.....	51
Figura 4.34: Razão entre os ganhos e o custo de investimento consoante o ano ($\alpha = 2$) - central.....	51
Figura 4.35: Razão entre os ganhos e o custo de investimento consoante o ano ($\alpha = 1$) - Rede.....	52
Figura 4.36: Razão entre os ganhos e o custo de investimento consoante o ano ($\alpha = 1.6$) - Rede.....	52
Figura 4.37: Razão entre os ganhos e o custo de investimento consoante o ano ($\alpha = 2$) - Rede.....	52
Figura 4.38: Ganhos central e rede - 2h.....	54
Figura 4.39: Ganhos central e rede - 4h.....	54
Figura 4.40: Ganhos central e rede - 6h.....	54
Figura 4.41: Ganhos em função do alfa - rede (Dr = 2h).....	55
Figura 4.42: Ganhos em função do alfa - central (Dr = 2h).....	55
Figura 4.43: Ganhos em função do alfa - rede (Dr = 4h).....	55
Figura 4.44: Ganhos em função do alfa - central (Dr = 4h).....	55
Figura 4.45: Ganhos em função do alfa - rede (Dr = 6h).....	56
Figura 4.46: Ganhos em função do alfa - central (Dr = 6h).....	56
Figura 4.47: Ganhos e % (Ganhos/custo de investimento) para ligação à central (Dr = 2h).....	56
Figura 4.48: Ganhos e % (Ganhos/custo de investimento) para ligação à rede (Dr = 2h).....	56
Figura 4.49: Razão entre os ganhos e o custo de investimento (Dr = 2h), ligação à central	58
Figura 4.50: Razão entre os ganhos e o custo de investimento (Dr = 4h), ligação à central	58
Figura 4.51: Razão entre os ganhos e o custo de investimento (Dr = 6h), ligação à central.....	58
Figura 4.52: Razão entre os ganhos e o custo de investimento (Dr = 2h), ligação à rede.....	59
Figura 4.53: Razão entre os ganhos e o custo de investimento (Dr = 4h), ligação à rede.....	59
Figura 4.54: Razão entre os ganhos e o custo de investimento (Dr = 6h), ligação à rede.....	59

Figura 4.55: VAL e a variação do alfa (ano = 2022 e Dr = 2h).....	60
Figura 4.56: VAL e a variação do alfa (ano = 2022 e Dr = 4h).....	60
Figura 4.57: VAL e a variação do alfa (ano = 2022 e Dr = 6h).....	60
Figura 4.58: VAL em função do ano (Dr = 2h e alfa = 1).....	61
Figura 4.59: VAL em função do ano (Dr = 4h e alfa = 1).....	61
Figura 4.60: VAL em função do ano (Dr = 6h e alfa = 1).....	61
Figura 4.61: Razão entre os ganhos e o custo de investimento consoante o ano ($\alpha = 1$) - central.....	62
Figura 4.62: Razão entre os ganhos e o custo de investimento consoante o ano ($\alpha = 1.6$) - central.....	62
Figura 4.63: Razão entre os ganhos e o custo de investimento consoante o ano ($\alpha = 2$) - central.....	62
Figura 4.64: VAL e a variação do alfa (ano = 2022 e Dr = 2h).....	63
Figura 4.65: VAL e a variação do alfa (ano = 2022 e Dr = 4h).....	63
Figura 4.66: VAL e a variação do alfa (ano = 2022 e Dr = 6h).....	63
Figura 4.67: VAL em função do ano (Dr = 2h e alfa = 1).....	64
Figura 4.68: VAL em função do ano (Dr = 4h e alfa = 1).....	64
Figura 4.69: VAL em função do ano (Dr = 6h e alfa = 1).....	64
Figura 4.70: Razão entre os ganhos e o custo de investimento consoante o ano ($\alpha = 1$) - Rede.....	65
Figura 4.71: Razão entre os ganhos e o custo de investimento consoante o ano ($\alpha = 1.6$) - Rede.....	65
Figura 4.72: Razão entre os ganhos e o custo de investimento consoante o ano ($\alpha = 2$) - Rede.....	65

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4.1: Caraterísticas da central do caso de estudo.....	37
Tabela 4.2: Ponto de estabilização para cada duração	41

SIGLAS

a	Ano
C	Capacidade
I	Corrente
D	Despesas brutas de exploração
d	Dia
η_{arm}	Eficiência de armazenamento
η_{sae}	Eficiência do sistema de armazenamento de energia
η_{carg}	Eficiência de carga
η_{desc}	Eficiência de descarga
η_{tot}	Eficiência total
E_{carg}	Energia de carga
E_{desc}	Energia de descarga
SOC	Estado de carga
h	Hora
$E_{p,auto}$	Perdas de energia por auto-descarga
$E_{p,para}$	Perdas de energia na paragem
$P_{p,carg}$	Perdas de potência na carga
$P_{p,desc}$	Perdas de potência na descarga

$P_{p,para}$	Perdas de potência de paragem
PR	Período de retorno
$P_{arm,i}$	Potência de armazenamento inicial
$P_{arm,f}$	Potência de armazenamento final
P_{carg}	Potência de carga
P_{desc}	Potência de descarga
DOD	Profundidade de descarga
B/C	Razão benefício/custo
R	Receitas brutas de exploração
SAE	Sistemas de armazenamento de energia
i	Taxa de atualização
TA	Taxa de auto-descarga
TIR	Taxa interna de retorno
t_{arm}	Tempo de armazenamento
n	Tempo de vida útil
VAL	Valor acrescentado líquido

INTRODUÇÃO

1.1 Enquadramento e motivação

As políticas portuguesas de energia e clima foram estabelecidas com o objetivo de impulsionar a neutralidade carbónica através da ampla eletrificação do consumo energético e da rápida expansão da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis (PNEC 2030, 2020). Em 2021 as fontes renováveis cobriam cerca de 54% da geração de eletricidade em Portugal (Agência Internacional de Energia, 2021). O aumento da produção de energia a partir de fontes renováveis cria novos desafios devido à dependência destas relativamente aos seus recursos energéticos primários que podem variar no tempo, como é o caso das energias solar e eólica (Sinsel et al., 2020).

No caso da energia solar, a sua produção varia consoante a disponibilidade do recurso solar, podendo existir uma discrepância entre o pico de produção, que normalmente ocorre ao meio-dia solar, e os picos de procura, que ocorrem tipicamente duas vezes durante o dia, como verificado na Figura 1.1, resultando numa curva de carga chamada "curva do pato" (Kalogirou, 2014; Mills-Price & Hao, 2018; Müller, 2014; Sinsel et al., 2020). Esse problema pode resultar na subutilização da energia solar e cria um desequilíbrio entre a oferta de energia e a procura, ameaçando a operação segura e estável do sistema de energia (Schmalensee, 2022; Wang et al., 2019). Para além disso, o preço da energia está relacionado com a produção e a procura. Visto que a produção de energia solar é variável, o preço da eletricidade poderá estar também sujeito a variações. Quando a produção é relativamente elevada os preços tendem a diminuir, podendo até atingir valores negativos. Por outro lado, quando a produção é insuficiente para satisfazer a procura, os custos associados a essa necessidade podem tornar-se excessivamente elevados (Notton et al., 2018).

Uma das soluções para aproveitar as variações de preço consiste em integrar sistemas de armazenamento de energia. Estes sistemas não só desempenham um papel crucial na neutralidade carbónica, permitindo minimizar perdas por *curtailment*, como também podem contribuir para atenuar a variabilidade das energias renováveis. Isto ocorre devido à sua capacidade de interagir com a rede em tempo real, permitindo assim, uma troca dinâmica de energia elétrica, tendo assim uma vasta aplicabilidade (Vartanian, 2010).

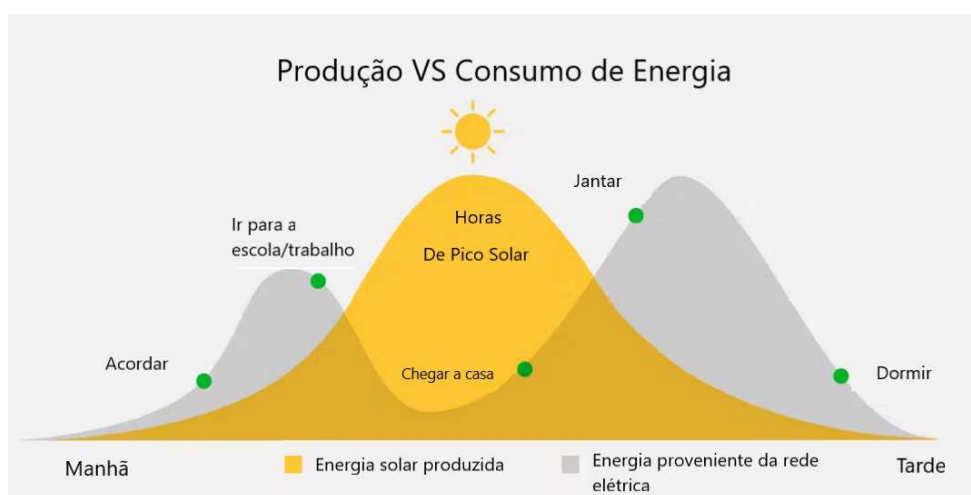


Figura 1.1: Produção de energia solar e consumo de energia (Fonte: (Palmetto, 2023))

1.2 Objetivo

Dado o crescimento da produção de energia solar fotovoltaica (Agência Internacional de Energia, 2022), os sistemas de armazenamento têm um papel importante para a continuação do aumento da produção solar e para atingir os objetivos da neutralidade carbónica em 2050. Para além disso, o aumento da produção de energia solar faz reduzir os preços da eletricidade, o que significa que quanto maior a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica, maior a sua influência no mercado de energia, levando a uma maior diferença de preço entre as alturas em que não existe produção de energia solar e as alturas que existe produção de energia solar (Hirth, 2013).

Este trabalho visa o desenvolvimento de uma metodologia que permite verificar a viabilidade económica dos sistemas de armazenamento de energia baseados em baterias de lítio integrados em centrais solares fotovoltaicas. Tendo como base do mercado ibérico de

eletricidade foi desenvolvido um método de gestão dos sistemas de armazenamento de energia de forma a obter sempre o maior lucro, onde o sistema carrega quando o preço é mais baixo e descarrega quando o preço é mais alto.

Esta metodologia foi posteriormente aplicada para diferentes cenários de um estudo de caso referente a uma central real de produção baseada em tecnologia fotovoltaica onde o sistema de armazenamento de energia pode ser carregado a partir da central, da rede ou de ambos. O estudo de caso em questão considera uma análise económica a partir de vários indicadores, incluindo, o valor atual líquido, a taxa interna de retorno e o período de recuperação do investimento. Esta análise é realizada com base na previsão de custos de investimento publicada pelo NREL (*National Renewable Energy Laboratory*).

1.3 Estrutura do documento

A presente dissertação está organizada em cinco capítulos, para além do presente.

O Capítulo 2 (Estado da Arte), contém a revisão da literatura onde se referem os conceitos relativos aos tipos de sistemas de armazenamento de energia e sua aplicabilidade, bem como, o mercado de energia ibérico e a análise de viabilidade económica.

O Capítulo 3 (Metodologia proposta), contém a descrição da metodologia desenvolvida, incluindo a descrição da gestão da energia dos sistemas de armazenamento de energia para cada cenário, o cálculo das receitas e o cálculo dos indicadores económicos.

O Capítulo 4 (Resultados), contém os resultados obtidos relativos às receitas e aos indicadores económicos, bem como a comparação de vários parâmetros dentro de cada cenário e entre cenários.

Por último, o Capítulo 5 (Conclusões) apresenta as principais conclusões do trabalho assim como sugestões de estudos futuros.

ENQUADRAMENTO E TRABALHOS RELACIONADOS

2.1 Armazenamento de energia

Um sistema de armazenamento de energia (SAE) é caracterizado por uma dada tecnologia que armazena energia sob forma de energia interna, potencial ou cinética. Um sistema de armazenamento realiza três processos básicos: carga, armazenamento, descarga. Estes processos são implementados fisicamente por conversores de energia (carga e descarga) e por unidades de armazenamento. O conjunto destes componentes tem o nome de sistema de armazenamento de energia.

Os sistemas de armazenamento de energia podem ser categorizados em sistemas primários, em que o SAE é carregado e descarregado uma única vez. Por outro lado, os sistemas secundários são aqueles que podem ser carregados e descarregados mais que uma vez. As soluções e tecnologias de armazenamento de energia são frequentemente associadas em grandes grupos, de acordo com a natureza do tipo de energia armazenada, tais como:

1. Armazenamento mecânico – Este tipo de armazenamento explora a energia armazenada em meios gasosos, líquidos ou sólidos aproveitando a sua posição de modo a criar energia potencial, a velocidade para energia cinética e por fim, o estado termodinâmico.

2. Armazenamento elétrico – Armazenam energia em campos electrostáticos, como condensadores de duas camadas, e em energia magnética, como bobinas supercondutoras. São sistemas de armazenamento de energia exclusivamente secundários.

3. Armazenamento térmico – São sistemas de armazenamento de energia secundários que armazenam calor.

4. Armazenamento eletroquímico - Estes sistemas utilizam eléctrodos interligados por uma fase eletrolítica condutora de iões. Sendo possível armazenar e extrair energia elétrica

por meio de reações químicas, as quais são utilizadas para transferir a carga elétrica envolvida no processo.

5. Armazenamento químico - Contém energia primária ou secundária convertida em transportadores de energia de alta densidade. Os Portadores de energia sólidos, líquidos e gasosos são, em si, formas de armazenamento de energia e armazenados utilizando tecnologias diferentes. O armazenamento químico terá uma importância significativa, num contexto de transição energética, tanto como armazenamento de longo termo para produção centralizada, como combustíveis para o sector dos transportes e para fornecimento de calor. O processo de descarga envolve processos de combustão e conversão de energia térmica, mecânica ou elétrica (Sterner & Stadler, 2019).

A Figura 2.1 apresenta alguns exemplos dos diferentes tipos de armazenamento de energia.

Armazenamento de Energia				
Mecânico	Elétrico	Eletroquímico	Térmico	Químico
- Bombagem Hidroelétrica - Volantes de Inércia - Sistemas de Ar Comprimido	- Supercondensadores - Supercondensadores magnéticos	- Baterias convencionais - Baterias de fluxo	- Calor sensível - Calor latente	- Hidrogénio - Combustíveis sintéticos

Figura 2.1: Exemplos de tipos de armazenamento de energia

2.2 Armazenamento associado a sistemas fotovoltaicos

Devido à variabilidade da energia solar ao longo do tempo, o armazenamento de energia torna-se um fator importante para as centrais solares fotovoltaicas. O armazenamento de energia é utilizado para armazenar a energia produzida pela produção fotovoltaica e posteriormente esta energia ser injetada na rede.

Na escolha da tecnologia de armazenamento de energia, deve-se ter em conta o tipo de aplicação do sistema de armazenamento de energia. No âmbito do campo de aplicação será aplicada a gestão de energia em que o armazenamento é utilizado para desacoplar a geração de energia do consumo. Para calcular a potência, energia e tempo de descarga, é crucial considerar centrais com potências elevadas (entre os 10 e 100 MW) e um tempo de descarga que pode variar de 1 minuto a 1 dia. Assim, considerando estes parâmetros, a tecnologia mais apropriada é a tecnologia de baterias de lítio, conforme ilustrado na Figura 2.2.

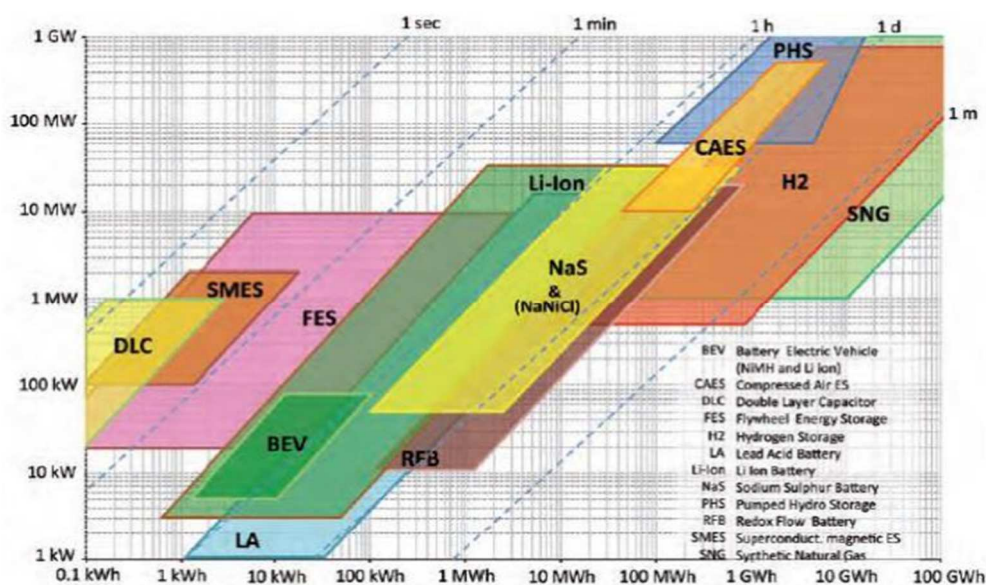


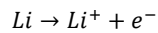
Figura 2.2: Posicionamento das tecnologias de armazenamento em função da energia, potência e tempo de descarga (Fonte: (Lopes, 2015))

As baterias de lítio podem ser uma aposta no armazenamento de energia pois, segundo (Diouf & Pode, 2015) são uma tecnologia onde é esperado que o seu mercado cresça nos próximos anos. Para além disso, dadas as suas características têm o potencial de revolucionar o mercado das energias renováveis desde que sejam mais acessíveis (Orangi et al., 2024).

2.2.1 Baterias de Lítio

As baterias de lítio são baterias eletroquímicas recarregáveis que utilizam compostos de lítio como um dos eléttodos. A energia armazenada nas baterias utiliza portadores de carga libertados e retidos pelo processo de oxidação e redução, respetivamente. No funcionamento deste tipo de baterias, durante a descarga, o eléttodo negativo ou ânodo de onde saem os eletrões e o eléttodo positivo cátodo que os recebe. O eletrólito separa o transporte de iões lítio do transporte de eletrões.

Um sistema de uma bateria de lítio é constituído pelas seguintes partes: um eléttodo negativo que corresponde ao ânodo, e um eléttodo positivo que corresponde ao cátodo. O eléttodo é definido pelo sistema multi-fase criado pelo contacto do condutor elétrico e um condutor de iões na solução eletrolítica. Os iões de lítio que resultam da reação apresentada na equação (1) são transportados pelo eletrólito para o eléttodo positivo. Os eletrões passam pelo circuito externo de energia para fornecer energia elétrica. Este processo está representado na Figura 2.3.



(1)

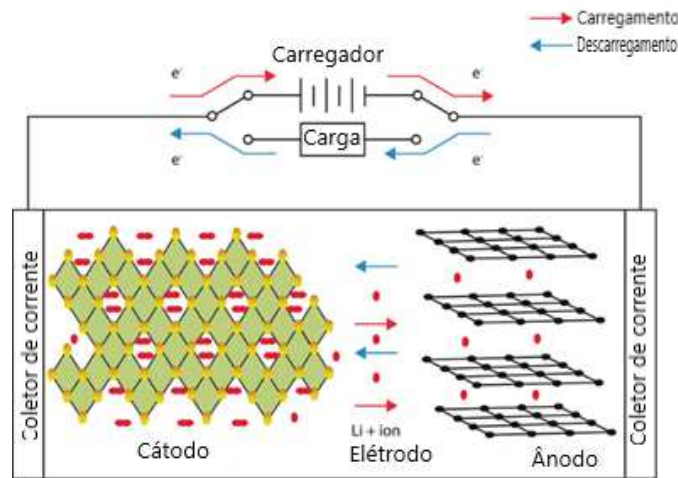


Figura 2.3: Esquema do funcionamento de uma bateria de lítio (Fonte: (Sternier & Stadler, 2019))

2.2.1.1 Caraterísticas das baterias de lítio

As baterias de lítio possuem diferentes caraterísticas técnicas, das quais foram desatacadas a capacidade, a potência, a duração, a duração, a eficiência, os ciclos, a profundidade de descarga e o tempo de vida.

- Capacidade

A capacidade de uma bateria determina a quantidade de energia que esta pode armazenar. A capacidade da bateria pode ser expressa em kilowatt-hora [kWh].

