



Estimativa da remuneração anual de um parque solar fotovoltaico com baterias no âmbito do MIBEL

Paulo Rafael Saldanha Oliveira

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor João Tomé Saraiva

23 de julho de 2021

Resumo

Nos últimos anos, a aposta na exploração de fontes de energia renovável como forma de descarbonizar a economia tem sido notória. Posto isto, as tecnologias de aproveitamento de recursos renováveis para a produção de energia eléctrica já se encontram em fases avançadas de maturidade, onde novas estratégias são aplicadas para maximizar a sua operacionalidade e rentabilidade financeira. Um exemplo relevante destas estratégias é a flexibilização dos períodos de operação na energia solar fotovoltaica, que apresenta tipicamente um período específico de produção limitado às horas diurnas, através da associação de dispositivos de armazenamento de energia. Esta associação não só torna este tipo de produção mais viável e flexível, como potencia um aumento no retorno económico.

Assim sendo, nesta dissertação foi desenvolvida uma ferramenta que permite auxiliar o utilizador na avaliação de viabilidade de investimento neste tipo de estratégias. Esta ferramenta foi desenvolvida no *software Excel*, e permite simular a operação de um parque solar fotovoltaico com baterias, estimando a sua remuneração anual. Três algoritmos distintos foram utilizados para a simulação: o primeiro controla a quantidade de energia armazenada nas baterias; o segundo permite o registo da energia que transita das baterias para a rede, e o último obtém a energia que é injetada diretamente do parque FV para a rede. Associando estes algoritmos aos preços de energia eléctrica do mercado diário do MIBEL foi possível estimar a remuneração anual do parque.

Dois casos de estudo foram considerados para validação dos procedimentos desenvolvidos (Caso A no Norte de Portugal e Caso B no Sul de Portugal), tendo-se concluído que a localização é um fator importante para a viabilidade deste tipo de investimentos, devido à irradiação solar associada a cada local. Foi ainda realizada uma análise de sensibilidades de modo a perceber o impacto de outros parâmetros na remuneração anual do parque. Neste âmbito, destacam-se o custo de investimento nas baterias e a potência instalada do parque como os fatores que mais influenciam o retorno final. Por outro lado, o aumento dos preços do MIBEL no horário de descarregamento corresponde ao parâmetro que apresenta um menor impacto no retorno final.

Palavras-chave: Energia Solar; Dispositivos de armazenamento; Parque FV; Baterias Iões de Lítio; MIBEL; Remuneração anual.

Abstract

In the last few years, existing energy sources around the globe are starting to be decarbonized, where there has been an impressive growth of renewable energies for power generation applications. Given this, the technologies employed to produce electricity from renewable resources are already at high maturity levels, where new strategies are applied to maximize their operability and financial return. A prominent example of these strategies is the flexibilization of operating periods in photovoltaic solar energy through the association of energy storing devices when it typically presents a specific period of production limited to daytime hours. This association makes a more viable and flexible production in photovoltaic solar energy while also boosting economic return.

In this dissertation, a simulation tool was developed to help the user assess the feasibility of investing in this type of strategy. This tool was developed in Excel and allows the simulation of a photovoltaic solar park with batteries, estimating its annual remuneration. Three distinct algorithms were used for the simulation. The first controls the amount of energy stored in the batteries, the second records the power flowing from the batteries to the grid, and the last one obtains the energy injected directly from the PV park to the grid. By associating these algorithms with the MIBEL's daily electricity prices, estimating the park's annual remuneration was possible.

Two case studies were considered for validation (Case A in Northern Portugal and Case B in Southern Portugal). The location was proven an essential factor for this type of investment's viability due to the solar radiation associated with each site. A sensitivity analysis was also carried out to understand the impact of other parameters on the park's annual remuneration. In this context, the cost of investment in batteries and the installed capacity of the park, stand out as the factors that most influence the final return. On the other hand, the increase in MIBEL prices at the time of downloading corresponds to the parameter that has the most negligible impact on the final return.

Agradecimentos

Começar por agradecer ao professor Doutor João Tomé Saraiva por toda ajuda, tempo e orientação que sempre disponibilizou ao longo da realização desta dissertação.

Obrigado à pessoa que tornou tudo isto possível, a minha mãe. Foi graças a ela que aprendi a ultrapassar os maiores obstáculos da vida e do curso e foi graças a ela que me tornei o homem que sou hoje. Para a minha Rosa Maria um enorme obrigado nunca será suficiente para lhe agradecer tudo o que ela fez por mim.

Em seguida agradecer ao meu braço esquerdo, aquele que mais me encoraja para a vida académica mas também se preocupa com os resultados dos exames, o meu pai. O fino na queima de finalista ficou por beber mas havemos de arranjar outro motivo para ir beber uns finos.