- Potência

A potência que pode ser expressa em Watt [W] está relacionada com a capacidade, no sentido em que a potência é a energia que pode ser entregue à bateria num intervalo de tempo.

- Duração da bateria

A duração da bateria relaciona a capacidade e a potência. Esta define o tempo mínimo em que é possível carregar e descarregar a bateria, ou seja, se com baterias com a mesma capacidade a que tiver a menor duração consegue carregar mais energia no mesmo tempo. Assim, a duração pode ser descrita pela equação (2).

$$Duração da bateria = \frac{Capacidade da bateria}{Potência} \quad (2)$$

- Eficiência de armazenamento

A eficiência de armazenamento para sistemas de armazenamento de energia relaciona a energia que é fornecida durante o processo de carga e a quantidade de energia restante no processo de descarga.

- Ciclos da bateria

O ciclo de uma bateria refere-se ao processo de carregamento, armazenamento e descarregamento. Assim, um ciclo é dado pela carga e descarga completa de uma bateria. O tempo de vida da bateria está normalmente associado número de ciclos, cargas e descargas.

- Profundidade de descarga

A profundidade de descarga descreve a quantidade de energia que é carregada e descarregada durante um ciclo. É normalmente expressa em percentagem associado à capacidade total da bateria.

- Tempo de vida

O tempo de vida ou a vida útil da bateria corresponde ao número de ciclos que esta pode completar até perder o seu desempenho.

2.3 Parâmetros relevantes de sistemas de armazenamento de energia

Com o objetivo de comparar diferentes tipos de armazenamento de energia existem parâmetros que devem ser determinados. De um modo geral, para definir um sistema de armazenamento, estes relacionam-se com a quantidade de energia armazenada, a sua densidade, o desempenho do sistema e o custo.

1. Parâmetros relacionados com a potência

A potência de carga, P_{carg} , de um sistema de armazenamento de energia é igual à energia fornecida e armazenada E_{carg} por tempo de carga t_{carg} , como demonstrado na equação (3):

$$P_{carg} = \frac{dE_{carg}}{dt} \quad (3)$$

De forma similar a potência de descarga, P_{desc} é dada pela equação (4):

$$P_{desc} = \frac{dE_{desc}}{dt} \quad (4)$$

Durante todo o ciclo de armazenamento existem várias perdas de potência. A eficiência de carga, η_{carg} , do sistema de armazenamento determina a perda de potência de carga,

$P_{p,carg}$. Assim, a potência de armazenamento inicial, $P_{arm,i}$ é menor que a potência de carga nominal, P_{carg} , como se pode observar pela equação (5).

$$P_{arm,i} = P_{carg} - P_{p,carg} \quad (5)$$

Analogamente, calcula-se a potência de descarga (P_{desc}), como demonstrado na equação (6), a partir da diferença entre a potência final armazenada, $P_{arm,f}$ e a perda de potência de descarga, $P_{p,desc}$, dado que este parâmetro está diretamente relacionado com a eficiência de descarga, η_{desc} .

Assim, a potência de descarga, P_{desc} é menor que a energia armazenada final, $P_{arm,f}$.

$$P_{desc} = P_{arm,f} - P_{p,desc} \quad (6)$$

A partir da eficiência de armazenamento, η_{arm} , que determina as perdas de armazenamento, $P_{p,arm}$, como demonstrado na equação (7), onde estas estão divididas em duas componentes perda de auto-descarga, $P_{p,auto}$ e também as perdas de paragem, $P_{p,para}$, de acordo com a equação (8). Ambas dependem do tempo em que a energia é armazenada, t_{arm} .

$$P_{arm,f} = P_{arm,i} - P_{p,arm} \quad (7)$$

$$P_{p,arm} = P_{p,auto} + P_{p,para} \quad (8)$$

Onde, pela equação (9):

$$P_{p,auto} = \left. \frac{dE_{p,auto}}{dt_{arm}} \right|_{P_{carg}, P_{desc}=0} \wedge P_{p,para} = \left. \frac{dE_{p,para}}{dt_{arm}} \right|_{P_{carg}, P_{desc}=0} \quad (9)$$

2. Parâmetros relacionados com a energia:

A capacidade total de um sistema de armazenamento de energia é o resultado da energia que consegue absorver, $E_{arm,i}$, da energia que consegue armazenar, E_{arm} e a energia que consegue fornecer, $E_{arm,f}$. No início do armazenamento é armazenada uma certa quantidade de energia no sistema, $E_{arm,i}$, esta quantidade pode ser determinada pela energia carregada no sistema a multiplicar pela eficiência da carga, como se pode observar pela equação (10):

$$E_{arm,i} = \int_0^{t_{carg}} (P_{carg} - P_{p,carg}) dt = \eta_{carg} E_{carg}, (E_{arm,i} < E_{carg}) \quad (10)$$

A quantidade ainda armazenada no fim do processo de armazenamento, $E_{arm,f}$, corresponde à energia armazenada no início do processo de armazenamento menos a energia perdida pela auto-descarga, $E_{p,auto}$, e pela paragem $E_{p,para}$, como demonstrado na equação (11).

$$\begin{aligned} E_{arm,f} &= E_{arm,i} - E_{p,arm} - E_{p,auto} = E_{arm,i} - \int_{t_{carg}}^{t_{arm}+t_{carg}} P_{p,arm} dt \\ &= \eta_{arm} E_{arm,i}, \quad (E_{arm,f} < E_{arm,i}) \end{aligned} \quad (11)$$

3. Parâmetros de eficiência:

A eficiência total, η_{tot} , do sistema de armazenamento de energia é dada pela equação (12).

$$\eta_{tot} = \eta_{carg} \eta_{arm} \eta_{desc} \quad (12)$$

Relativamente à eficiência de armazenamento, η_{arm} , como se pode observar pela equação (13) utiliza-se a taxa de auto-descarga (TA), descrevendo assim a energia perdida pela auto-descarga do armazenamento.

$$\eta_{arm} = 1 - \frac{E_{p,arm}}{E_{arm,f}} = 1 - \frac{E_{p,auto}}{E_{arm,f}} - \frac{E_{p,para}}{E_{arm,f}} = 1 - TA - \frac{E_{p,para}}{E_{arm,f}} \quad (13)$$

Segundo (Sterner & Stadler, 2019) esses parâmetros consistem no número de ciclos por dia, semana ou ano, a capacidade de armazenamento, tempo de reação e no caso das baterias também se adiciona a profundidade de descarga (DOD), estado de carga (SOC).

4. Parâmetros físicos dos sistemas de armazenamento de energia

- Capacidade da bateria;

A capacidade (C) é a quantidade de eletricidade que a bateria pode fornecer até ficar totalmente descarregada, em determinadas condições de descarga. A capacidade nominal é o produto da descarga constante (I_n) e do tempo de descarga (t_n). A capacidade pode ser calculada através da equação (14).

$$C_n = I_n \times t_n \quad (14)$$

Em termos práticos, se a energia total de uma bateria for descarregada em 10 horas, fluirá uma maior corrente do que aquela que se verifica para uma descarga total com uma duração de 100 horas, ou seja quanto menor o tempo de descarga maior a corrente.

- Estado de carga (SOC – *State of charge*);

A percentagem de energia associada à capacidade do SAE disponível é denominada pelo estado de carga. Assim, o estado de carga de é calculado pela equação (15):

$$\begin{aligned} \text{SOC}[\%] \\ = \frac{\text{Capacidade da bateria}_t}{\text{Capacidade nominal da bateria}} \times 100\% \end{aligned} \quad (15)$$

- Profundidade de descarga (DOD – *Depth of discharge*);

A profundidade de descarga é a quantidade de carga removida da bateria num determinado estado em relação à quantidade total de carga, que pode ser armazenada na bateria, podendo ser calculada a partir da equação (16).

$$\text{DOD} [\%] = \frac{\text{Quantidade de carga removida}}{\text{Capacidade nominal da bateria}} \times 100\% \quad (16)$$

A profundidade de descarga também pode ser calculada através do estado de carga, como se verifica na equação (17).

$$\text{DOD} = 100\% - \text{SOC} \quad (17)$$

- Taxa de auto descarga (TA)

A taxa de auto descarga, como representado na equação (18) é a razão entre a energia perdida por auto descarga e a energia inicial armazenada, onde:

η_{bat} - Rendimento da bateria;

$E_{\text{arm, f}}$ – Quantidade de energia armazenada no fim do processo;

$E_{\text{p, ad}}$ – Energia perdida por auto descarga

$$\text{TA} = 1 - \eta_{\text{bat}} - \frac{E_{\text{p, ad}}}{E_{\text{arm, f}}} \quad (18)$$

2.4 Arquitetura de um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia

Dado que o sistema de armazenamento de energia irá estar conectado a uma central fotovoltaica, segundo (Zhang, Campana, et al., 2017), o sistema é constituído por painéis fotovoltaicos e armazenamento (armazenamento baseado em baterias de lítio) que são conectados ao barramento DC por meio de controladores DC-DC. A rede é conectada ao barramento AC. De seguida o inversor bidirecional localiza-se entre os barramentos AC e DC.

Assim, serão necessários os seguintes componentes:

- Módulos fotovoltaicos;
- Controlador de carga;
- Armazenamento de energia;
- Inversor DC/AC;

A Figura 2.4 apresenta um esquema do sistema referido.

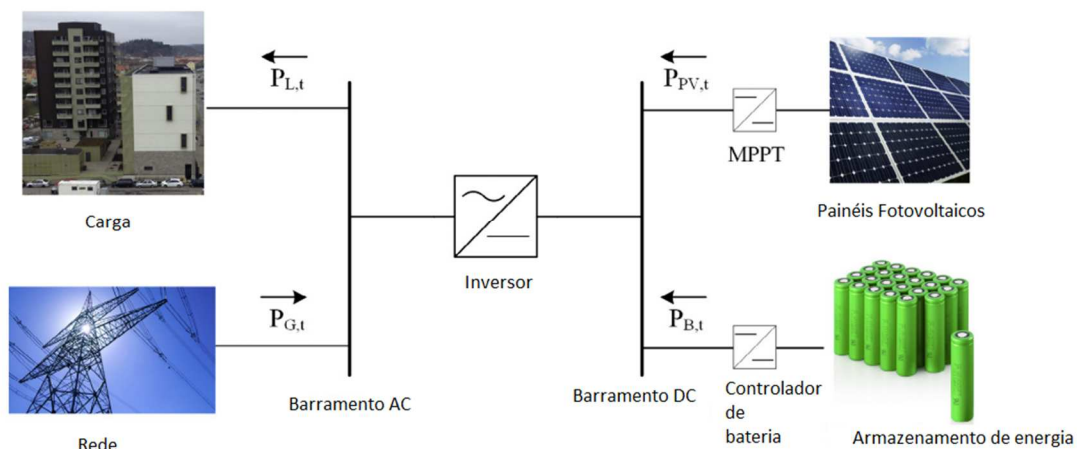


Figura 2.4: Esquema do sistema (fonte: (Zhang, Lundblad, et al., 2017))

Para a ligação entre a central e a rede existe um ponto de ligação, normalmente constituído por inversores, onde pode existir uma limitação de potência. O ponto de interligação, de acordo com o Regulamento de Relações Comerciais entre a rede de distribuição, é o local que define a fronteira entre a rede de distribuição e a instalação de uma entidade que está conectada a essa rede (E-REDES, 2021). A limitação do Ponto de Interligação (POI - *Point of interconnection*) é aplicada para garantir que a instalação possa conectar-se de forma segura

e confiável à rede elétrica, ao mesmo tempo que cumpre os requisitos do operador da rede (Mills-Price & Hao, 2018).

2.5 Estratégias de gestão e controlo de energia

De modo a regular a energia armazenada para injeção na rede, serão apresentadas diferentes formas de gestão de energia com objetivos diferentes para cada tipo de aplicação pretendida. Segundo (Correia, 2016) as estratégias apresentadas são o controlo de potência, redução de flutuações, controlo do sistema de armazenamento de energia sempre descarregado, seguimento de preço e programação fixa de carga e descarga.

Primeiramente, no caso de controlo de potência de saída constante é estabelecida uma determinada potência que será constante para a central. Esta será a potência que será sempre fornecida ao sistema elétrico. De modo a calcular a potência de referência será utilizada a irradiação média esperada por mês, com o objetivo de reduzir a capacidade necessária do sistema de armazenamento de energia. Esta estratégia fará com que a produção fotovoltaica seja mais constante e previsível.

A segunda estratégia é o controlo de flutuações de energia que é baseada na redução da variabilidade da produção através da troca de energia e com o *Point of common coupling* (PCC), estabelecendo o nível de potência entregue da central à rede elétrica, de acordo com a capacidade de sistema de armazenamento de energia.

A terceira estratégia é o controlo do sistema de armazenamento de energia descarregado, que tem como princípio fornecer a energia armazenada à rede o mais rapidamente possível. Num ciclo, o SAE carrega para e no ciclo seguinte descarrega.

A quarta estratégia é o seguimento de preço (*Price following*), onde o objetivo é ter o maior retorno financeiro possível. Esta estratégia consiste em carregar as baterias quando se está perante um baixo preço de energia, e descarregar apenas a bateria em situações de emergência ou lucrativas. Para esta estratégia é necessário haver previsões de mercado (World Bank Group, 2020).

Por último, a programação fixa de carga e descarga, tem como princípio variar a energia de carga e descarga do sistema de armazenamento de acordo com dados históricos de consumo de energia com referência aos níveis em que há excesso e défice durante o dia.

2.6 Panorama do consumo energético em Portugal

No caso do panorama energético português, observava-se um consumo de energia elétrica predominante do petróleo, do qual, a grande parte, é importado. Após o ano de 2006 ocorreu um decréscimo do consumo de petróleo, correlacionada com uma mudança das políticas com o forte incentivo das energias renováveis. Ao longo dos anos, é evidente uma evolução do consumo a partir das energias renováveis. Em particular verifica-se que o consumo de energia solar também tem evoluído dado o potencial que Portugal tem para produzir energia a partir desta fonte, como se pode observar na Figura 2.5.

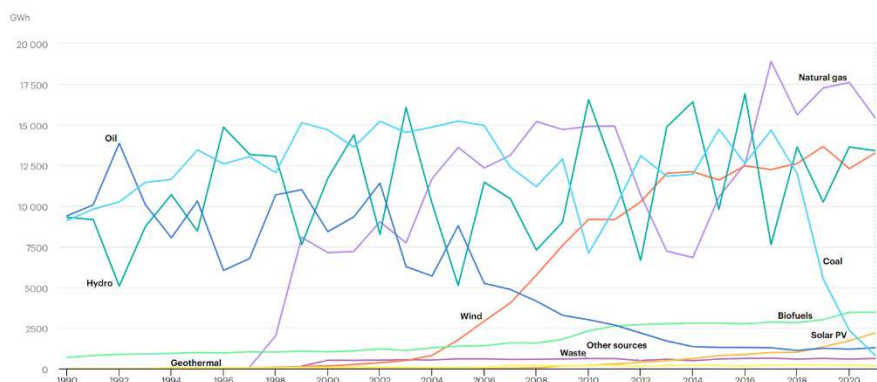


Figura 2.5: Fontes de geração de energia elétrica em Portugal desde 1990 a 2020 (Fonte: (Agência Internacional de Energia, 2022))

As políticas energéticas e climáticas de Portugal impulsionam a redução das emissões de carbono, principalmente através da ampla eletrificação da procura de energia e uma rápida expansão da geração de eletricidade a partir de fontes renováveis juntamente com o aumento da eficiência energética. Há um forte foco na redução da dependência da importação de energia e na manutenção do acesso à energia a preços acessíveis.

2.6.1 Perfil de produção energética em Portugal

Na produção de energia solar fotovoltaica o sol fornece energia na forma de radiação. A intensidade da radiação solar fora da atmosfera, depende da distância entre o sol e a terra. Durante o ano pode variar entre $1,47 \times 10^8$ km e $1,52 \times 10^8$ km. Devido a este facto a irradiância, E_0 varia entre 1325 W/m^2 e 1412 W/m^2 (GREENPRO, 2004). No entanto, apenas uma parte da quantidade total da radiação solar atinge a superfície terrestre. A atmosfera reduz a radiação solar através da reflexão, absorção e dispersão. O nível de irradiância na

terra atinge um total aproximado de 1000 W/m^2 ao meio-dia, em boas condições climáticas.

A quantidade de energia solar produzida está diretamente relacionada com a radiação solar. Assim a produção fotovoltaica está diretamente relacionada com a localização, a hora do dia, o mês e as condições climáticas. Assim, existem diferenças regionais da irradiação em Portugal, onde se verifica que nas zonas mais a norte a radiação global é menor que no Sul, como se pode observar na Figura 2.6.

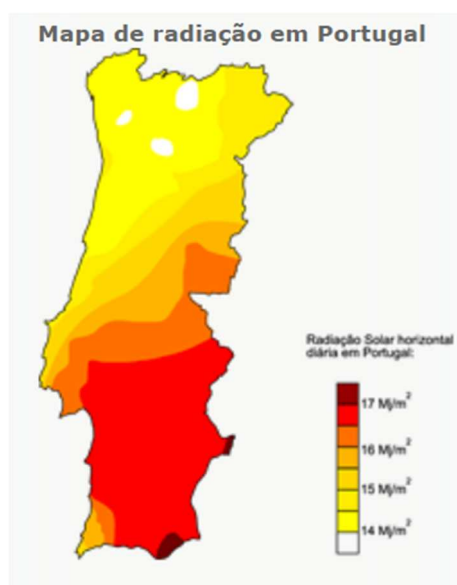


Figura 2.6: Radiação Solar horizontal diária em Portugal (Fonte: (Portal das energias renováveis, 2023))

À medida que o inverno se torna primavera e depois verão, o nascer e o pôr do sol movem-se gradualmente para o norte ao longo do horizonte. No Hemisfério Norte, os dias são mais longos à medida que o sol nasce mais cedo e se põe mais tarde, e o movimento do sol torna-se mais alto no céu. No dia 21 de junho temos a altura solar maior e o dia maior, solstício de verão, no 21 de dezembro acontece o contrário, solstício de inverno. A 21 de março e de setembro, a duração do dia e da noite são iguais e estamos no equinócio da primavera e outono, respetivamente. Na Figura 2.7 está representada a radiação global média por mês em Portugal.



Figura 2.7: Radiação global média no período de 1971 - 2000 mensal (Fonte: (Portal do Clima, 2023))

2.7 Panorama do consumo energético na Espanha

No caso do panorama de consumo de energia elétrica em Espanha, observa-se que o consumo de energia a partir do carvão foi o dominante até ao de 2004 onde rapidamente foi ultrapassado pelo consumo de gás natural, tornando-se a fonte de energia predominante até 2022 com exceção dos anos de 2013 a 2017 onde a energia nuclear foi a mais utilizada, como pode ser observado pela Figura 2.8.

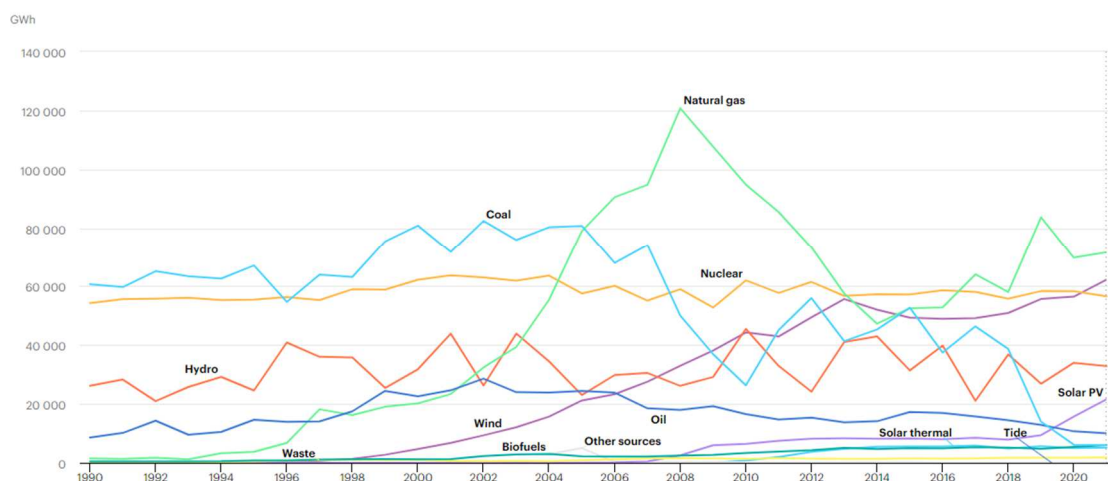


Figura 2.8: Fontes de geração de energia elétrica na Espanha desde 1990 a 2022 (fonte: (Agência Internacional de Energia, 2022))

Deste modo, as políticas impostas por Espanha têm em vista a progressão das metas impostas para 2030, com maior expressão para o setor elétrico. Após a queda nos investimentos entre os anos de 2013 e 2018 devido à falta de recursos financeiros para promover as energias renováveis, estes voltaram em 2019. Após este ano a percentagem de energias renováveis aumentou para 38% em 2019 comparativamente a 2009 que era cerca de 24%.