Não esquecer de agradecer também à menina que me acompanha desde o primeiro dia na faculdade, mas que de forma mais especial nos últimos três anos, faz com que seja preciso estudar nas horas de estudar, brincar nas horas de brincar e comer saudável nas horas de comer. Inês Maria ou Impressora objetivo alcançado: abanamos as fitas em conjunto ao fim de cinco anos.

Também uma palavra de agradecimento muito grande a Avó Clara, a minha velhota que sempre me deu muito apoio e força, sempre me coseu aqueles rasgões na capa que ela não compreendia, que sempre me deu aqueles 5 euros para o "café", no fundo sempre tiveste lá Vó.

Realçar também os meus dinamarqueses, os Zecas que me ensinaram a deixar as coisas por fazer pra última mas a deixar as coisas sempre de uma maneira incrível e com pinta, os Zecas que me empurraram para aquela cena que ninguém entende mas que só nos sabemos viver, os Zecas que me tiveram de ouvir naqueles momentos chatos mas que no fim sempre soubemos superar. A vocês ficam só estas palavras porque nunca ninguém fez as coisas obrigado.

Agradecer àqueles que também de uma maneira ou outra marcaram esta etapa da minha vida. Desde o meu primo Nuno que sempre foi aquele velho sábio e conselheiro presente, à minha prima Liliana que sempre me deu o apoio necessário ao longo do curso. Agradecer, ainda, aqueles dois malucos (Zé e Vi) que partilharam casa comigo nestes cinco anos. Lembrar também aqueles que me transmitiram o que era a FEUP e ser de ELECTRO e aqueles a quem eu também quis transmitir um pouco do que esse sentimento, a todos vocês palavra de apreço.

Ora bem, chegando ao fim dos agradecimentos uma palavra ao homem mais orgulhoso de mim neste momento. Avô Emiliano sou Engenheiro.

Paulo Rafael Saldanha Oliveira

“Ser medíocre é uma opção”

Rui Gonçalves

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Enquadramento	1
1.2	Motivação	3
1.3	Objetivos	3
1.4	Estrutura da Dissertação	3
2	Aproveitamento de recursos renováveis	5
2.1	Aspetos Gerais	5
2.2	Energia Eólica	10
2.3	Energia Hídrica	12
2.4	Energia Geotérmica	15
2.5	Energia da Biomassa	18
2.6	Energia das Ondas e Marés	19
2.7	Energia Solar	21
2.7.1	Energia Solar Fotovoltaica	22
2.7.2	Energia Solar Térmica	26
3	Dispositivos de Armazenamento	29
3.1	Aspetos Gerais	29
3.2	Tecnologias de Armazenamento	30
3.2.1	Armazenamento em larga escala	31
3.2.2	Armazenamento local	35
3.2.3	Armazenamento local e em larga escala	37
3.3	Comparação entre dispositivos de armazenamento	41
3.3.1	Técnico-Económica	41
3.3.2	Disponibilidade tecnológica e de mercado	48
3.3.3	Resultado final das comparações	52
4	Metodologia	53
4.1	Constituição do sistema	54
4.2	Origem dos dados utilizados	54
4.3	Análise de dados	57
4.4	Descrição dos algoritmos desenvolvidos	59
4.4.1	Capacidade da Bateria	59
4.4.2	Bateria -> Rede	63
4.4.3	Parque FV -> Rede	64

5	Resultados	67
5.1	Aspetos gerais	67
5.2	Casos de estudo	68
5.2.1	Caso de Estudo A - Norte	68
5.2.2	Caso de Estudo B - Sul	76
5.3	Análise à variação do número de baterias no parque solar FV	83
6	Análise de sensibilidade	87
6.1	Preço das baterias	88
6.2	Capacidade do parque	90
6.3	Preço da energia elétrica no MIBEL	94
6.4	Irradiação solar	97
7	Considerações Finais	101
7.1	Conclusões	101
7.2	Trabalhos Futuros	102
A	Caso de Estudo A - Norte	105
A.1	Janeiro	105
A.2	Fevereiro	106
A.3	Março	107
A.4	Abril	108
A.5	Maio	109
A.6	Junho	110
A.7	Julho	111
A.8	Agosto	112
A.9	Setembro	113
A.10	Outubro	114
A.11	Novembro	115
A.12	Dezembro	116
B	Caso de Estudo B - Sul	117
B.1	Janeiro	117
B.2	Fevereiro	118
B.3	Março	119
B.4	Abril	120
B.5	Maio	121
B.6	Junho	122
B.7	Julho	123
B.8	Agosto	124
B.9	Setembro	125
B.10	Outubro	126
B.11	Novembro	127
B.12	Dezembro	128
	Referências	129

Lista de Figuras

1.1	Nova capacidade instalada em aproveitamentos solares fotovoltaicos	2
2.1	Produção anual de energia no mundo pelas diversas fontes de energia	6
2.2	Registo anual das emissões de CO_2 no mundo	7
2.3	Percentagem de energia primária proveniente de fontes renováveis entre os anos 2010 e 2019	7
2.4	Crescimento da produção de eletricidade a partir de fontes renováveis entre os anos 2010 e 2019	8
2.5	Percentagem da produção de eletricidade a partir de fontes renováveis nos países da Europa em 2019	9
2.6	Instalação <i>Onshore</i> na Serra da Boa Viagem e <i>Offshore</i> em Viana do Castelo . . .	10
2.7	Geração de energia eólica em 2019	10
2.8	Capacidade instalada de energia eólica em 2019	11
2.9	Central do Alqueva	12
2.10	Geração de energia por via hídrica em 2019	13
2.11	Parcela de energia primária de energia de origem hídrica em 2019	13
2.12	Variação da parcela de eletricidade proveniente de aproveitamentos hídricos em Portugal, entre 1985 e 2020	14
2.13	Diagrama de funcionamento de uma Central Geotérmica	15
2.14	Funcionamento das bombas de calor	15
2.15	Capacidade instalada em centrais geotérmicas no mundo em 2019	16
2.16	Central Geotérmica do Pico Vermelho, em São Miguel, nos Açores	16
2.17	Ilustração da produção de eletricidade a partir de biomassa	18
2.18	Tecnologia Pelamis	20
2.19	Capacidade instalada de energia solar no mundo em 2019	21
2.20	Geração de energia elétrica utilizando energia solar no mundo em 2019	21
2.21	Efeito fotovoltaico	22
2.22	Capacidade instalada, em MW, de tecnologia solar FV no mundo entre 2000 e 2019	23
2.23	Constituição da célula FV	23
2.24	Influência da irradiância (à esquerda) e da temperatura (à direita) nas grandezas características do módulo FV	24
2.25	Diagrama de funcionamento de uma central solar térmica	26
2.26	Principais tecnologias de CSP, de (1) a (4) de acordo com a descrição anterior . .	27
3.1	Esquema de um sistema de bombagem hidroelétrico	31
3.2	Central convencional de ar comprimido	32
3.3	Hidrogénio como dispositivo de armazenamento de energia	34
3.4	Pilha de combustível	36

3.5	Configuração de uma bateria de fluxo regenerativo	39
3.6	Sistema de armazenamento volante de inércia	40
3.7	Eficiência das tecnologias de armazenamento	43
3.8	Tempo de vida das tecnologias de armazenamento	44
3.9	Número de ciclos da cada uma das tecnologias de armazenamento	45
3.10	Potência das tecnologias de armazenamento	46
3.11	Densidade energética das tecnologias de armazenamento	47
3.12	Custo de investimento de potência das tecnologias de armazenamento	48
3.13	Níveis do índice <i>Technology Readiness Level</i>	49
3.14	Níveis do índice <i>Market Readiness Level</i>	50
4.1	Localização PVGIS	55
4.2	Valores exemplo 2015 vs 2016	55
4.3	Parâmetros especificados na página do PVGIS	56
4.4	Folha de cálculo exemplo descarregada com perfil de produção FV	56
4.5	Folha de cálculo exemplo descarregada com preços MIBEL	57
4.6	Excerto da folha de cálculo do programa desenvolvido	58
4.7	Fluxograma Capacidade Bateria	59
4.8	Fluxograma Bateria -> Rede	63
4.9	Fluxograma Parque FV -> Rede	65
5.1	Folha de cálculo para o dia 1 de janeiro no Caso de Estudo A	69
5.2	Registos de energia para o dia 1 de janeiro no Caso de Estudo A	69
5.3	Folha de cálculo para o dia 1 de agosto no Caso de Estudo A	70
5.4	Registos de energia para o dia 1 de agosto no Caso de Estudo A	71
5.5	Registos de energia para o dia 15 de maio no Caso de Estudo A	74
5.6	Retorno do investimento ao longo dos anos - Caso de Estudo A	74
5.7	Folha de cálculo para o dia 1 de janeiro no Caso de Estudo B	76
5.8	Registos de energia para o dia 1 de janeiro no Caso de Estudo B	77
5.9	Folha de cálculo para o dia 1 de agosto no Caso de Estudo B	78
5.10	Registos de energia para o dia 1 de agosto no Caso de Estudo B	79
5.11	Retorno do investimento ao longo dos anos - Caso de Estudo B	81
5.12	Variação do número de baterias e seus efeitos económicos - Caso de Estudo A	84
5.13	Variação do número de baterias e seus efeitos económicos - Caso de Estudo B	85
6.1	Evolução dos preços das baterias de iões de lítio nos últimos anos	88
6.2	Evolução do impacto da redução dos preços das baterias	89
6.3	Evolução do impacto do acréscimo da capacidade do parque	91
6.4	Evolução dos resultados no acréscimo da capacidade do parque para o proveito total	92
6.5	Evolução dos resultados no acréscimo da capacidade do parque para o retorno 15 anos	93
6.6	Evolução dos resultados no acréscimo da capacidade do parque para o VAL	93
6.7	Evolução do impacto do acréscimo do Preço MIBEL no investimento e no Retorno 15 anos	95
6.8	Evolução do impacto do acréscimo do Preço MIBEL no proveito total e no VAL	95
6.9	Recorte do mapa de irradiação solar	97
A.1	Análise diária para o mês de janeiro - Caso de Estudo A	105
A.2	Análise diária para o mês de fevereiro - Caso de Estudo A	106