As metas de Espanha também preveem um aumento significativo na capacidade de energias renováveis, alcançando 74% da geração de eletricidade até 2030 de energia solar e eólica. Isto pode ser observado pela Figura 2.9, onde a partir do ano de 2006 vemos um aumento da produção de energia solar e um novo aumento a partir do ano de 2019.

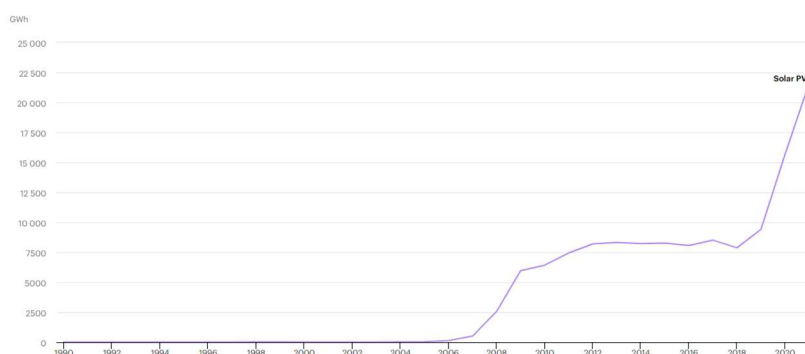


Figura 2.9: Evolução da produção de energia solar fotovoltaica na Espanha (Fonte: (Agência Internacional de Energia, 2022))

2.7.1 Perfil de produção energética na Espanha

Por norma as zonas do sul de Espanha são as zonas com a maior radiação por terem mais horas de radiação solar por dia. Na zona com maior radiação solar, ou seja, a zona 5 na imagem, a radiação solar média anual é cerca de 5 kWh/m² e a zona com menor radiação solar, ou seja, zona 1 na Figura 2.10, a radiação solar media anual é menor que 3,8 kWh/m².

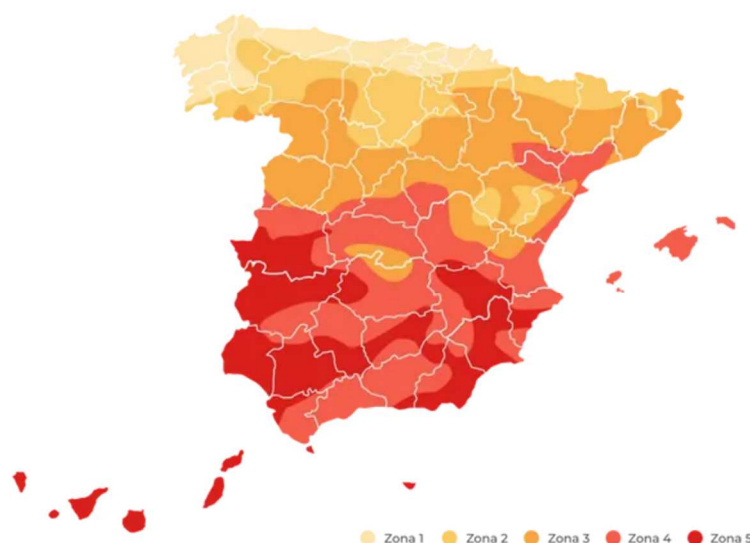


Figura 2.10: Mapa de zonas em função da radiação solar em Espanha (Fonte: (Energia roams, 2023))

2.8 Mercado de energia

De forma a ser possível alcançar a forma mais rentável de gerir o armazenamento de energia é necessário compreender o mercado de energia. O mercado de energia está diretamente relacionado com a necessidade energética de uma dada altura, sendo que o preço pode variar caso exista uma grande procura de energia em que naturalmente o preço de energia será maior comparado com alturas em que a procura seja menor. Para além disso, existem diferentes tipos de mercado, incluindo o mercado diário, onde o preço varia todos os dias, e o mercado intradiário que tem 6 sessões por dia.

Em Portugal, a energia é especialmente comercializada no mercado diário, tendo este como objetivo realizar transações de eletricidade através da apresentação de ofertas de compra e venda, por parte de todos os agentes presentes no mercado, para as vinte e quatro horas do dia seguinte. Deste modo, todos os dias às 12h, são estipulados os preços e as fontes de produção de energia para o dia seguinte.

O MIBEL (mercado ibérico da eletricidade) segue o modelo marginalista, como apresentado na Figura 2.11, em que os produtores de eletricidade apresentam propostas com base no custo marginal de produção (que representa o custo associado ao combustível, o custo das emissões, o custo variável de operação e manutenção e os impostos). As ofertas são ordenadas por ordem crescente. O contrário verifica-se nas ofertas dos comercializadores, sendo a compra de energia organizada de acordo com o preço de compra, por ordem

decrecente. O preço de produção da energia para todos os produtores será o ponto de interseção entre a oferta e a procura, ou seja, o custo marginal de produção do último produtor que satisfaz a procura no período de licitação (EDP, 2022).

Descrição do modelo de mercado marginalista

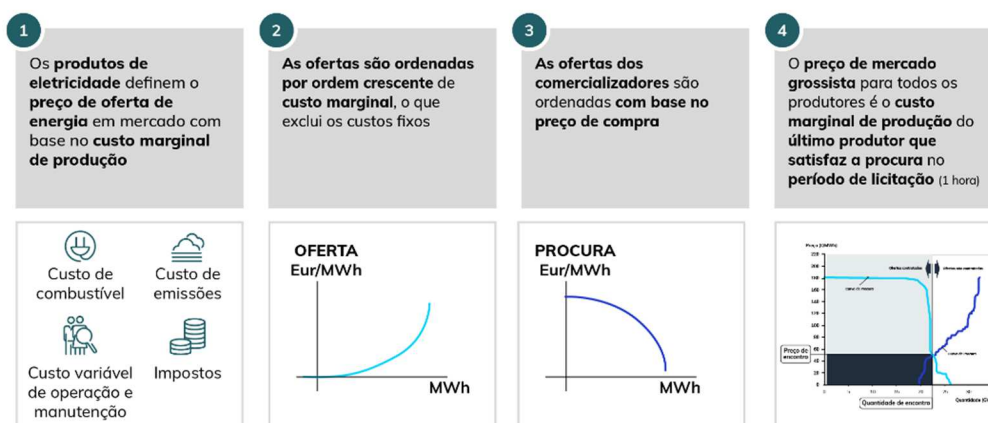


Figura 2.11: Esquema do modelo de mercado marginalista (fonte: (EDP, 2022))

2.9 Modelos económicos

Com o objetivo de analisar a viabilidade económica dos sistemas de armazenamento de energia, é utilizada a avaliação de custo-benefício. Esta ferramenta analítica serve para avaliar as vantagens e desvantagens económicas perante uma situação de investimento, tendo em conta os custos e benefícios (Sartori, 2015).

1. Identificação dos custos e receitas do sistema
 - a. Custos de investimento
 - i. Ativos fixos
 - ii. Despesas de instalação
 - iii. Variações de fundo de maneo
 - iv. Outros elementos de investimento
 - b. Custo de exploração
 - c. Receitas de exploração
2. Identificação de critérios de seleção de projetos
 - a. Valor atual líquido (VAL)

- b. Taxa interna de Rendibilidade (TIR)
- c. Rácios Benefício/Custo (B/C)
- d. Período de recuperação do capital (PR)

3. Cálculo dos critérios de seleção

a. VAL

O VAL mede o benefício adicional que o projeto de investimento oferece sobre o benefício normal medido pelo custo de oportunidade de capital. Assim, o VAL é calculado a partir da equação (19).

$$VAL = \sum_{t=0}^n \left[\frac{R_t - D_t}{(1+i)^t} \right] - \sum_{t=0}^n \left[\frac{I_t}{(1+i)^t} \right] \quad (19)$$

I_t : Investimento em t;

R_t : Receitas Brutas de exploração em t;

D_t : Despesas brutas de exploração em t;

i : Taxa de atualização;

$n + 1$: tempo de vida útil do projeto em anos.

- Critério:

$VAL > 0$

De modo que o projeto venha a gerar fundos suficientes para amortizar o valor do investimento, para remunerá-lo anualmente à taxa i , previamente aceite, e gerou ainda um excedente de fundos igual ao do VAL. Assim, na escolha entre duas ou mais alternativas, considera-se, tipicamente, a que tiver o maior valor de VAL.

b. TIR

A TIR é a taxa de atualização para a qual o VAL de um projeto seja nulo. É possível calcular a TIR a partir da equação (20).

- Em termos algébricos:

$$\sum_{t=0}^n \left[\frac{R_t - D_t}{(1 + TIR)^t} \right] - \sum_{t=0}^n \left[\frac{I_t}{(1 + TIR)^t} \right] = 0 \quad (20)$$

- Critério:

$$TIR > 0$$

Entre duas ou mais opções alternativas, seleciona-se aquela cuja TIR for superior.

c. Período de recuperação do capital

O Período de recuperação (PR) do capital investido corresponde ao tempo necessário para que os fluxos líquidos de tesouraria (ou *cash-flow*) gerados pelo investimento “reembolsem” a mobilização inicial de fundos. É possível calcular o período de recuperação do capital a partir da equação (21).

$$\sum_{t=0}^n \left[\frac{I_t}{(1+i)^t} \right] = \sum_{t=0}^n \left[\frac{R_t - D_t}{(1+i)^t} \right] \quad (21)$$

- Critério:

$$PR > 0$$

Um projeto cujo PR seja superior à norma fixada pela empresa é rejeitado. Entre dois projetos alternativos, seleciona-se aquele com um PR inferior

2.10 Soluções existentes para dimensionamento e operação de sistemas de armazenamento de energia

Em (Zhang, Lundblad, et al., 2017), no dimensionamento de um sistema fotovoltaico com baterias ligado à rede são distinguidas três estratégias de gestão e controlo. A estratégia de operação convencional em que quando há excesso de energia a bateria é carregada, a energia excedente após o carregamento da bateria é exportada para a rede e quando a produção fotovoltaica não consegue suportar a carga a bateria é descarregada. A segunda é a estratégia dinâmica de mudança de carga em que a bateria armazena energia a um preço baixo e fornece a um preço alto. Por último, a estratégia de operação híbrida, que é baseada na redução de picos que é obtida pela manutenção do estado de carga da bateria (SOC). Para além disso, otimiza algumas variáveis como a capacidade de baterias e operação de

parâmetros de modo a maximizar o rácio de autossuficiência (SSR) e o valor presente líquido (NPV). Porém, só tem em conta um único parâmetro económico.

Em (Badawy et al., 2016), no dimensionamento de baterias de um sistema fotovoltaico baseado na minimização dos custos de operação em que é feita uma otimização composta por duas partes. A primeira parte da otimização é baseada na definição de um estado de carga da bateria ideal para um determinado período de tempo avaliado, de modo que o custo operacional seja minimizado. Na segunda parte é determinado o tamanho ideal da bateria tendo em consideração a dinâmica do sistema. Assim para a otimização é necessário ter em conta o custo da eletricidade vinda da rede e o custo anual de degradação da bateria.

Porém, este estudo não utiliza modelos económicos.

Em (Bandyopadhyay et al., 2020), é realizado o dimensionamento ótimo de um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia de modo a maximizar o rácio de autossuficiência e a análise de custo eficácia baseada nos incentivos. A otimização considera o custo do capital do sistema, autossuficiência, autonomia de potência e tempo de retorno. Neste estudo não seguem a técnica de seguimento de preço

Em (Correia, 2016) é feito um estudo de viabilidade tecno-económica da implementação de um sistema de armazenamento de energia com baterias de lítio, numa central fotovoltaica. Foram ainda estudadas várias estratégias de controlo do sistema como o controlo de potência de saída constante, controlo de redução de flutuações, controlo do sistema sempre descarregado, *price following* e programação fixa de carga e descarga. Por último, foi feita a avaliação de viabilidade económica.

2.11 Legislação aplicável

Segundo o (Decreto-lei no 15/2022 de 14 de janeiro da Presidência Do Conselho De Ministros, 2022) no capítulo II de produção e armazenamento de eletricidade são necessários procedimentos para a integração de sistemas de armazenamento de energia. Primeiramente, é feito o controlo prévio para o exercício das atividades de produção e armazenamento de eletricidade que está sujeito à obtenção de licença de produção e de exploração, ou a registo prévio e certificado de exploração ou a comunicação prévia, nos termos previstos no presente decreto-lei, onde o SAE, dependendo da sua potência instalada, pode estar sujeito a licença de produção e exploração (caso a potência instalada seja superior a 1MW) ou a registo prévio e a certificado de exploração (caso o SAE seja igual ou inferior a 1MW).

METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia proposta, ilustrada na Figura 3.1, visa a análise económica da integração de sistemas de armazenamento em centrais de produção baseadas em tecnologia fotovoltaica. A abordagem utilizada para a gestão do SAE foi a de seguimento de preço (*price following*) (ver Secção 2.5). Desta forma, para ser efetuado o carregamento foram escolhidas as horas onde o custo é mais baixo e para efetuar o descarregamento foram escolhidas as horas onde o custo é mais elevado (World Bank Group, 2020).

Primeiramente, são fornecidos os dados do sistema de armazenamento de energia, os dados de produção da central e a limitação de potência no ponto de interligação. De seguida, são calculadas as horas de carregamento e descarregamento. As horas de carregamento e descarregamento são calculadas com base na capacidade e duração do SAE e podem estar limitadas dado que este pode ser carregado a partir da central, da rede, ou ambos. Por outro lado, o ponto de interligação também pode limitar a potências de carga e de descarga.

As receitas são provenientes da diferença entre o valor recebido pela venda da energia associada ao processo de descarga do SAE e o custo referente ao processo de carga. A partir das receitas obtidas pelo SAE e dos custos de investimento é possível calcular os fluxos de caixa e os indicadores económicos considerados.

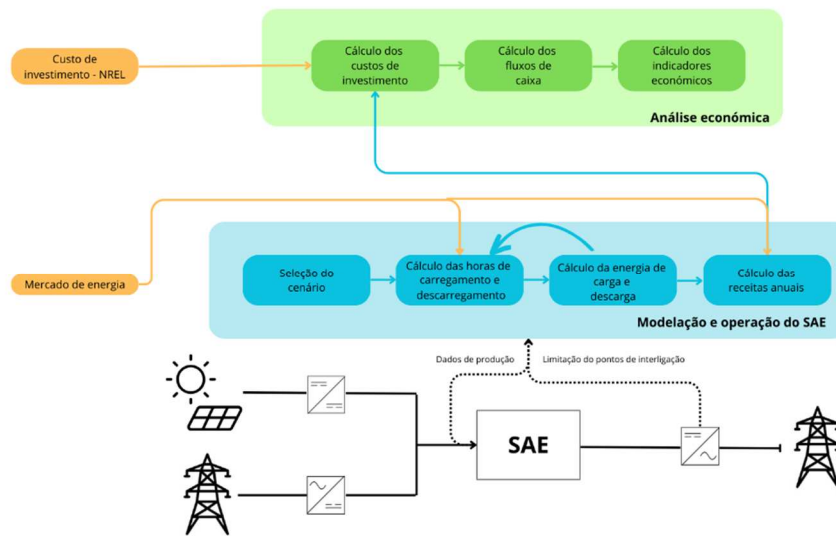


Figura 3.1: Esquema representativo da metodologia proposta

3.1 Dados de entrada

Os dados de entrada referem-se aos dados que são introduzidos pelo utilizador, que dependem do estudo de caso onde a metodologia é utilizada. Estes dados descrevem o sistema de armazenamento de energia, bem como, o seu modo de gestão de energia. Para além disso, para que seja possível realizar a análise económica, o utilizador tem que introduzir a informação necessária para o projeto de investimento. Os dados em questão encontram-se descritos no restante desta secção.

Dados relativos à central solar fotovoltaica

O utilizador deverá indicar se a central já existe e se tem os dados de produção da mesma, ou se a central será implementada posteriormente. No caso em que a central já foi implementada, deverão ser introduzidos os dados horários relativo à produção. Para o estudo de caso reportado neste documento onde a metodologia foi aplicada, os dados de produção referem-se a uma central solar fotovoltaica existente e são apresentados na secção 4.1.

Caso a central seja implementada posteriormente, terão de ser efetuados os cálculos de produção e para isso será necessária a obtenção dos dados relativos à irradiância no plano dos módulos. Estes dados podem ser obtidos através da plataforma *online PVGIS (Photo-voltaic Geographical Information System)* em kWh/m². De modo a que seja possível calcular o número de módulos dado pela equação (22), será necessário indicar a potência da central, bem como a potência unitária dos módulos utilizados. Por último, para calcular a energia de origem fotovoltaica é necessário a área dos módulos fotovoltaicos e o rendimento em condições STC, tal como descreve a equação (23).

$$N^{\circ} \text{ de módulos} = \frac{P_{central}}{P_{módulo}} \quad (22)$$

$$E_{FV,STC} = H * A_{pv} * N^{\circ} \text{ de módulos} * \eta_{STC} \quad (23)$$

Em que:

- H - Irradiância no plano dos módulos;
- A_{pv} - Área dos módulos;
- η_{STC} - Eficiência dos módulos em condições STC.

Dados relativos ao Sistema de armazenamento de energia

Relativamente ao sistema de armazenamento, o utilizador deverá introduzir a capacidade, a duração do sistema de armazenamento, profundidade de descarga, e os rendimentos do processo de carga e descarga do SAE. A duração representa o tempo que o SAE demora a carregar ou a descarregar completamente (Cole & Karmakar, 2023). Para o estudo de caso apresentado no Capítulo 4 assumiu-se uma profundidade de descarga inicial de 100%, uma eficiência de armazenamento de 100% dado que o SAE efetua um ciclo de carga e descarga por dia, e uma eficiência de carga e descarga de 98% (Sternner & Stadler, 2019).

Dados relativos à limitação ao ponto de restrição

O utilizador deverá indicar se existe restrição no ponto de interligação e, caso exista, fornecer a respetiva potência. Este valor vai ter impacto nas receitas diárias do SAE dado que esta restrição implica a limitação das horas onde ocorre a carga e a descarga, visto que este valor de potência não pode ser excedido. No estudo de caso considerado neste trabalho, é verificado que existe restrição no ponto de interligação correspondente a 35 MW. Assim, foram analisados dois casos, nomeadamente, um em que não existe restrição de potência do

ponto de interligação e outro em que existe, para se avaliar o impacto da referida restrição nos resultados obtidos.

Dados relativos à análise económica

O utilizador deverá também introduzir os dados relacionados com a análise económica. Neste trabalho consideraram-se os preços de energia horários do MIBEL correspondente ao ano 2022 relativo a Espanha (país onde se encontra a central considerada). É de notar que podem ser utilizados quaisquer outros preços de energia, porém neste estudo de caso foram considerados os preços do MIBEL. Será também necessário indicar o fator multiplicativo da diferença de preço, α . Este parâmetro tem como objetivo analisar o aumento da diferença de preços de energia entre as horas de carga (mais baratas) e as de descarga (mais caras).

Dado o perfil de produção de energia fotovoltaica e o perfil de consumo diário, ilustrado na Figura 1.1, observa-se que estes não se sobrepõem, uma vez que as horas de maior produção de energia solar fotovoltaica geralmente não coincidem com as horas de maior procura, resultando num preço de energia menor. Como consequência, e tendo em conta o modelo marginalista para o cálculo dos preços de energia, descrito na secção 2.8, a diferença de preços será cada vez maior no futuro com o aumento esperado da integração de tecnologia fotovoltaica (Agência Internacional de Energia, 2022). Assim, no caso de estudo em que a metodologia proposta foi aplicada, foi analisado o aumento na diferença de preço, variando desde o seu valor atual, $\alpha = 1$, até ao dobro, $\alpha = 2$.