A.3	Análise diária para o mês de março - Caso de Estudo A	107
A.4	Análise diária para o mês de abril - Caso de Estudo A	108
A.5	Análise diária para o mês de maio - Caso de Estudo A	109
A.6	Análise diária para o mês de junho - Caso de Estudo A	110
A.7	Análise diária para o mês de julho - Caso de Estudo A	111
A.8	Análise diária para o mês de agosto - Caso de Estudo A	112
A.9	Análise diária para o mês de setembro - Caso de Estudo A	113
A.10	Análise diária para o mês de outubro - Caso de Estudo A	114
A.11	Análise diária para o mês de novembro - Caso de Estudo A	115
A.12	Análise diária para o mês de dezembro - Caso de Estudo A	116
B.1	Análise diária para o mês de janeiro - Caso de Estudo B	117
B.2	Análise diária para o mês de fevereiro - Caso de Estudo B	118
B.3	Análise diária para o mês de março - Caso de Estudo B	119
B.4	Análise diária para o mês de abril - Caso de Estudo B	120
B.5	Análise diária para o mês de maio - Caso de Estudo B	121
B.6	Análise diária para o mês de junho - Caso de Estudo B	122
B.7	Análise diária para o mês de julho - Caso de Estudo B	123
B.8	Análise diária para o mês de agosto - Caso de Estudo B	124
B.9	Análise diária para o mês de setembro - Caso de Estudo B	125
B.10	Análise diária para o mês de outubro - Caso de Estudo B	126
B.11	Análise diária para o mês de novembro - Caso de Estudo B	127
B.12	Análise diária para o mês de dezembro - Caso de Estudo B	128

Lista de Tabelas

2.1	Perspetivas de evolução da capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia em Portugal no horizonte 2030	9
2.2	Vantagens e desvantagens da energia eólica	11
2.3	Vantagens e desvantagens da produção de energia elétrica por via hídrica	14
2.4	Vantagens e desvantagens da energia geotérmica	17
2.5	Vantagens e desvantagens da utilização da biomassa	19
2.6	Vantagens e desvantagens da energia das ondas e marés	20
2.7	Tecnologias Fotovoltaicas	25
2.8	Vantagens e desvantagens da energia solar	27
3.1	Tecnologias de Armazenamento de acordo o tipo de energia armazenada	30
3.2	Valores de referência das características de cada tecnologia	42
3.3	Indicadores TRL e MRL para cada tecnologia de armazenamento	51
4.1	Tabela de controlo de quantidades	54
5.1	Análise mensal do sistema - Caso de Estudo A	72
5.2	Análise mensal económica - Caso de Estudo A	73
5.3	Análise anual - Caso de Estudo A	75
5.4	Investimento vs Proveito total - Caso de Estudo A	75
5.5	Análise mensal do sistema - Caso de Estudo B	79
5.6	Análise mensal económica - Caso de Estudo B	80
5.7	Análise anual - Caso de Estudo B	82
5.8	Investimento vs Proveito total - Caso de Estudo B	82
5.9	Análise à variação do número de baterias - Caso de Estudo A	83
5.10	Análise à variação do número de baterias - Caso de Estudo B	84
5.11	Análise final à variação do número de baterias resultante da instalação de uma bateria adicional	85
6.1	Análise de sensibilidade ao preço das baterias	89
6.2	Análise de sensibilidade à capacidade do parque	90
6.3	Diferenças resultante do incremento da capacidade do parque	92
6.4	Análise de sensibilidade ao preço do MIBEL	94
6.5	Diferenças resultante do incremento dos preços do MIBEL	96
6.6	Análise mensal económica - Caso do Deserto do <i>Saara</i>	98
6.7	Investimento vs Proveito total - Caso do Deserto do <i>Saara</i>	98
6.8	Análise de sensibilidade à Irradiação Solar	98

Abreviaturas e Símbolos

MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
ER	Energias Renováveis
PNAEE	Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética
PNAER	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
PNEC	Plano Nacional Energia e Clima
FV	Fotovoltaico
FER	Fontes de Energia Renovável
EUA	Estados Unidos da América
RSU	Resíduos sólidos urbanos
CAES	<i>Compressed-Air Energy Storage</i>
P2G	<i>Power to Gas</i>
CSP	Solar Térmica de Concentração
RPM	Rotações por minuto
TRL	<i>Technology Readiness Level</i>
MRL	<i>Market Readiness Level</i>
RRL	<i>Regulation Readiness Level</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais
VAL	Valor Atualizado Líquido
TIR	Taxa Interna de Retorno

Capítulo 1

Introdução

Esta dissertação foi desenvolvida no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, do ramo de Energia, da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Neste capítulo será primeiramente feito um breve enquadramento do tema desenvolvido nesta dissertação, passando depois a referir-se a motivação para a sua realização e os seus objetivos. Por fim, será apresentada a estrutura deste documento.

1.1 Enquadramento

Atualmente, vive-se uma mudança de paradigma no que toca à produção de energia elétrica. A geração de energia elétrica utilizando fontes renováveis tem sido um dos temas mais procurados como forma de impulsionar uma maior sustentabilidade ambiental. Para ajudar a esta transição, são várias as metas e as medidas estabelecidas e adotadas pelos governos com o objetivo de incentivar o investimento neste tipo de produção. De forma a tornar estas metas alcançáveis foram criados incentivos e apoios de natureza financeira e fiscal tal como se indica em [1].

Em Portugal, os primeiros planos com objetivo de promover as energias renováveis (ER) foram o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) e o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) aprovados em 28 de fevereiro de 2013 [2]. De acordo com [3], o último programa criado em Portugal "por forma a contribuir para a meta vinculativa da União Europeia de 32% de quota de energias renováveis, foi traçado no Plano Nacional Energia e Clima (PNEC)". Este plano prevê que se atinja uma quota de 47% de ER no consumo final bruto de energia elétrica até 2030, o que faz dele um plano bastante ambicioso. Algumas das metas setoriais estabelecidas neste plano estão referidas nos parágrafos seguintes:

- reforço da exploração das ER, com foco especial nas tecnologias solar e eólica;
- aumento da incorporação de energias renováveis no setor do aquecimento e arrefecimento, com aposta na biomassa e na cogeração de alta eficiência;
- mobilidade sustentável e descarbonização do consumo de energia nos transportes públicos.

Dentro das fontes de energia renováveis, destaca-se a energia solar fotovoltaica (FV) como uma das mais promissoras para o futuro [4]. Na última década, a energia solar fotovoltaica registou um crescimento acentuado na sua capacidade instalada. Em 2019, estima-se que cerca de 116,9 GW tenham sido globalmente instalados, registando-se um aumento de 13% face ao ano anterior. Esta evolução rápida pode ser avaliada na Figura 1.1 em que se apresentam a nova capacidade instalada em aproveitamentos solares fotovoltaicos por área geográfica.

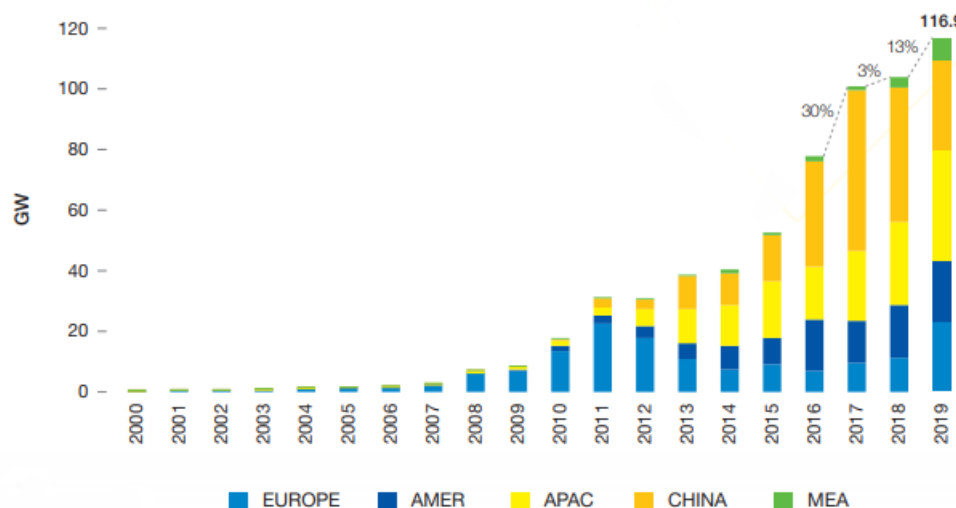


Figura 1.1: Nova capacidade instalada em aproveitamentos solares fotovoltaicos. Fonte:[5]

Embora as Fontes de Energia Renováveis (FER) constituam a grande aposta para o futuro da produção de energia elétrica, estas acarretam com elas duas desvantagens:

- a primeira a nível operacional, visto que são fortemente dependentes de recursos naturais com elevada variabilidade temporal;
- sendo a segunda desvantagem do ponto de vista técnico, decorrente da maior dificuldade em realizar a sua previsão.