A Figura 3.2, apresenta a, diferença entre a hora em que os preços de energia são mais caros e a hora em que são mais baratos em 2022 no Mercado Ibérico da Energia Elétrica. O parâmetro α serve, portanto, para analisar o impacto que futuras variações máximas no referido mercado terão na viabilidade económica do investimento.

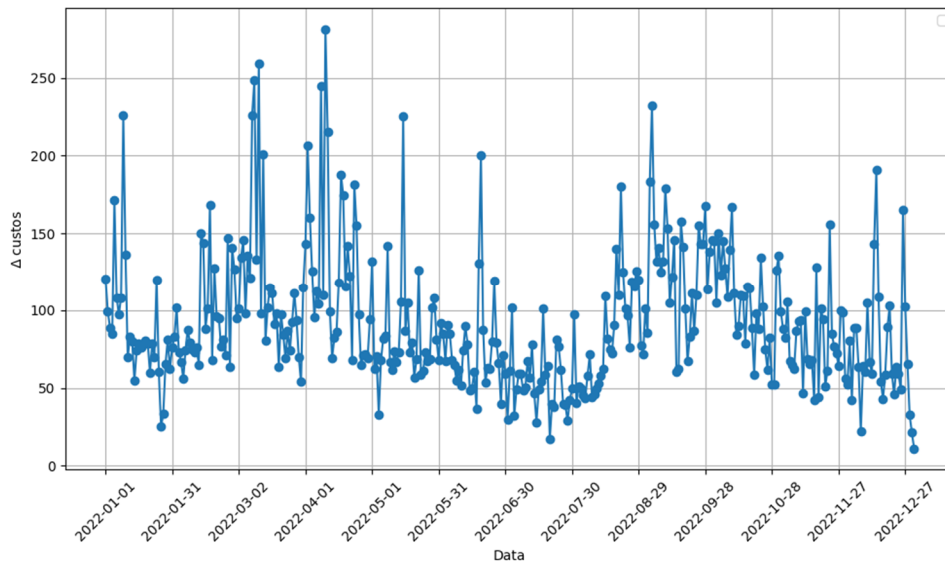


Figura 3.2: Variação máxima dos preços de energia por dia

Ainda relativamente à análise económica, o utilizador deverá fornecer os preços por unidade de energia de armazenamento. Neste trabalho, estes preços tiveram em conta as projeções previstas pelo relatório fornecido pela NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) durante o período de 2020 a 2050. No estudo de caso considerado foram analisados os custos de investimentos relativos aos anos de 2022, 2030, 2040 e 2050. Estas projeções foram desenvolvidas com base na análise de publicações recentes que incluem o custo de armazenamento em grande escala. Este conjunto de publicações analisadas revelam uma variação nas reduções de custo para os SAE ao longo do tempo. As projeções em questão consideram os custos de investimento para vários cenários, tais como, cenários de custos elevados, médios e baixos. A partir do cenário de custos médios, foram calculados os custos de investimento para sistemas de armazenamento com durações de 2, 4 e 6 horas. Isto significa que estes sistemas seriam capazes de descarregar toda a sua capacidade nominal durante o período de duração especificado. Na Figura 3.3 estão apresentadas as projeções até 2050 dos custos de investimento em euros por quilowatt-hora (€/kWh) apresentados em (Cole & Karmakar, 2023). Para a conversão de \$/kWh para €/kWh considerou-se a taxa de cambio reportado pelo Banco de Portugal no dia 23 de novembro de 2023 de 1€ = 1,09\$.

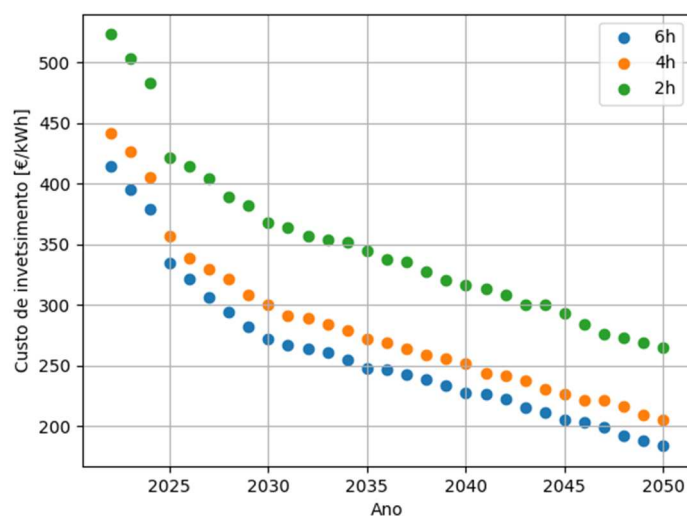


Figura 3.3: Previsão dos custos de investimento €/kWh (Adpatdo de: (Cole & Karmakar, 2023))

Note-se que é possível a utilização de outros custos. Porém, na aplicação da metodologia ao estudo de caso considerado neste trabalho foram tidos em conta os custos descritos no relatório publicado pelo NREL. Adicionalmente, é necessário indicar a taxa de atualização do capital para o cálculo dos indicadores económicos (2% neste trabalho).

3.2 Análise económica

Na análise do projeto de investimento é utilizada a estimativa dos fluxos de caixa para determinar os indicadores de desempenho económico. Para isso é necessário ter em conta os custos de investimento, o custo de operação e manutenção e, por fim, as receitas geradas. Primeiramente, é definido o período de referência. No estudo de caso considerado o período de referência foi de 15 anos, de acordo com as análises descritas nos relatórios da NREL (Cole & Karmakar, 2023).

Receitas

As receitas, como referido anteriormente, são obtidas pela diferença positiva entre a venda e a compra de energia. Para a obtenção das receitas é necessário saber a quantidade de energia que foi carregada e descarregada e os preços da energia durante esses processos. As receitas variam assim consoante a capacidade e duração do SAE e com os preços da energia proveniente do mercado diário.

Para o cálculo das receitas também foi introduzido o parâmetro α . Este parâmetro corresponde ao fator multiplicativo da variação de preços de energia como descrito na secção 3.1. O objetivo do α é avaliar como a variação na amplitude da diferença de preços afeta o retorno diário e os resultados económicos finais. A equação (24) descreve assim o cálculo das receitas diárias provenientes da diferença entre o valor recebido pela venda da energia associada ao processo de descarga do SAE e o custo referente ao processo de carga, onde as variáveis utilizadas têm o seguinte significado:

- $E_{desc,h}$ – Energia descarregada durante a hora h
- $C_{desc,h}$ – Valor de mercado por unidade de energia descarregada durante a hora h
- $E_{carg,h}$ – Energia carregada durante a hora h
- $C_{carg,h}$ – Valor de mercado por unidade de energia carregada durante a hora h
- η_{desc} – Rendimento do processo de descarga
- η_{carg} – Rendimento do processo de carga
- α – Fator utilizado para aumentar a diferença entre os preços de mercado entre as horas mais caras e as horas mais baratas

$$\begin{aligned}
 \text{Receita diária } [€] &= \left(\sum_{h=0}^{24} (E_{desc,h} * \eta_{desc} * C_{desc,h}) \right. \\
 &\quad \left. - \sum_{h=0}^{24} (E_{carg,h} * \eta_{carg} * C_{carg,h}) \right) * \alpha
 \end{aligned} \tag{24}$$

Utilizando a equação (25) é possível obter o retorno anual a partir da receita diária, onde DOD_d representa a profundidade de descarga em percentagem para cada dia d de um determinado ano que irá afetar o retorno anual obtido para o ano a .

$$\text{Retorno anual}_a [€] = \sum_{d=1}^{365} \text{Receita diária}[€] * DOD_d[\%] \tag{25}$$

Com o aumento do número de ciclos realizados pelo SAE, tendo em conta que este realiza no máximo um ciclo por dia, a profundidade de descarga diminui. Devido a esta diminuição da profundidade de descarga, a energia armazenada será menor ao longo do tempo e como consequência, as receitas serão menores.

A referida profundidade de descarga é calculada de acordo com a Equação (26), tal como descrito em (Ameli & Ameli, 2021). A Figura 3.4 apresenta os valores obtidos utilizando a Equação (26).

$$DOD[\%] = \frac{N^{\circ} \text{ de ciclos}^{\frac{1}{-1.632}}}{4000} \quad (26)$$

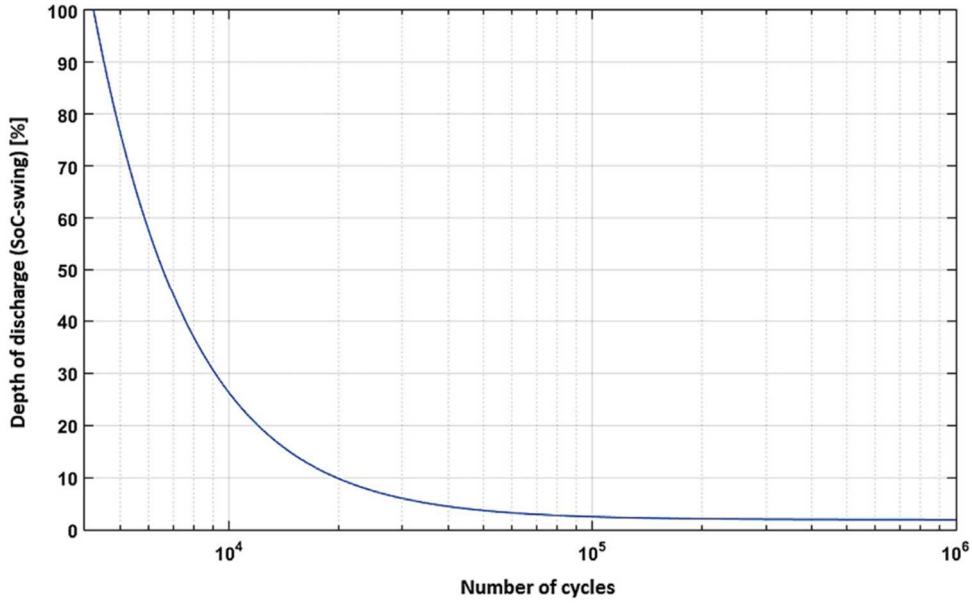


Figura 3.4: Profundidade de descarga em relação ao número de ciclos (fonte: (Ameli & Ameli, 2021; Dallinger et al., 2013))

Custos de investimento

Os custos de investimentos são calculados utilizando a equação (27) com base nos custos por unidade de energia de armazenamento apresentados na secção 3.1.

$$C_{invs_{total}}[€] = C_{invs} \left[\frac{€}{kWh} \right] * Capacidade [kWh] \quad (27)$$

Custos de manutenção

Os custos de manutenção e operação são compostos por dois componentes, nomeadamente: o custo variável de operação e manutenção e o custo fixo de manutenção e operação. Os custos variáveis de operação e manutenção são geralmente assumidos como 0 e os custos fixos de operação e manutenção têm em consideração que o sistema de baterias faz um ciclo por dia (Cole & Karmakar, 2023).

Dado que os custo de manutenção e operação estão unicamente dependentes dos custos fixos, assume-se que o desempenho do SAE foi garantido ao longo da vida, no senti-

do em que, o operador não terá custos adicionais relacionados com o desgaste ou com a degradação do SAE. Assume-se deste modo que os custos fixos de operação e manutenção anuais representam 2,5% do valor do investimento, de acordo com o descrito em (Cole & Karmakar, 2023).

Fluxo de caixa

Para analisar as receitas e os gastos anuais do projeto de investimento, é calculado o fluxo de caixa anual. As receitas estão associadas aos ganhos do sistema de armazenamento pela compra e venda de energia. Por outro lado, os gastos estão associados aos custos de investimento e aos custos de manutenção. Assim, o fluxo de caixa (*cash-flow*) por ano é dado pela diferença entre as receitas e os gastos correspondente a cada ano, como demonstrado na Equação (28). No ano de investimento, ano 0, o fluxo de caixa corresponde ao valor negativo do custo inicial do investimento.

$$\text{Fluxo de caixa}_a = \text{Receita}_a - \text{Gastos}_a \quad (28)$$

Fluxo de caixa atualizado

O fluxo de caixa atualizado considera os valores calculados previamente pela equação (28), sendo os valores obtidos ajustados anualmente de acordo com a taxa de atualização, como demonstrado na equação (29). Nesta equação a variável i representa a taxa de atualização (2% no estudo de caso considerado).

$$\text{Fluxo de caixa atualizado}_a = \frac{\text{Fluxo de caixa}_a}{(1 + i)^{a-1}} \quad (29)$$

Fluxo de caixa acumulado

O fluxo de caixa acumulado tem em conta os valores calculados do fluxo de caixa líquido. O cálculo é obtido pela soma cumulativa dos fluxos de caixa, como apresentado na Equação (30), onde para cada ano a é somado o valor do fluxo de caixa do ano anterior e o valor do fluxo de caixa do ano correspondente.

$$\begin{aligned} \text{Fluxo de caixa acumulado}_a \\ &= \text{Fluxo de caixa acumulado}_{a-1} \\ &+ \text{Fluxo de caixa}_a \end{aligned} \quad (30)$$

Indicadores económicos

Os indicadores económicos considerados dizem respeito à taxa de interna de retorno (TIR), valor atual líquido (VAL) e o tempo de retorno (*Payback*) que estão descritos na secção 2.9.

3.3 Gestão e funcionamento do sistema de armazenamento

Na metodologia proposta, foram criados diferentes cenários de implementação com o objetivo de analisar diferentes modos de gestão de energia do sistema de armazenamento. Concretamente, foram criados seis cenários diferentes, sendo o modo de gestão do SAE diferente tendo em conta a sua implementação e as condições existentes. Assume-se ainda que para o estudo de caso descrito no Capítulo 4, o SAE realiza no máximo um ciclo de carregamento e descarregamento por dia.

No primeiro cenário, o SAE é carregado a partir da central e não tem limitação de potência no ponto de interligação. O carregamento está limitado pela produção da central, podendo carregar unicamente se existir produção a partir da central onde este está ligado. Assim, tendo em conta as horas onde é possível efetuar o carregamento, são primeiramente escolhidas as horas onde o preço é mais barato, seguidas das seguintes horas por ordem crescente de preço, até carregar por completo o SAE, se possível. O descarregamento não tem limitações podendo sempre descarregar o máximo de energia possível, sendo dada prioridade às horas onde o preço de energia é mais elevado, seguidas das horas por ordem decrescente de preço até descarregar por completo o SAE.

No segundo cenário, o SAE é carregado a partir da rede e não tem limitação de potência no ponto de interligação. O carregamento não tem quaisquer limitações, sendo que as horas de carregamento serão onde o preço de energia é mais barato. No descarregamento, tal como no cenário anterior, começa sempre por descarregar nas horas onde o preço de energia é mais elevado.

No terceiro cenário, o SAE é carregado a partir da central e tem limitação do ponto de interligação. O seu modo de carregamento é semelhante ao do primeiro cenário. No entanto, uma vez que existe limitação do ponto de interligação, durante o modo de descarregamento, a potência de descarga não pode exceder esse valor.

No quarto cenário, o SAE é carregado a partir da rede e tem limitação de potência no ponto de interligação. O modo de carregamento é semelhante ao do segundo cenário, no sentido em que o carregamento é efetuado a partir da rede enquanto o modo de descarregamento é semelhante ao do terceiro cenário, pois tem limitação.

Por último, no quinto e sexto cenários, o modo de carregamento é híbrido e pode ou não ter a limitação do ponto de interligação, respetivamente. O SAE pode ser carregado ou a partir da central ou da rede. Estes cenários serão semelhantes, em termos de receitas obtidas, ao cenário de carregamento da rede, correspondente ao segundo e quarto cenários, uma vez que o custo de carregamento e as receitas são as mesmas.

Independentemente do cenário escolhido, calcula-se a energia armazenada por hora com base na energia carregada e descarregada calculada anteriormente. O estado de carga (SOC), é calculado com base na capacidade e na energia armazenada por hora, tal como descrito na Equação (31).

$$SOC[\%/h] = \frac{\text{Energia armazenada}_h}{\text{Capacidade do SAE}} * 100\% \quad (31)$$

Na Tabela 3.1 está um resumo dos cenários descritos anteriormente.

Tabela 3.1: Resumo dos cenários

Cenário	Carregamento	Descarregamento
1	Central Solar	Sem limitação do POI
2	Rede Elétrica	Sem limitação do POI
3	Central Solar	Com limitação do POI
4	Rede Elétrica	Com limitação do POI
5	Híbrido	Com limitação do POI
6	Híbrido	Sem limitação do POI

RESULTADOS

4.1 Casos de Estudo

De modo a ilustrar a utilização da metodologia descrita no capítulo 3 considerou-se a sua aplicação num estudo de caso referente a uma central real localizada em Espanha. A Tabela 4.1 apresenta as principais características da central considerada. Relativamente aos dados de produção, utilizaram-se os dados de produção horária desde o dia 1 de janeiro de 2022 até 31 de dezembro de 2022. A implementação da metodologia proposta foi realizada num programa em linguagem de *Python*. O programa desenvolvido com base na metodologia também tem a capacidade de ser aplicado a outros estudos de caso, bastando para isso alterar os parâmetros de entrada. A central tem as seguintes características descritas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Características da central do caso de estudo

Central A	Potência da central [MW]	45,62
	<i>POI Limitation</i> [MW]	35
	Potência dos módulos [Wp]	340 e 345
	Número de módulos	133 380
	Localização	Espanha

A Figura 4.1 apresenta a produção horária da central considerada. Como se pode observar, os meses de maior produção são os meses correspondes ao verão e os de menor produção são os meses de inverno. Para além disso, também é possível obter um gráfico

com a média de produção horária para a central, tal como se apresenta na Figura 4.2. Observa-se assim que nas horas onde há mais exposição solar também existirá maior produção por parte da central. Nos cenários em que o SAE é carregado a partir da central este irá carregar dentro do intervalo de tempo em que existe produção de energia solar.

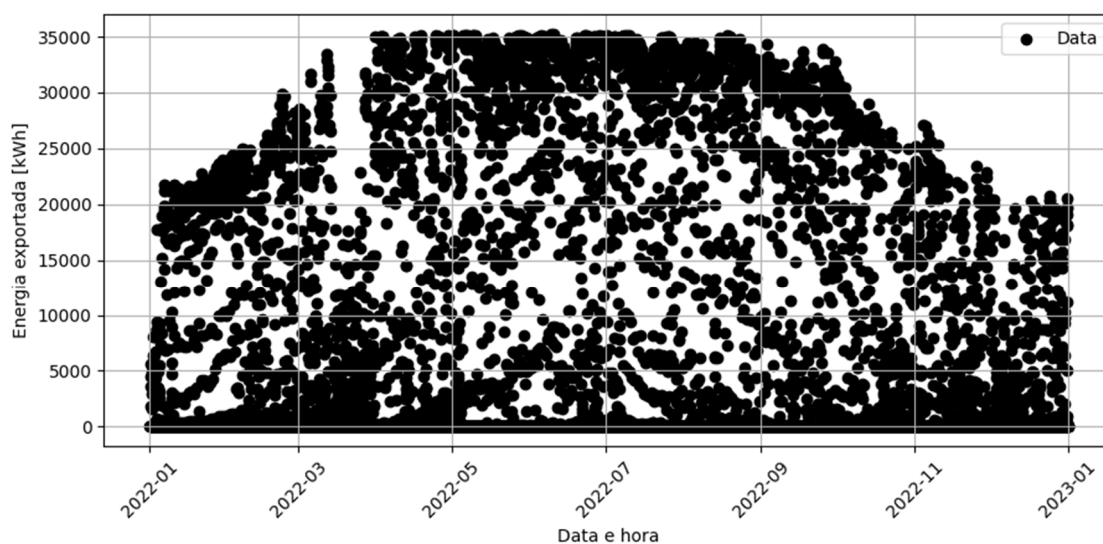


Figura 4.1: Produção da central A

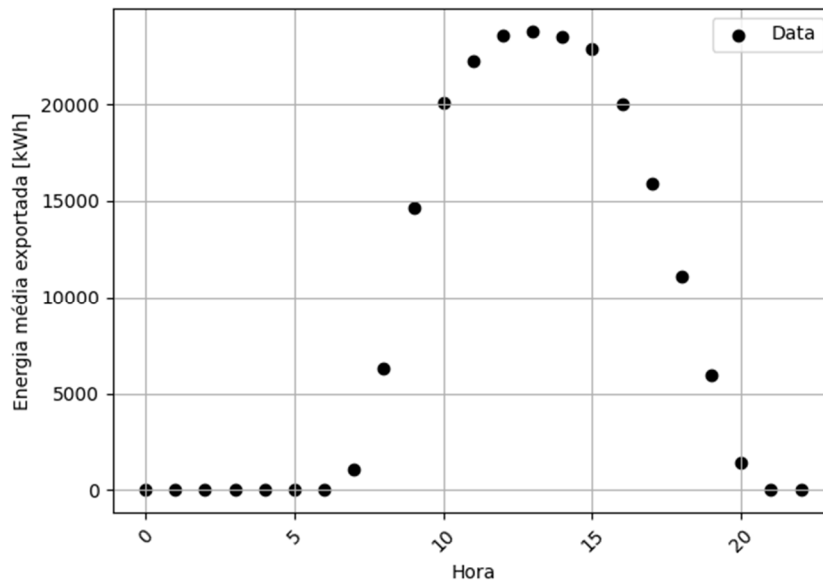


Figura 4.2: Produção média horária da central A

4.2 Custos de investimento

Nos custos de investimento, foram analisados dois casos. Numa primeira análise tem-se os custos de investimento por duração da bateria, para baterias de 2, 4 e 6h, desde o ano de 2022 até 2050, como apresentado na Figura 3.3. As baterias de duração inferior têm um custo de investimento mais elevado e as baterias de duração superior um custo de investimento mais baixo. Isto deve-se ao facto de baterias com maior duração poderem operar com potências mais baixas.

A partir dos custos de investimento estabelecidos anteriormente em custo por capacidade da bateria e ano foram obtidas as curvas apresentadas na Figura 4.3 para a duração de 2 h a título ilustrativo. Observa-se que à medida que a capacidade aumenta, o custo total de investimento também aumenta. No entanto, ao longo dos anos, o custo de investimento por unidade de energia diminui. Deste modo, é esperado que, com o passar do tempo, os resultados obtidos dos indicadores económicos se tornem mais favoráveis, uma vez que o investimento inicial será menor.

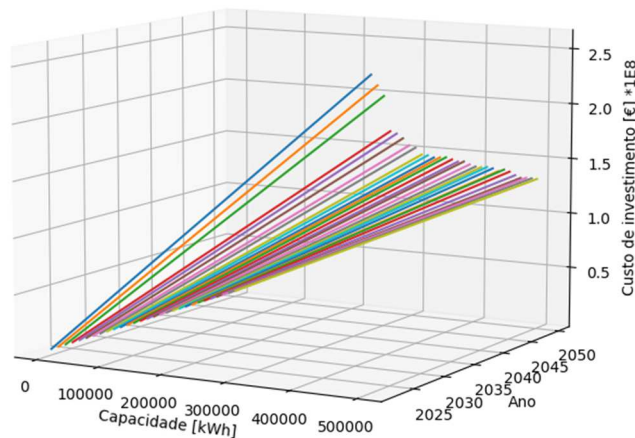


Figura 4.3: Custos de investimento com o Ano - duração = 2h

4.3 Resultados obtidos

Os resultados obtidos tiveram como base a metodologia proposta, considerando os seis cenários estabelecidos para a gestão do SAE descritos no Capítulo 3. De forma a realizar uma análise comparativa entre os cenários foram primeiramente comparados os cenários onde não existe restrição de potência no ponto interligação com a rede, sendo posteriormente realizada a comparação entre os cenários onde existe limitação no ponto de interligação.

4.3.1 Sem limitação de potência de ligação à rede

Nos cenários em que não existe limitação de potência de interligação o SAE pode ser carregado a partir da central ou a partir da rede. Estes dois cenários terão receitas diárias e por sua vez, receitas anuais diferentes devido à limitação horária de carregamento. Deste modo, são apresentadas as receitas anuais para estes cenários nas figuras Figura 4.4 e Figura 4.5, em que para cada cenário foi analisado como a capacidade e o tempo de duração do SAE alteram as receitas.

Em ambos os gráficos, é evidente que os sistemas de menor duração produzem maiores receitas por conseguirem carregar e descarregar em menores períodos de tempo, devi-

do ao facto de que a sua potência de carregamento e descarregamento ser superior, resultando numa variação de preços maior.

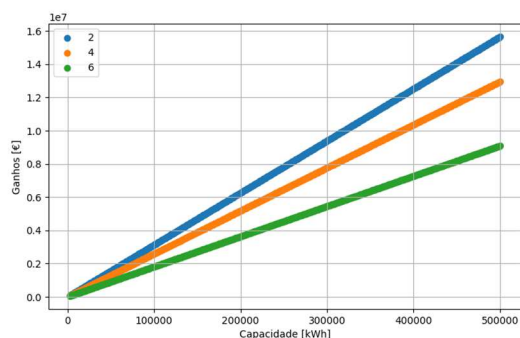


Figura 4.4: Ganhos anuais da bateria por capacidade em função da duração - rede (Cenário 1)

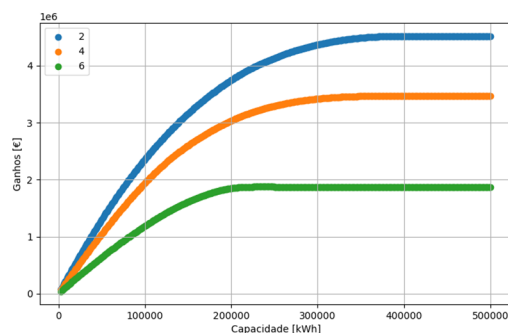


Figura 4.5: Ganhos anuais da bateria por capacidade em função da duração - central (Cenário 2)

No cenário em que o sistema é carregado a partir da central pode-se observar que com o aumento da capacidade, consequentemente existe um aumento na receita gerada até chegar a um ponto onde as receitas não aumentam para além desse valor. A estabilização das receitas está diretamente relacionada com a energia exportada pela central. Existe um limite máximo de energia produzida pela central e quando a quantidade de energia aceite pela bateria ultrapassa esse limite, mesmo que a capacidade da bateria seja aumentada, a quantidade de energia que ela efetivamente recebe permanece constante. Isso leva a uma estabilização nas receitas. A Tabela 4.2 apresenta as capacidades e respetivas receitas geradas a partir da qual existe essa estabilização. No cenário em que o sistema é carregado a partir rede pode-se observar que com o aumento da capacidade a receita gerada aumenta continuamente, não atingindo um ponto de estabilização (Figura 4.4).

Tabela 4.2: Ponto de estabilização para cada duração

	Capacidade [kWh]	Receitas 1º ano [€]
2h	412000	4.517.722
4h	378000	3.463.586
6h	241000	1.877.054

No cálculo do retorno diário demonstrado na equação (24), um dos parâmetros tidos em conta é o α , que representa a amplitude da variação de preços. Como se pode comprovar pela Figura 4.6 e pela Figura 4.7 quanto maior é o α maiores serão as receitas.

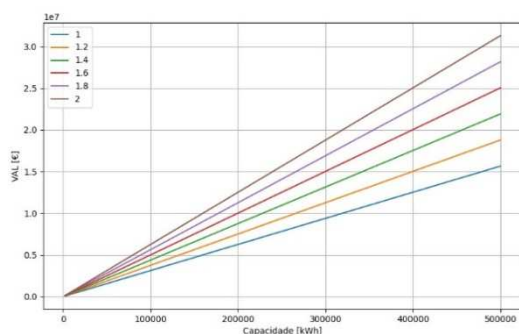


Figura 4.6: Ganhos em função do alfa - rede (Dr = 2h)
(Cenário 1)

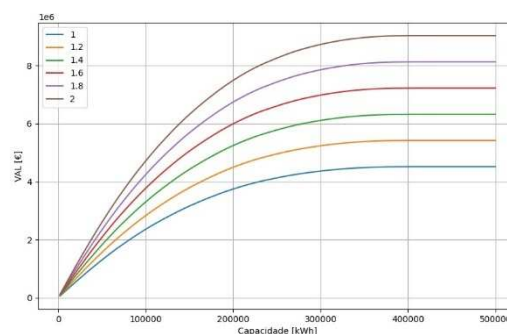


Figura 4.7: Ganhos em função do alfa - central (Dr = 2h)
(Cenário 2)

Os ganhos e os custos de investimento são fatores importantes para o desempenho económico dos SAE integrados em centrais de produção. Assim, a razão entre ambos descreve o modo como os resultados económicos se comportam para diferentes capacidades de armazenamento. Quanto maior a percentagem melhor o resultado e, como foi verificado anteriormente, os ganhos para o carregamento do sistema a partir da central são mais reduzidos que no carregamento a partir da rede. Assim, a razão entre os ganhos e os custos de investimento para a central serão menores do que no caso da ligação à central e diminuindo de forma mais acentuada após o ponto de estagnação, como verificado na Figura 4.8. Dado que os ganhos da ligação à rede aumentam de forma constante com o aumento da capacidade a percentagem entre os ganhos e o custo de investimento resulta numa relação constante, como apresentado na Figura 4.9

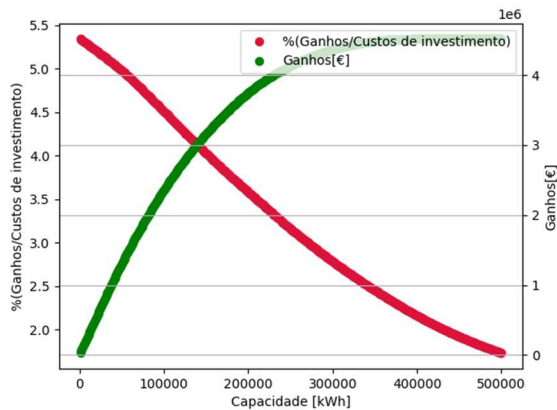


Figura 4.8: Ganhos e % (Ganhos/custo de investimento) para ligação à central (Dr = 2h) (Cenário 1)

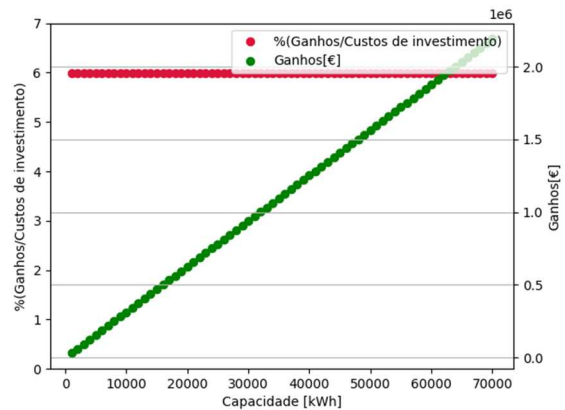


Figura 4.9: Ganhos e % (Ganhos/custo de investimento) para ligação à rede (Dr = 2h) (Cenário 2)

Outros fatores importantes para a análise da viabilidade económica são as receitas que variam consoante a capacidade, α , o tempo de duração e o custo de investimento que também varia com a capacidade, com o tempo de duração e com o ano de investimento.

Pela Figura 4.10, no Cenário 1 verifica-se que quanto maior o ano de investimento (onde os preços de energia são mais baixos por energia) mais elevada é a percentagem obtida. O mesmo acontece com o aumento do fator de amplitude da diferença de preços.

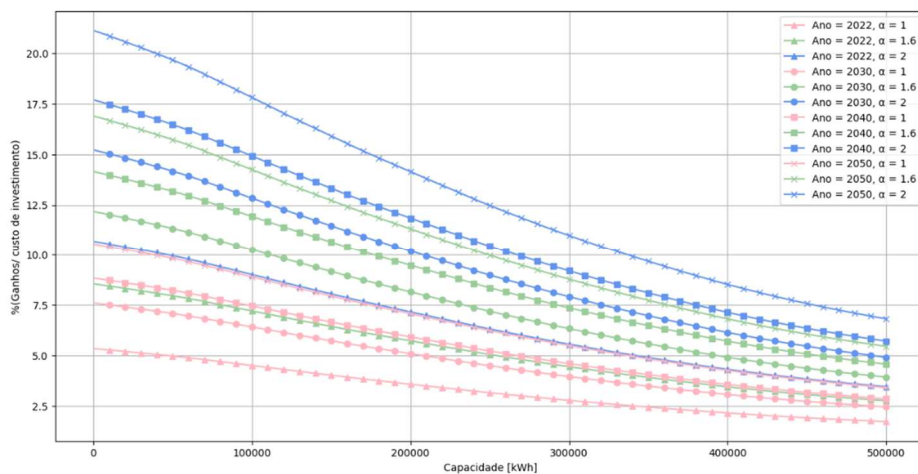


Figura 4.10: Razão entre os ganhos e o custo de investimento (Dr = 2h, ligação à central)

No cenário em que o SAE é carregado a partir da rede, verifica-se que o valor percentual se mantém constante com o aumento da capacidade e tal como verificado para o cenário anterior, a razão entre os ganhos e custos de investimento aumentam com o ano de investimento e com o fator multiplicativo da variação de preços (α), como se verifica na Figura 4.11.

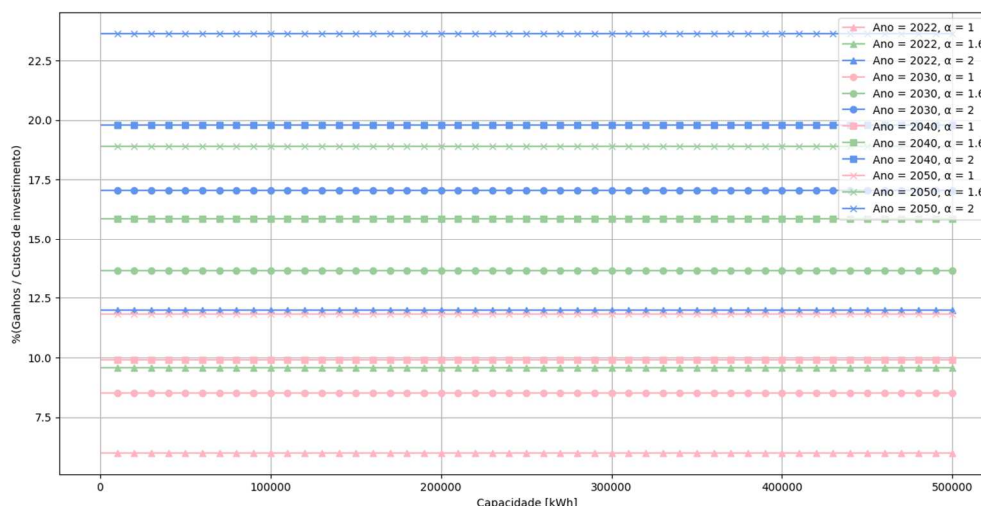


Figura 4.11: Razão entre os ganhos e o custo de investimento ($D_r = 2h$, ligação à rede)

Na análise de viabilidade económica, foi feita a comparação utilizando o indicador económico VAL, de forma que a análise seja mais perceptível, especialmente nos casos em que não existe lucro, o que não é possível de observar com outros indicadores económicos. Assim foi possível comparar o VAL em função do ano de investimento, da duração da bateria e da amplitude de variação de preços, alfa.

Central sem limitação de potência de ligação

A Figura 4.12, Figura 4.13, Figura 4.14 e Figura 4.15 permitem analisar a influência da duração da bateria e da capacidade no valor atual líquido, por ano de investimento. É possível concluir que os SAE com duração de 4h de um modo geral, têm potencial de terem melhor viabilidade económica, por outro lado, ao comparar os sistemas com duração de 2 e 6h observa-se que para capacidades mais reduzidas os SAE de 2h têm maior potencial de viabilidade económica e as de 6h para capacidades mais elevadas. Isto deve-se à diferença entre

os custos de investimento para 2h serem mais elevados em comparação com outras durações. Por último, é de mencionar que na maioria dos casos o VAL calculado é negativo.

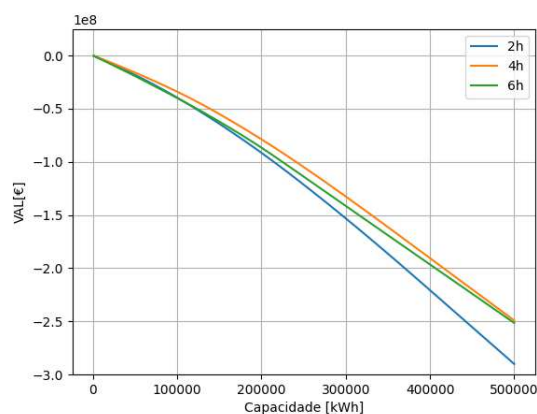


Figura 4.12: VAL e variação da duração (ano = 2022 e alfa = 1)

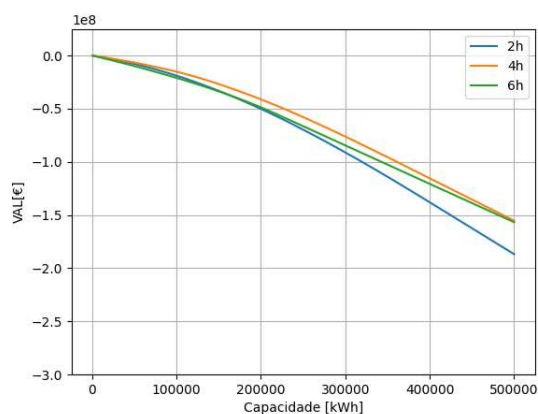


Figura 4.13: VAL e variação da duração (ano = 2030 e alfa = 1)

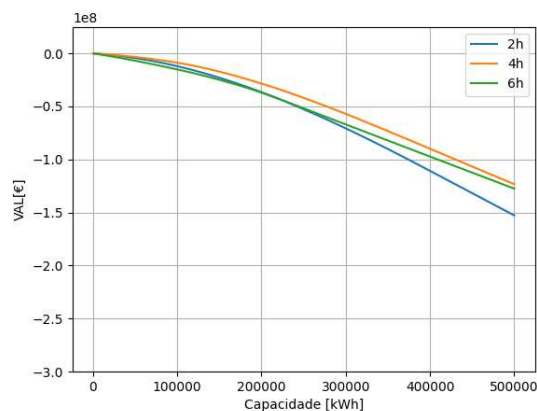


Figura 4.14: VAL e variação da duração (ano = 2040 e alfa = 1)

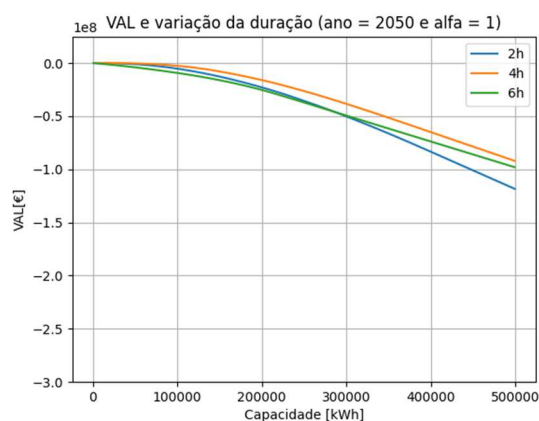


Figura 4.15: VAL e variação da duração (ano = 2050 e alfa = 1)

Na Figura 4.16, Figura 4.17 e Figura 4.18 foi verificado o VAL com a influência do valor fator α para diferentes durações, onde foi observado que quando maior o seu valor maior o VAL e para menores durações verifica-se um VAL maior do que para durações maiores.