Deste modo, é então necessário procurar soluções técnicas viáveis que tornem as energias renováveis uma opção exequível para que estas se tornem competitivas nos mercados de eletricidade e assegurem a continuidade de serviço da rede elétrica.

No caso da energia solar fotovoltaica a sua desvantagem resulta do facto de esta apresentar um período de operacionalidade específico, isto é, de estar dependente da disponibilidade da radiação solar e, portanto, da sua produção estar limitada às horas diurnas. Tendo em conta esta limitação, surge o interesse em associar dispositivos de armazenamento de energia (por exemplo, baterias) de modo a facilitar a integração de unidades de produção solar fotovoltaica nos sistemas elétricos, tornando a sua gestão mais flexível. Estas tecnologias podem-se tornar úteis do ponto de vista económico para a instalação e massificação da FV, se esses dispositivos de armazenamento carregarem durante o dia e, conseqüentemente, descarregarem nas horas de não produção ao final do

dia e princípio da noite, em que os preços tendem a ser mais elevados ou em que existem níveis de consumo mais significativos.

1.2 Motivação

Tendo em conta o mencionado no subcapítulo 1.1, surge a motivação desta dissertação que passa por compreender até que ponto se torna viável realizar um investimento em instalações fotovoltaicas associadas a baterias de íões de lítio. Deste modo, será simulada a operação de um parque solar associando-lhe baterias, de tal modo que uma parte da energia produzida possa ser diretamente injetada na rede e a restante possa ser armazenada. Nos períodos em que os preços de mercado forem mais elevados e em que o consumo seja igualmente mais relevante (em geral no período entre as 18:00 e as 22:00 horas de cada dia) a energia armazenada na bateria será descarregada e no início do dia seguinte repete-se este ciclo. A remuneração resultante da energia vendida será depois valorizada ao preço de mercado, de modo a verificar a rentabilidade da instalação tendo em conta o custo de investimento realizado.

1.3 Objetivos

O principal objetivo desta dissertação de mestrado passa por estimar a remuneração anual de um parque solar fotovoltaico com baterias utilizando uma série de preços do MIBEL, de forma a avaliar a viabilidade económica do investimento neste tipo de projetos tendo em conta as características atuais do mercado de eletricidade.

Os objetivos específicos passam por:

- Analisar os perfis típicos de produção FV de uma central;
- Desenvolver um modelo de simulação de operação de um parque solar associando-lhe uma bateria;
- Simular a operação do sistema considerando diferentes capacidades instaladas no parque solar e nas baterias;
- Avaliar a viabilidade económica dos casos simulados.

1.4 Estrutura da Dissertação

Para além da Introdução, esta dissertação, contém mais 6 Capítulos.

No Capítulo 2 são abordadas as principais características e tecnologias de produção de energia elétrica utilizando recursos renováveis. Será conferido um especial foco à tecnologia considerada nesta dissertação, produção de energia elétrica utilizando energia solar fotovoltaica.

No Capítulo 3 é apresentado um resumo do contexto atual das tecnologias de armazenamento disponíveis comercialmente ou ainda em desenvolvimento e referidas na literatura. Primeiramente

são caracterizados os diferentes dispositivos de armazenamento tendo em conta as áreas de aplicação designadas: de armazenamento em larga escala e de âmbito local, ou ainda com possibilidade de utilização nestas duas grandes áreas. Para cada tecnologia identificada são referidos alguns parâmetros considerados relevantes para a sua aplicação. Neste capítulo é ainda realizada uma comparação entre os dispositivos tendo conta aspetos técnico-económicos, a sua disponibilidade ou nível de maturidade tecnológica, regulatória e de mercado.

O Capítulo 4 apresenta a metodologia utilizada para estimar a remuneração anual de um parque fotovoltaico com baterias, explicando-se passo a passo a ferramenta desenvolvida para simular a operação do sistema em questão. Será detalhada a constituição do sistema, bem como indicada a origem dos dados utilizados. Recorre-se ainda a fluxogramas tendo em visto compreender melhor cada algoritmo implementado.

No Capítulo 5 é apresentado o caso de estudo onde será aplicada a metodologia anteriormente referida. Serão feitos estudos para dois casos com localizações diferentes, sendo o Caso A no norte de Portugal e o Caso B a sul de Portugal. Serão ainda apresentados para todos os casos simulados o custo de investimento associado e os proveitos obtidos em diferentes períodos de tempo, considerando uma taxa de atualização fixada. No final, serão apresentados os resultados obtidos para as simulações.

No Capítulo 6 é realizada uma análise de sensibilidade, como forma de compreender até que ponto certos aspetos influenciam a viabilidade de um investimento deste género. Os aspetos em análise serão o preço das baterias, a capacidade do parque, o preço da energia elétrica no MIBEL e o valor da irradiação solar.

Por último, no Capítulo 7 são apresentadas as conclusões acerca do trabalho elaborado e referidas algumas indicações para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Aproveitamento de recursos renováveis

Neste capítulo serão abordadas as principais características e tecnologias de produção de energia elétrica utilizando recursos renováveis. Primeiramente, serão indicados os aspetos gerais das energias provenientes de FER, seguido da apresentação pormenorizada de cada um dos recursos renováveis apresentados abaixo:

- Energia Eólica;
- Energia Hídrica;
- Energia Geotérmica;
- Energia das Ondas e Marés;
- Energia da Biomassa;
- Energia Solar.

Por fim, será conferido um especial foco na tecnologia considerada nesta dissertação, a energia solar fotovoltaica.

2.1 Aspetos Gerais

As fontes de energia renovável apresentam um potencial enorme para responder ao aumento da procura mundial de energia. Este tipo de energia permite o aumento da diversidade nos mercados de fornecimento de energia, bem como assegurar o fornecimento sustentável a longo prazo, ou seja, dado que se tratam de recursos renováveis são capazes de se regenerarem num curto espaço de tempo e de modo sustentável. Outro aspeto positivo das energias "limpas", é que estas reduzem as emissões de CO_2 para a atmosfera, ao contrário do que acontece com as energias provenientes dos combustíveis fósseis. Por fim, outra grande vantagem destes tipos de energia, é que oferecem a possibilidade de produção local, abandonando o paradigma de uma produção centralizado nos sistemas de energia elétrica. Através destes aspetos surgem outras vantagens secundárias, tais como, novas oportunidade de negócio e maior oferta de emprego. [6]

A utilização das energias renováveis tem vindo a intensificar-se a nível mundial e a figura 2.1, baseado no *Statistical Review of World Energy 2020* elaborado pela BP, mostra esse aumento. Vê-se que a partir do ano de 2010 existe um progresso constante na aposta nas ER, contudo ainda corresponde a uma pequena percentagem, cerca de 25%, face aos combustíveis fósseis.

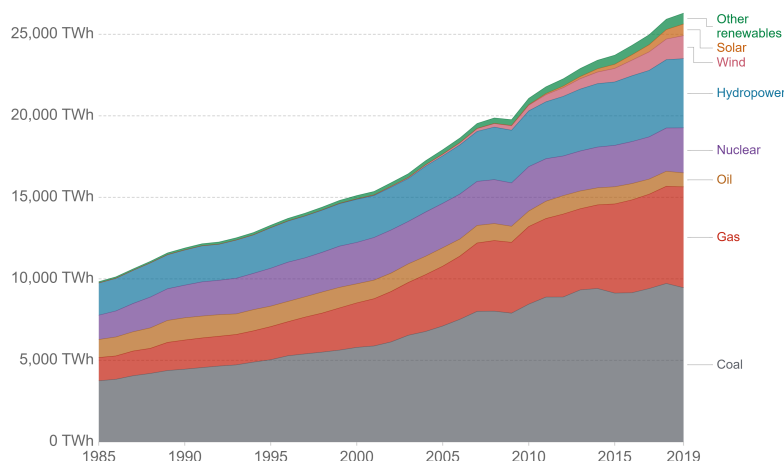


Figura 2.1: Produção anual de energia no mundo pelas diversas fontes de energia. Baseado em [7]

Os entraves a uma maior expansão da utilização das ER são do ponto de vista jurídico, isto é, a implementação de tecnologias de energia renovável é demorada devido a procedimentos legais [8]. Tornou-se, portanto, necessário que as estruturas políticas e regulamentares fossem ajustadas por forma a acelerar o crescimento das ER [9]. De acordo com [10], uma das formas de promover o aumento das ER surge nos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, adotados pela Assembleia Geral das Nações Unidas, em 2015, com a implementação das seguintes metas para 2030:

- Assegurar o acesso universal, de confiança, moderno e a preços acessíveis a serviços de energia;
- Aumentar substancialmente a participação das ER na matriz energética global;
- Duplicar a taxa global de melhoria da eficiência energética;
- Reforçar a cooperação internacional para facilitar o acesso à investigação de tecnologias de energia limpa;
- Expandir as infraestruturas e modernizar a tecnologia para o fornecimento de serviços de energia modernos.