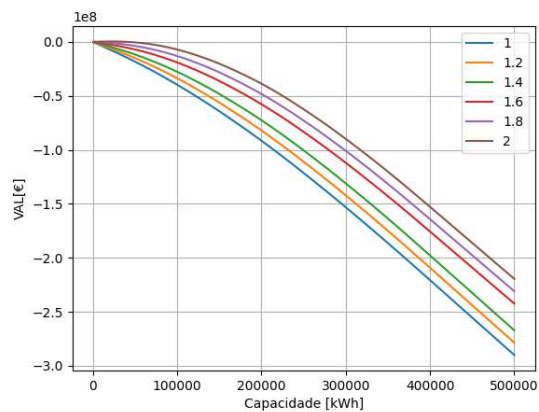


Figura 4.16: VAL e a variação do alfa (ano = 2022 e Dr = 2h)

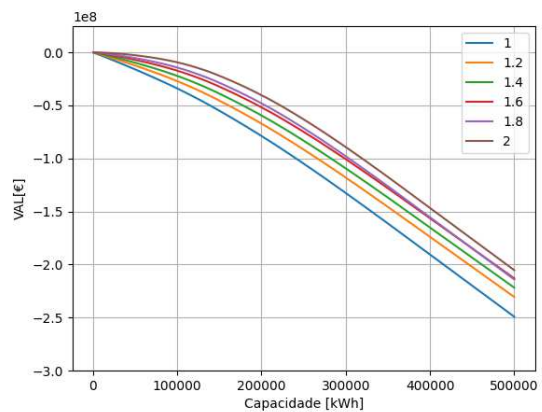


Figura 4.17: VAL e a variação do alfa (ano = 2022 e Dr = 4h)

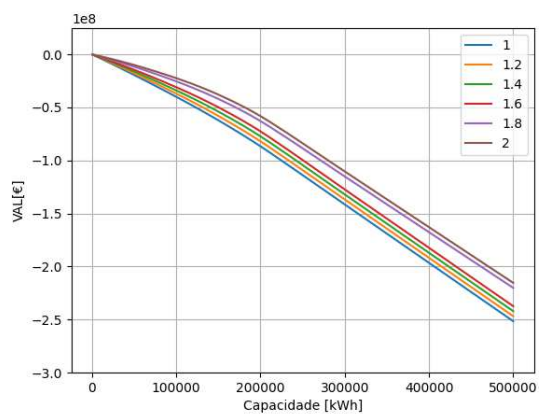


Figura 4.18: VAL e a variação do alfa (ano = 2022 e Dr = 6h)

A Figura 4.19, Figura 4.20 e Figura 4.21 permitem comparar o VAL em função do ano do custos de investimento e em função da duração. Observa-se que quanto maior o ano do custo de investimento maior o VAL, devido à descida do custo de investimento por ano, para além disso, verifica-se que para menores durações o VAL é maior.

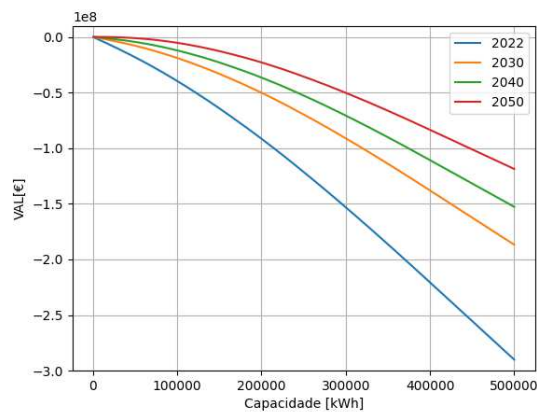


Figura 4.19: VAL e variação do ano (Dr = 2h e alfa = 1)

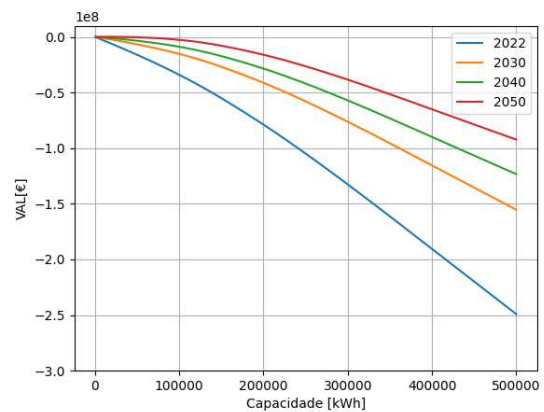


Figura 4.20: VAL e variação do ano (Dr = 4h e alfa = 1)

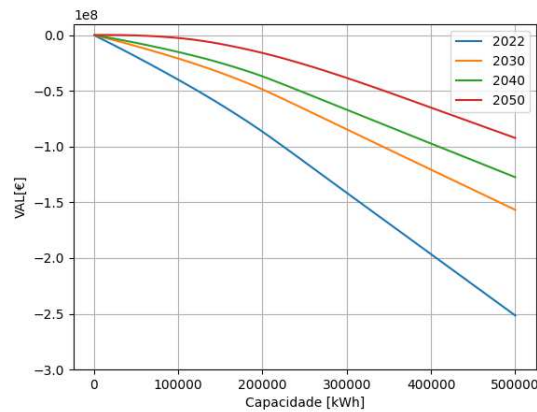


Figura 4.21: VAL e variação do ano (Dr = 6h e alfa = 1)

Rede sem limitação de potência de ligação

Na análise do VAL para carregamentos do SAE a partir da rede, verificou-se que pelas figuras Figura 4.22, Figura 4.23, Figura 4.24 e Figura 4.25 que o VAL é maior para os sistemas com durações de 4, 2 e 6h respetivamente, tal como no cenário anterior, e que para ano de investimento superiores o VAL também é superior.

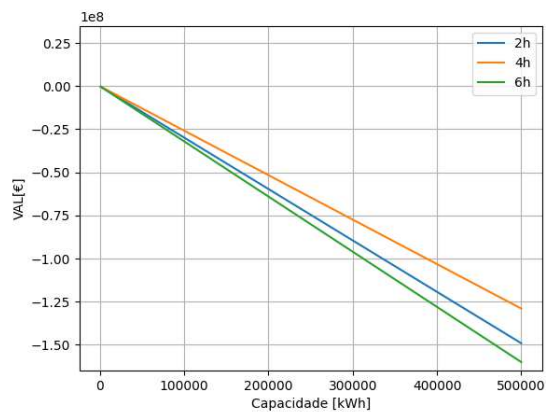


Figura 4.22: VAL e variação da duração (ano = 2022 e alfa = 1)

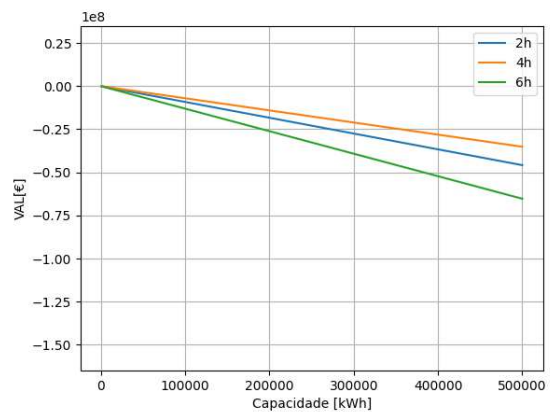


Figura 4.23: VAL e variação da duração (ano = 2030 e alfa = 1)

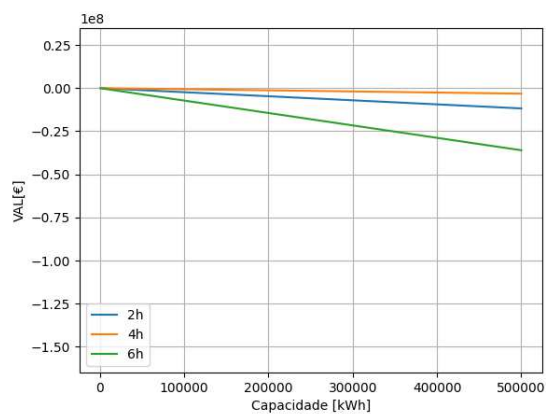


Figura 4.24: VAL e variação da duração (ano = 2040 e alfa = 1)

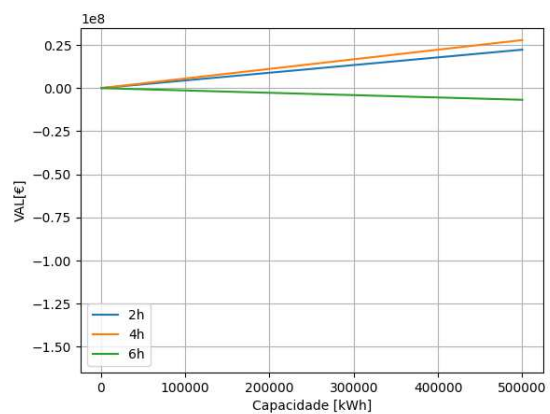


Figura 4.25: VAL e variação da duração (ano = 2050 e alfa = 1)

Nas figuras Figura 4.26, Figura 4.27 e Figura 4.28 é possível verificar que para alfas superiores também se obtém valores de VAL superiores.

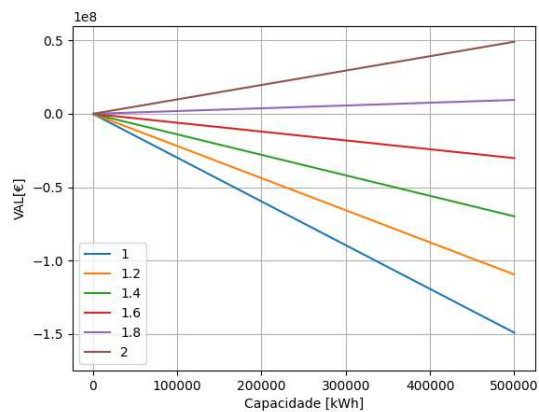


Figura 4.26: VAL e variação do alfa para 2022 (Dr = 2h e ano = 2022)

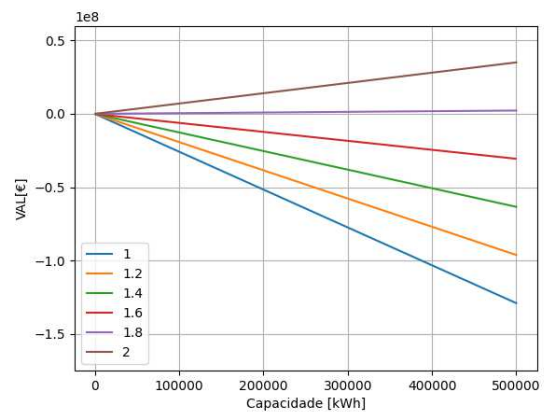


Figura 4.27: VAL e variação do alfa para 2022 (Dr = 4h e ano = 2022)

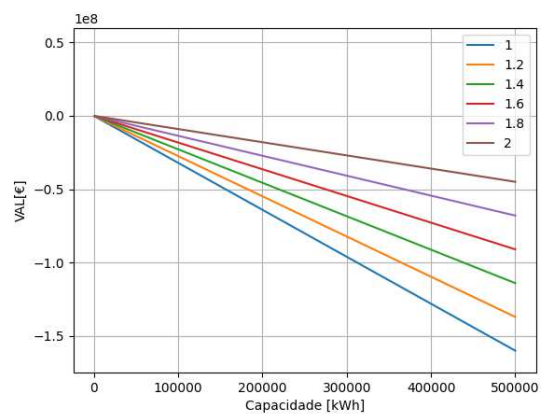


Figura 4.28: VAL e variação do alfa para 2022 (Dr = 6h e ano = 2022)

Nas figuras Figura 4.29, Figura 4.30 e Figura 4.31 é possível verificar que para anos de investimento superiores também se tem valores de VAL superiores.

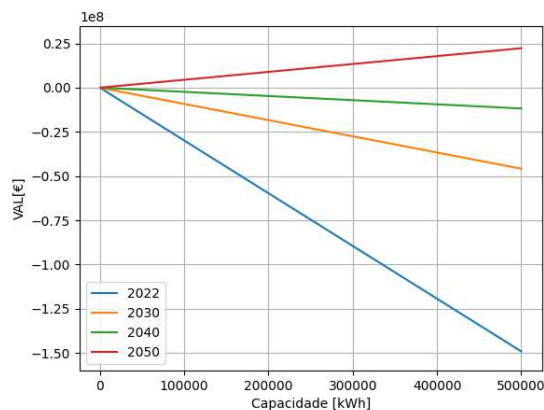


Figura 4.29: VAL em função do ano ($Dr = 2h$ e $\alpha = 1$)

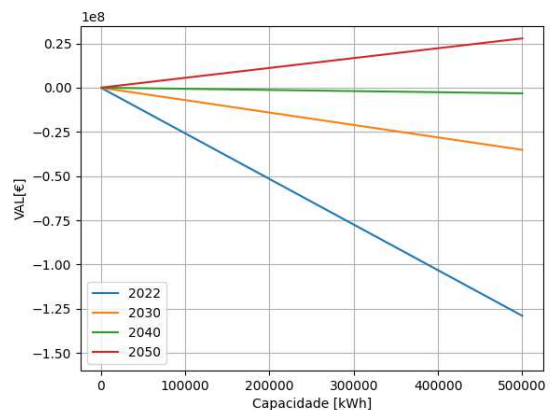


Figura 4.30: VAL em função do ano ($Dr = 4h$ e $\alpha = 1$)

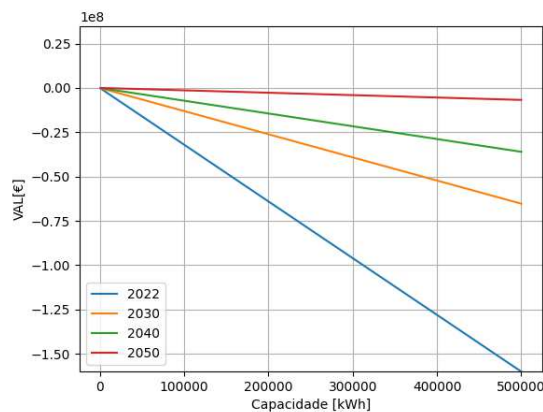


Figura 4.31: VAL em função do ano ($Dr = 6h$ e $\alpha = 1$)

Com base nos resultados obtidos na análise económica, verificou-se que, para os anos de investimento, ganhos ou α superiores indicam uma melhor viabilidade financeira. Ao analisar a relação entre os ganhos e os custos de investimento, constatou-se que uma taxa percentual superior a 10,49% revela que o projeto é economicamente vantajoso, sendo que quanto maior essa percentagem, melhor a rentabilidade do projeto, que se verifica em ambos os cenários de ligação à central (figuras Figura 4.32, Figura 4.33 e Figura 4.34) e rede (figuras Figura 4.35, Figura 4.36 e Figura 4.37). Ao comparar os diferentes cenários nota-se que o valor percentual para a ligação à rede é consistentemente superior quando comparado com os mesmos parâmetros da ligação à central.

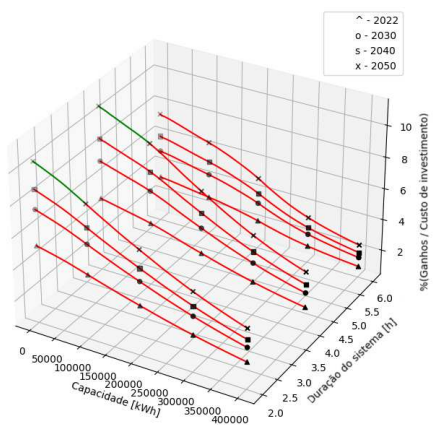


Figura 4.32: Razão entre os ganhos e o custo de investimento consoante o ano ($\alpha = 1$) - central

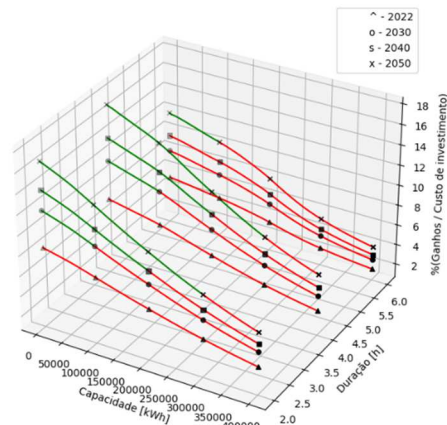


Figura 4.33: Razão entre os ganhos e o custo de investimento consoante o ano ($\alpha = 1.6$) - central

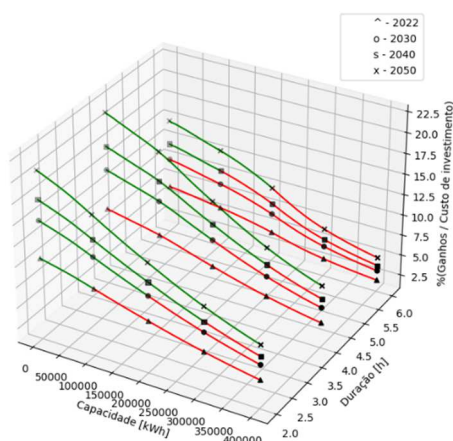


Figura 4.34: Razão entre os ganhos e o custo de investimento consoante o ano ($\alpha = 2$) - central

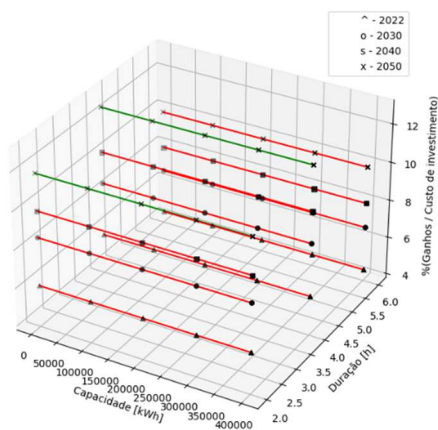


Figura 4.35: Razão entre os ganhos e o custo de investimento consoante o ano ($\alpha = 1$) - Rede

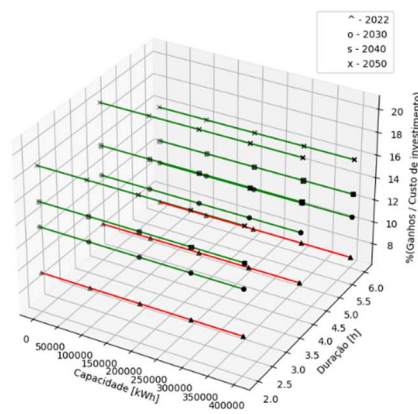


Figura 4.36: Razão entre os ganhos e o custo de investimento consoante o ano ($\alpha = 1.6$) - Rede

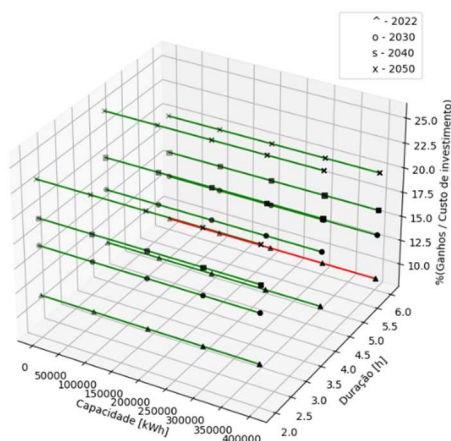


Figura 4.37: Razão entre os ganhos e o custo de investimento consoante o ano ($\alpha = 2$) - Rede

Por último, verifica-se que para o cenário de em que o SAE é carregado a partir da rede, as condições económicas mais favoráveis ocorreram no ano de investimento de 2050 e para $\alpha = 2$. Neste caso, um SAE capacidade de 500000 kWh e uma duração de 4 horas apresentou um tempo de retorno de 5 anos e uma taxa de retorno interna de 21%. Por outro lado, no caso em que o SAE é carregado a partir da central, as melhores condições foram para um ano de investimento de 2050 e $\alpha = 2$, para um SAE de 146000 kWh com um tempo de duração de 2 horas, obtendo um tempo de retorno de 8 anos e uma taxa de retorno interna de 10%.

4.3.2 Com limitação de potência de ligação à rede

No caso de estudo apresentado, a central tem uma limitação do ponto de interligação de 35 MW, significando que esta é a potência máxima que o SAE pode descarregar para a rede. Deste modo, os sistemas de armazenamento só poderão ter 35 MW de potência máxima, não sendo viáveis para potências superiores. Para a análise deste caso de estudo foi determinado que os SAEs com duração de 2h podem ter capacidades até 70 MWh, os SAE com duração de 4h podem ter capacidades até 140 MWh e os SAEs de 6h podem ter até 210 MWh.

Ao analisar os ganhos obtidos quando o SAE é carregado a partir da central e da rede, como demonstrado nas figuras Figura 4.38, Figura 4.39 e Figura 4.40 verifica-se que, tal como no cenário em que não existe restrição da rede, os resultados dos ganhos para o caso de carregamento através da central são sempre inferiores aos ganhos da rede.

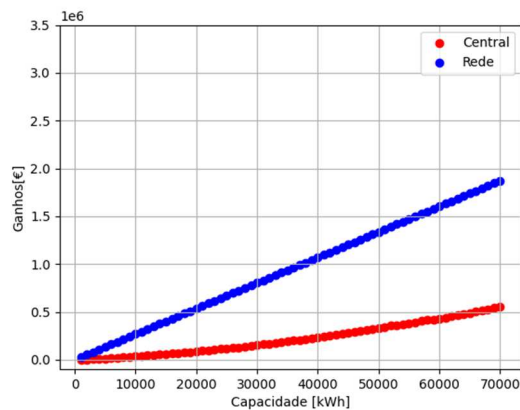


Figura 4.38: Ganhos central e rede - 2h

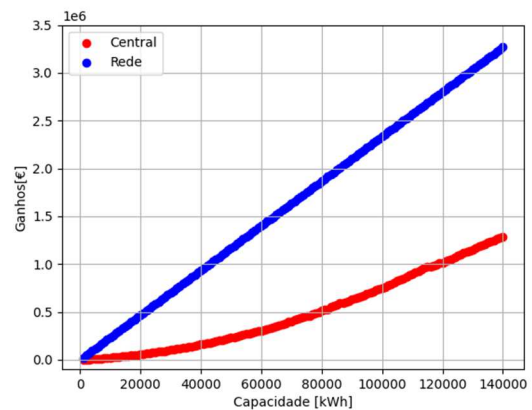


Figura 4.39: Ganhos central e rede - 4h

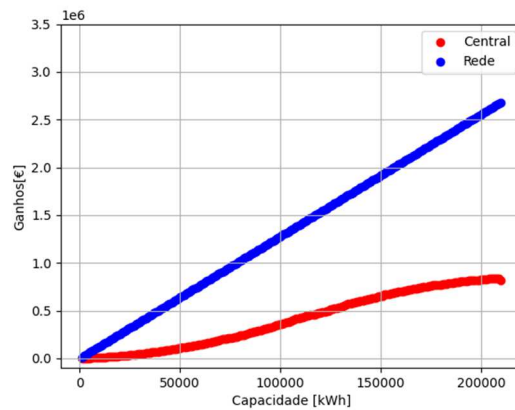


Figura 4.40: Ganhos central e rede - 6h

Tal como demonstrado na secção 4.3.1 o fator α altera as receitas anuais. Assim, pode-se observar que para os sistemas com um tempo de duração de 2h quanto maior o valor de alfa maior as receitas geradas, o mesmo se verifica para outro tipo de durações. Nas figuras Figura 4.41 e Figura 4.42 estão representadas as receitas dos SAE quando este é carregado a partir da rede e da central para capacidades entre os 1000 kWh até aos 70000 kWh para um tempo de duração de 2h, onde é verificado que as receitas aumentam com o aumento da capacidade e do α .

Ao comparar as receitas quando o SAE é carregado a partir da rede e da central, à semelhança do que foi verificado nas figuras Figura 4.6 e Figura 4.7 as receitas são superiores

no carregamento a partir da rede. Por outro lado, dado que a capacidade máxima analisada foi de 70 MWh de modo a não ultrapassar o limite de potência de interligação, seria de esperar que ao analisar capacidades superiores que as receitas não aumentassem.

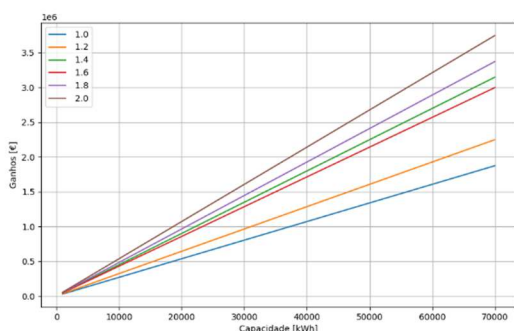


Figura 4.41: Ganhos em função do alfa - rede ($D_r = 2h$)

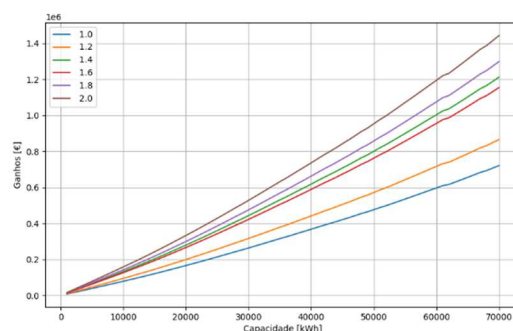


Figura 4.42: Ganhos em função do alfa - central ($D_r = 2h$)

Na Figura 4.43 e Figura 4.44 estão representadas as receitas anuais dos SAE quando este é carregado a partir da rede e da central para capacidades desde os 1000 kWh até aos 140000 kWh para um tempo de duração de 4h. Verifica-se com o aumento da capacidade e do α as receitas também aumentam.

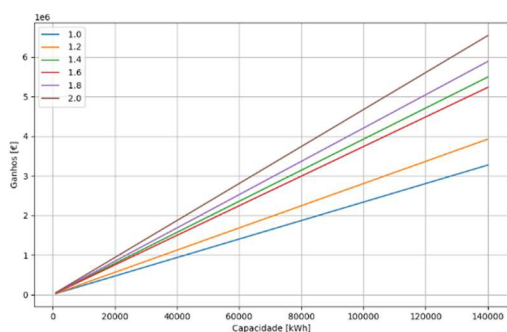


Figura 4.43: Ganhos em função do alfa - rede ($D_r = 4h$)

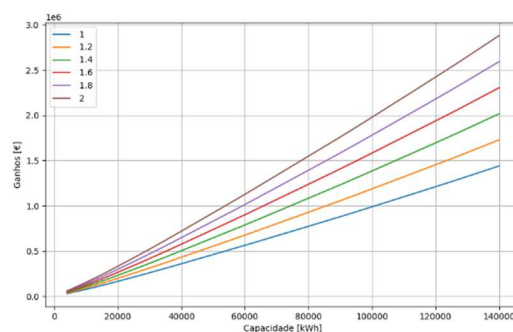


Figura 4.44: Ganhos em função do alfa - central ($D_r = 4h$)

Na Figura 4.45 e Figura 4.46 estão representadas as receitas anuais dos SAE quando este é carregado a partir da rede e da central para capacidades desde os 1000 kWh até aos 210000 kWh para um tempo de duração de 6h. Tal como verificado anteriormente as receitas aumentam com o α e a capacidade, porém verifica-se um abrandamento deste aumento quando o SAE está a ser carregado a partir da central devido à limitação da produção da central solar.

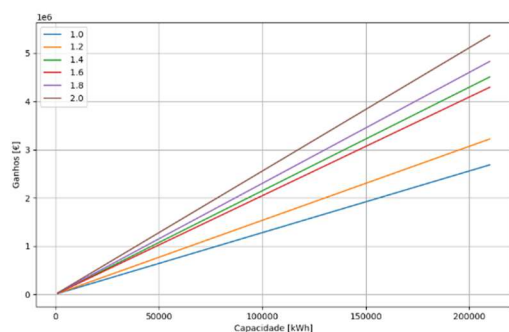


Figura 4.45: Ganhos em função do alfa - rede (Dr = 6h)

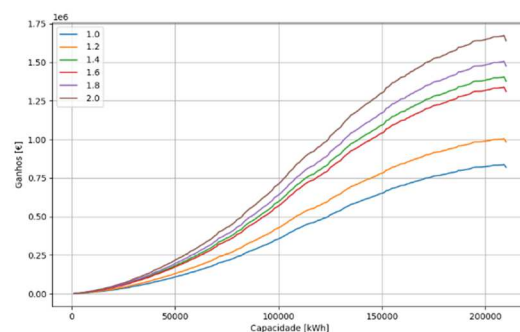


Figura 4.46: Ganhos em função do alfa - central (Dr = 6h)

Tendo em conta a limitação de 35 MW é de esperar que os resultados sejam menos favoráveis. A percentagem entre os ganhos e os custos de investimento são menores comparativamente aos cenários sem limitação, referindo que no caso de carregamento do sistema a partir da central, à medida que a capacidade aumenta os ganhos também aumentam não existindo uma estagnação do valor dos ganhos pois a análise foi feita até 70 MWh e o valor da percentagem também aumenta. No caso do carregamento do sistema a partir da rede verifica-se a mesma tendência que no caso sem restrição da rede.

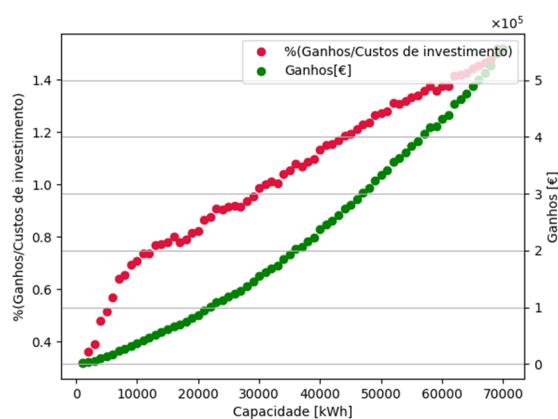


Figura 4.47: Ganhos e % (Ganhos/custo de investimento) para ligação à central (Dr = 2h)

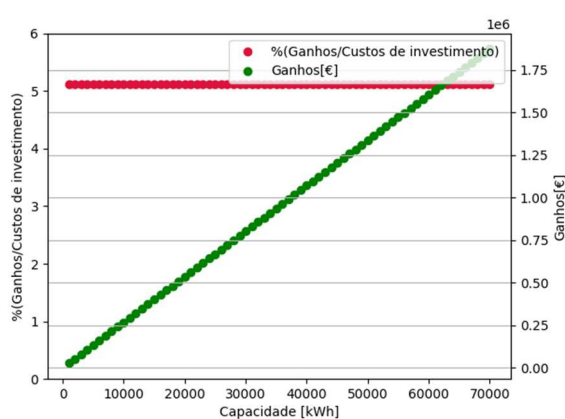


Figura 4.48: Ganhos e % (Ganhos/custo de investimento) para ligação à rede (Dr = 2h)

Verifica-se ainda pela Figura 4.49, e Figura 4.51 que a rentabilidade aumenta com o aumento da capacidade, porém no caso do SAE com tempo de duração de 6 horas devido ao abrandamento do aumento das receitas para capacidades superiores a sua rentabilidade económica diminui. Para além disso é verificado que a rentabilidade aumenta com o ano investimento devido à diminuição de preços por unidade de energia e também aumenta com o aumento do α , dado que as receitas anuais são superiores.

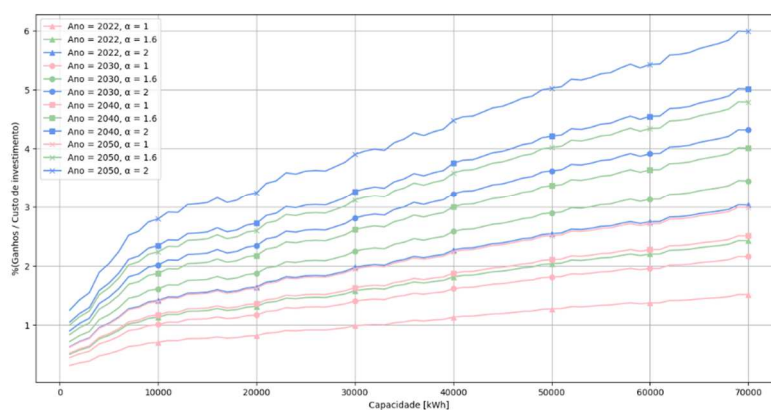


Figura 4.49: Razão entre os ganhos e o custo de investimento ($D_r = 2h$), ligação à central

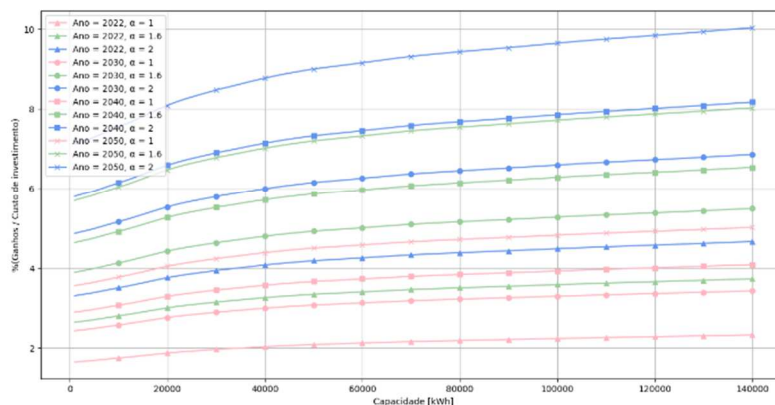


Figura 4.50: Razão entre os ganhos e o custo de investimento ($D_r = 4h$), ligação à central

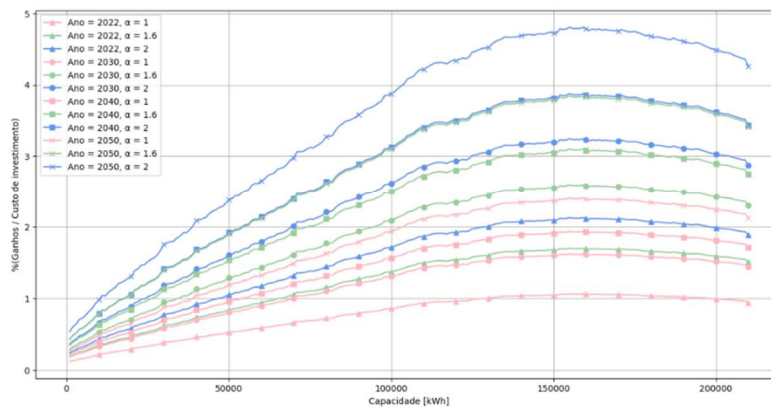


Figura 4.51: Razão entre os ganhos e o custo de investimento ($D_r = 6h$), ligação à central

No caso em que o SAE é carregado a partir da rede verifica-se pela Figura 4.52, Figura 4.53 e Figura 4.54 que a rentabilidade se mantém constante com o aumento da capacidade. Também se verifica ainda que a rentabilidade aumenta com o aumento do ano de investimento e com o α , tal como mencionado anteriormente.

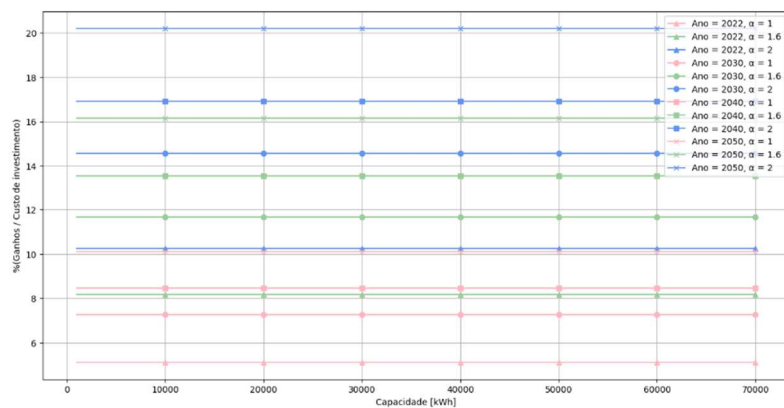


Figura 4.52: Razão entre os ganhos e o custo de investimento ($D_r = 2h$), ligação à rede

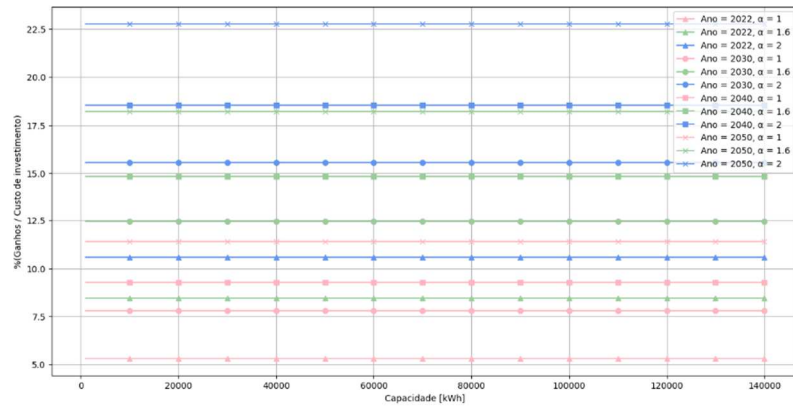


Figura 4.53: Razão entre os ganhos e o custo de investimento ($Dr = 4h$), ligação à rede

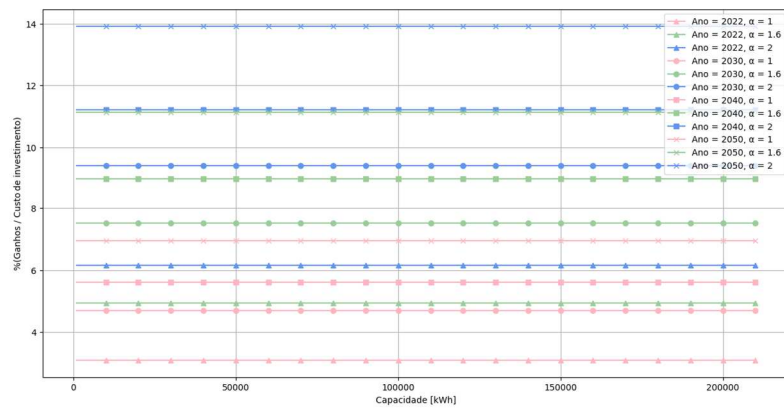


Figura 4.54: Razão entre os ganhos e o custo de investimento ($Dr = 6h$), ligação à rede

No cenário em que o SAE é carregado a partir da central verifica-se que na Figura 4.55, Figura 4.56 e Figura 4.57 foi analisado o VAL com influência do valor fator α para diferentes durações, onde foi observado que tal como na secção 4.3.1, o VAL é maior para valores de α superiores.

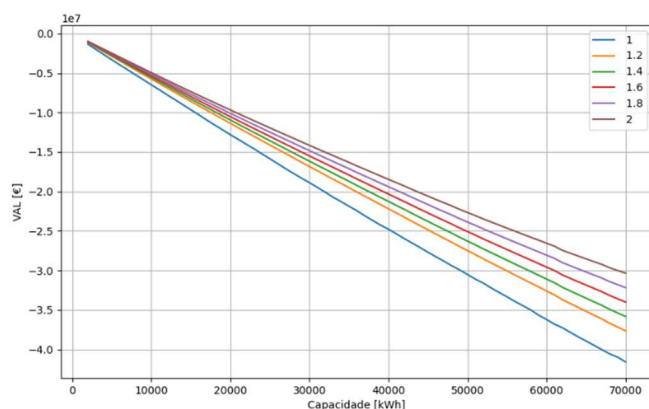


Figura 4.55: VAL e a variação do alfa (ano = 2022 e Dr = 2h)

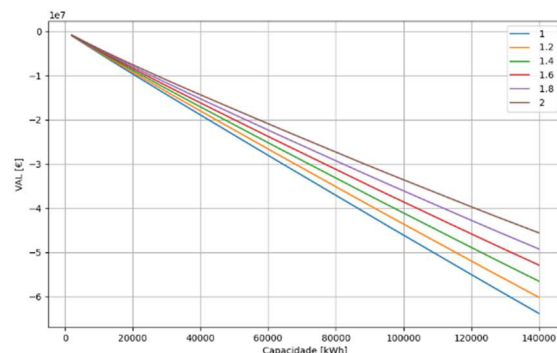


Figura 4.56: VAL e a variação do alfa (ano = 2022 e Dr = 4h)

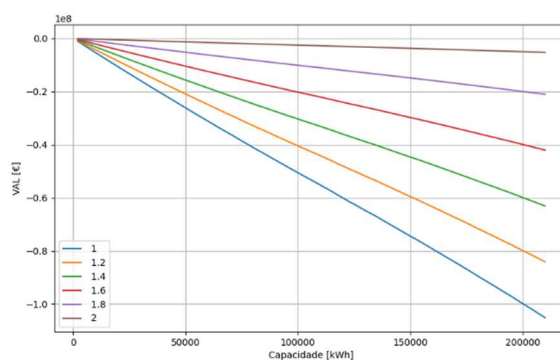


Figura 4.57: VAL e a variação do alfa (ano = 2022 e Dr = 6h)

Dado a diminuição dos custos de investimento ao longo dos anos, pode-se observar pela, Figura 4.58, Figura 4.59 e Figura 4.60, que o VAL aumenta para anos de investimento superiores.

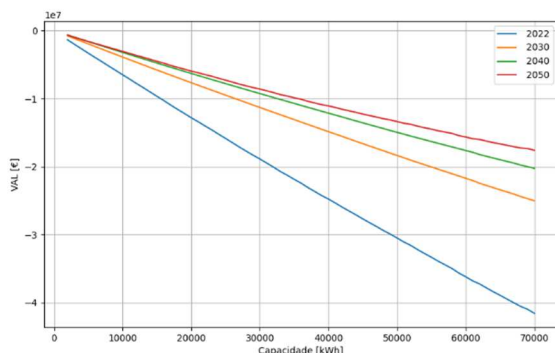


Figura 4.58: VAL em função do ano (Dr = 2h e alfa = 1)

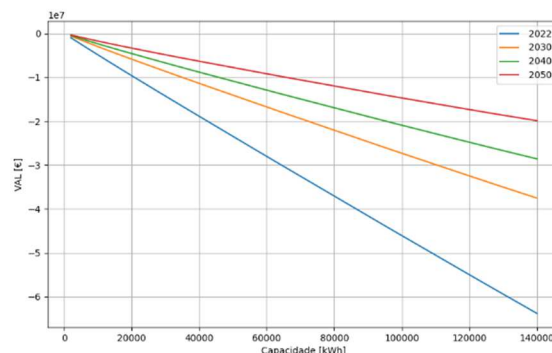


Figura 4.59: VAL em função do ano (Dr = 4h e alfa = 1)

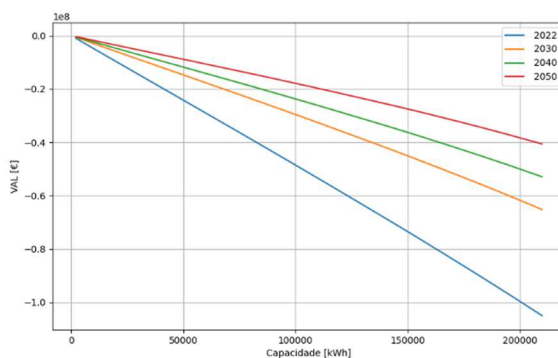


Figura 4.60: VAL em função do ano (Dr = 6h e alfa = 1)

A partir da análise de viabilidade económica e da razão entre as receitas anuais e dos custos de investimento foi criado um gráfico de modo a verificar a relação entre estes parâmetros. Pelo gráfico da Figura 4.61, Figura 4.62 e Figura 4.63 que corresponde ao cenário em que o SAE é carregado a partir da central, verifica-se que em nenhum dos casos se atinge a viabilidade económica.

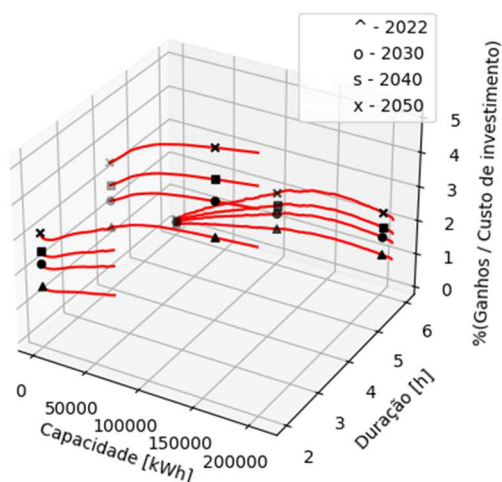


Figura 4.61: Razão entre os ganhos e o custo de investimento consoante o ano ($\alpha = 1$) - central

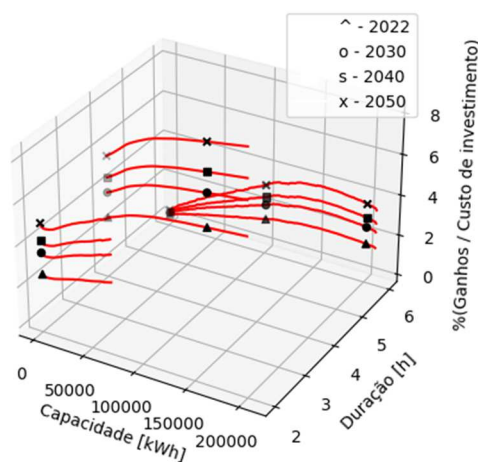


Figura 4.62: Razão entre os ganhos e o custo de investimento consoante o ano ($\alpha = 1.6$) - central

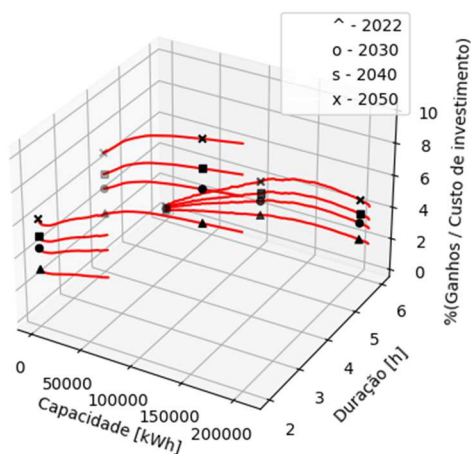


Figura 4.63: Razão entre os ganhos e o custo de investimento consoante o ano ($\alpha = 2$) - central

No cenário em que o SAE é carregado a partir da rede foi analisada a influência do fator α no VAL. Verificou-se que tal como o que se tem vindo a analisar anteriormente que, o VAL é superior quanto maior for o valor do fator α , como observado nas figuras.

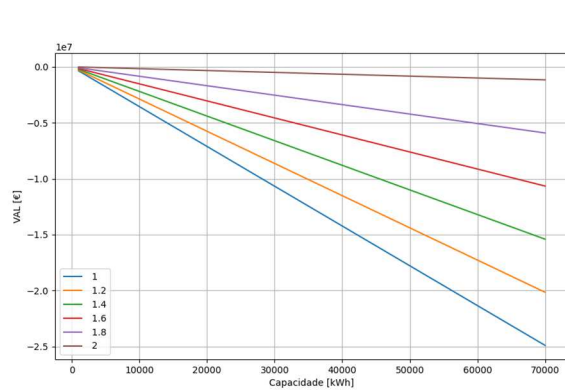


Figura 4.64: VAL e a variação do alfa (ano = 2022 e Dr = 2h)

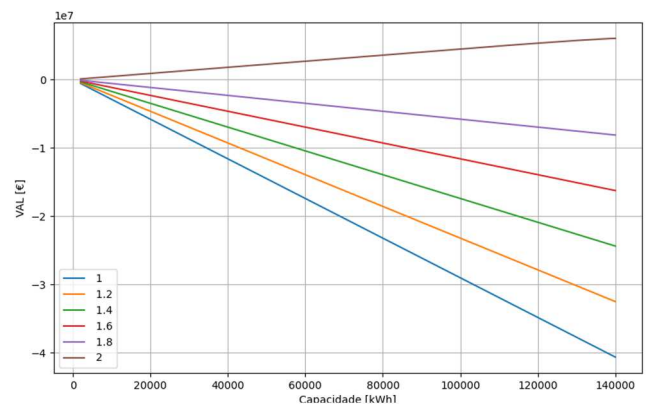


Figura 4.65: VAL e a variação do alfa (ano = 2022 e Dr = 4h)

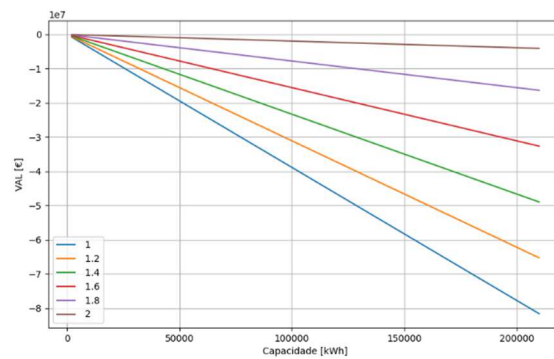


Figura 4.66: VAL e a variação do alfa (ano = 2022 e Dr = 6h)

Por último, seria expectável tal como se tem verificado para os cenários anteriores que o VAL é superior quanto maior for o ano de investimento, tal como verificado nas figuras Figura 4.64Figura 4.65Figura 4.66.

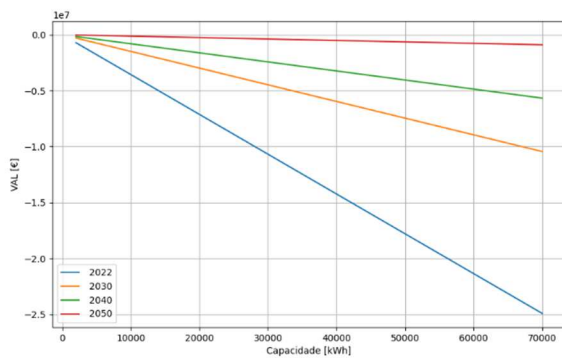


Figura 4.67: VAL em função do ano ($Dr = 2h$ e $\alpha = 1$)

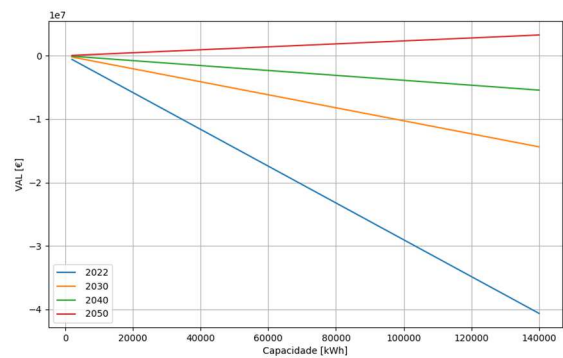


Figura 4.68: VAL em função do ano ($Dr = 4h$ e $\alpha = 1$)

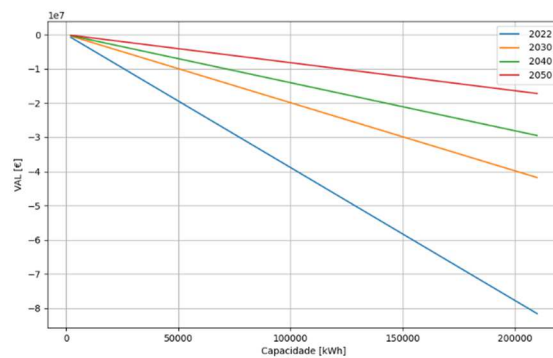


Figura 4.69: VAL em função do ano ($Dr = 6h$ e $\alpha = 1$)

Por outro lado, nos gráficos apresentados nas figuras Figura 4.70, Figura 4.71, Figura 4.72 verifica-se que nos pontos representados a verde que existe viabilidade económica. Conclui-se assim que tal como foi mencionado na secção 4.3.2, a viabilidade económica é atingida para anos de investimento e α superiores, e para além disso, quando a razão entre as receitas e custos de investimento é superior a 10.49%.

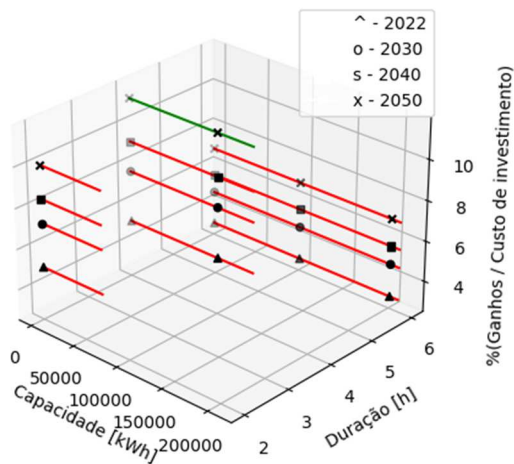


Figura 4.70: Razão entre os ganhos e o custo de investimento consoante o ano ($\alpha = 1$) - Rede

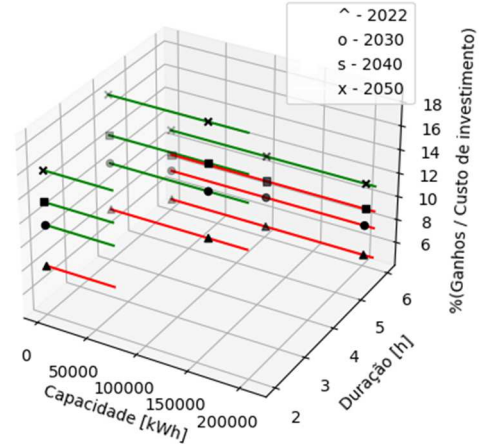


Figura 4.71: Razão entre os ganhos e o custo de investimento consoante o ano ($\alpha = 1.6$) - Rede

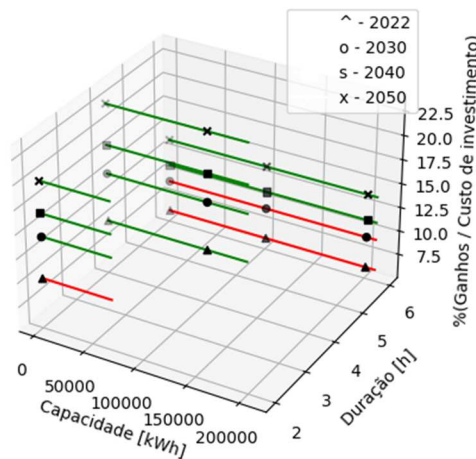


Figura 4.72: Razão entre os ganhos e o custo de investimento consoante o ano ($\alpha = 2$) - Rede

Assim, foram analisados quais os parâmetros onde a instalação do SAE seria economicamente viável. Nos cenários onde este existe limitação do ponto de interligação e que este pode ser carregado a partir da central ou da rede, foi verificado que, quando o SAE é carregado a partir da central a viabilidade económica nunca é atingida, porém quando este é carregado a partir da rede já existem condições onde existe viabilidade económica.

O melhor cenário do ponto de vista económico quando o SAE é carregado a partir da rede é para o ano de investimento de 2050 e um $\alpha = 2$, para um SAE de capacidade de 140000 kWh e um tempo de duração de 4 horas, obtendo um tempo de retorno de 5 anos e uma taxa de retorno interna de 20%.

CONCLUSÕES

5.1 Conclusões da dissertação

O armazenamento de energia elétrica é visto como uma ferramenta fundamental para flexibilizar e estabilizar o sistema elétrico nacional. Prevê-se um aumento na capacidade de armazenamento até 2030. Conclui-se, assim, que o investimento em sistemas de armazenamento será mais importante nos próximos anos, trazendo benefícios que incluem a redução das emissões de dióxido de carbono, uma vez que a energia armazenada é produzida a partir de fontes renováveis, reduzindo a necessidade de usar energia não renovável (redução de *curtailment*).

A metodologia desenvolvida considera a tecnologia de baterias de lítio, que devido às suas características é uma tecnologia com potencial de ser aplicada em centrais fotovoltaicas e o modo de gestão de energia *price following* de modo que os sistemas de armazenamento se tornem mais vantajosos do ponto de vista económico. Assim, foram analisados vários parâmetros como, o ano de investimento, a amplitude da variação de preço, a duração e a capacidade e vários cenários como, o carregamento a partir da central ou da rede e a limitação da potência do ponto de interligação, de modo a avaliar a viabilidade económica e de que forma o investimento nos sistemas de armazenamento podem ser mais vantajosos.

Os melhores resultados foram obtidos para anos de investimento superiores, dada a diminuição dos valores de investimento (€/kWh). O mesmo se verifica para valores de α superiores dado que este parâmetro é um fator multiplicativo da variação do preço diário do mercado de eletricidade. Para a duração dos sistemas de armazenamento verificou-se que as com duração de 4h são as mais vantajosas dada a relação entre a receita e o custo de investimento e de seguida as de 2 e 6h respetivamente.

Por último, através dos cenários analisados concluiu-se que o cenário mais vantajoso é o cenário onde o sistema é carregado a partir da rede e não existe limitação do ponto de interligação (cenário 2), seguido do cenário com carregamento da rede com limitação da potência de interligação (cenário 4), carregamento da central sem limitação (cenário 1) e por último o cenário de carregamento da central e com limitação do ponto de interligação (cenário 3).

5.2 Trabalhos futuros

Dada a metodologia desenvolvida seria interessante implementá-la com outro tipo de tecnologias de armazenamento para que pudesse ser avaliada a possibilidade de investimento nesse tipo de tecnologias. Para além disso, também poderia ser aplicada a outros tipos de fontes renováveis. Na metodologia poderia ser avaliado outro tipo de mercado, por exemplo, o mercado intradiário e também diferentes taxas de atualização. Por último, poderia ser desenvolvida uma ferramenta onde esta metodologia fosse integrada de modo a dar ao utilizador uma forma mais acessível de verificar a viabilidade económica de sistemas de armazenamento em centrais fotovoltaicas de grande escala.

BIBLIOGRAFIA

- Agência Internacional de Energia, I. (2021). *Energy Policy Review Portugal 2021*. www.iea.org/t&c/
- Ameli, M. T., & Ameli, A. (2021). Electric vehicles as means of energy storage: Participation in ancillary services markets. In *Energy Storage in Energy Markets: Uncertainties, Modelling, Analysis and Optimization* (pp. 235–249). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820095-7.00013-3>
- Cole, W., & Karmakar, A. (2023). *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update*. www.nrel.gov/publications.
- Dallinger, D., Link, J., & Büttner, M. (2013). *WP08-2013_Smart-Grid-Agent-Plug-In-Electric-Vehicle*.
- Decreto-lei no 15/2022 de 14 de janeiro da Presidência Do Conselho De Ministros*. (2022).
- Diouf, B., & Pode, R. (2015). Potential of lithium-ion batteries in renewable energy. In *Renewable Energy* (Vol. 76, pp. 375–380). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.058>
- E-REDES. (2021). *Manual de Ligações à rede elétrica de serviço público*.
- GREENPRO. (2004). *Energia Fotovoltaica*.
- Hirth, L. (2013). The market value of variable renewables. The effect of solar wind power variability on their relative price. *Energy Economics*, 38, 218–236. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.02.004>
- Kalogirou, S. A. (2014). *Solar Energy Engineering Processes and Systems Second Edition*. <http://store.elsevier.com/>
- Lopes, S. (2015). *Sérgio Augusto Seixas Lopes Tecnologias De Armazenamento De Energia Para Fornecimento De Serviços De Sistema*.

- Mills-Price, M., & Hao, K. (2018). *The Importance of Coordinated Control Systems in Solar Generation Plants*.
- Müller, S. (2014). *The power of transformation: wind, sun and the economics of flexible power systems*. OECD.
- NECP. (2019). *NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN 2021-2030 (NECP 2030)*.
- Notton, G., Nivet, M. L., Voyant, C., Paoli, C., Darras, C., Motte, F., & Fouilloy, A. (2018). Intermittent and stochastic character of renewable energy sources: Consequences, cost of intermittence and benefit of forecasting. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 87, pp. 96–105). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.007>
- Orangi, S., Manjong, N., Clos, D. P., Usai, L., Burheim, O. S., & Strømman, A. H. (2024). Historical and prospective lithium-ion battery cost trajectories from a bottom-up production modeling perspective. *Journal of Energy Storage*, 76. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109800>
- PNEC 2030*. (2020).
- Schmalensee, R. (2022). Competitive Energy Storage and the Duck Curve. *Energy Journal*, 43(2), 1–16. <https://doi.org/10.5547/01956574.43.2.rsch>
- Sinsel, S. R., Riemke, R. L., & Hoffmann, V. H. (2020). Challenges and solution technologies for the integration of variable renewable energy sources—a review. In *Renewable Energy* (Vol. 145, pp. 2271–2285). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.06.147>
- Sterner, M., & Stadler, I. (2019). *Handbook of Energy Storage*.
- Vartanian, C. (2010). Grid Stability Battery Systems for Renewable Energy Success. *A123 Systems*.
- Wang, Q., Chang, P., Bai, R., Liu, W., Dai, J., & Tang, Y. (2019). Mitigation strategy for duck curve in high photovoltaic penetration power system using concentrating solar power station. *Energies*, 12(18). <https://doi.org/10.3390/en12183521>
- World Bank Group. (2020). Economic Analysis of Battery Energy Storage Systems. *World Bank Group*.
- Zhang, Y., Campana, P. E., Lundblad, A., & Yan, J. (2017). Comparative study of hydrogen storage and battery storage in grid connected photovoltaic system: Storage sizing and rule-based operation. *Applied Energy*, 201, 397–411. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.123>

Zhang, Y., Lundblad, A., Campana, P. E., Benavente, F., & Yan, J. (2017). Battery sizing and rule-based operation of grid-connected photovoltaic-battery system: A case study in Sweden. *Energy Conversion and Management*, 133, 249–263.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.11.060>