Ultrapassando os obstáculos jurídicos será de esperar que a transição energética venha a acontecer a um ritmo cada vez mais acentuado. Embora no ano de 2017 se tenha verificado que um quarto de toda a eletricidade no mundo foi produzida a partir de FER, as emissões de CO_2 aumentaram. Sugerindo que a esta transição não está acontecer a um ritmo suficientemente rápido [9].

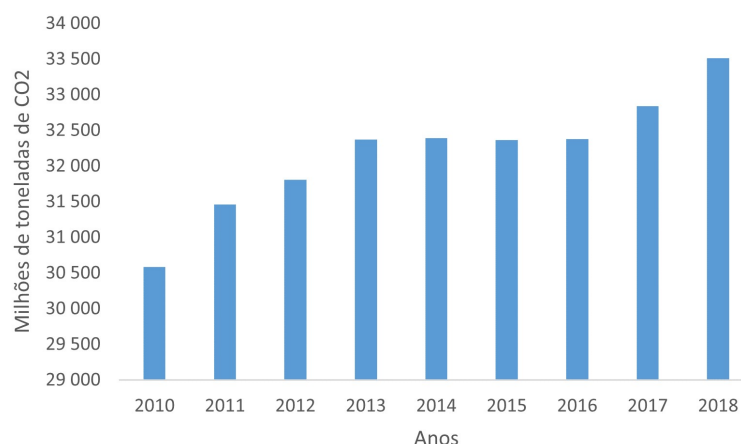


Figura 2.2: Registo anual das emissões de CO₂ no mundo. Baseado em [11]

A Figura 2.2 apresenta a evolução mundial das emissões de CO₂ desde 2010 até 2018, e nela é possível observar que se continua a registar um significativo aumento das emissões, pelo que será necessário intensificar ainda mais a aposta nas ER.

A maior aposta nas ER vem essencialmente de países da Europa e da China. Na Europa desde 2010 até 2019, a parcela de energia primária proveniente de fontes renováveis subiu de, aproximadamente, 11% para quase 17%. No caso de países fortemente dependentes dos combustíveis fósseis, como os Estados Unidos da América (EUA) e a Rússia, essa aposta nas ER não é tão acentuada registando uma subida de 3% e 0,3%, respetivamente, na parcela de energia primária de fontes renováveis. Um exemplo contrário a estes é o caso da China que, mesmo sendo dos países com maior dependência dos combustíveis fósseis, registou um aumento semelhante ao da Europa na aposta das ER, cerca de 5,5%. [12] A Figura 2.3 ajuda a compreender graficamente o que foi referido previamente.

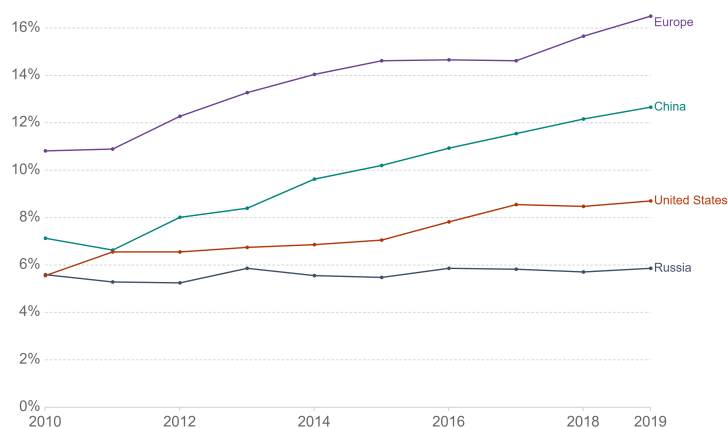


Figura 2.3: Percentagem de energia primária proveniente de fontes renováveis entre os anos 2010 e 2019. Fonte: [12]

Nos casos anteriores encontrava-se o consumo de energia "total", incluindo a eletricidade, os transportes e o aquecimento, pelo que apenas se denotou um crescimento das ER à volta dos 6% no caso da Europa. Este crescimento parece pequeno porque em setores como os transportes e o aquecimento existe uma forte dependência do petróleo e do gás, pelo que esta transição para as FER se torna mais complicada. Se se isolar apenas a eletricidade, que é menos pendente dos combustíveis fósseis, espera-se um crescimento maior das ER. Algo que efetivamente se comprova, por exemplo, no caso da Europa onde se registou um aumento de quase 13% na produção de eletricidade a partir de FER entre os anos de 2010 e 2019. Nos países mais dependentes dos combustíveis fósseis também se verifica um ligeiro aumento da fração das fontes renováveis no setor da eletricidade. Contudo o destaque nestes países vai novamente para a China que teve o maior aumento de ER na produção da sua eletricidade, cerca de 9%. [12]

A Figura 2.4 comprova graficamente o que foi descrito anteriormente.

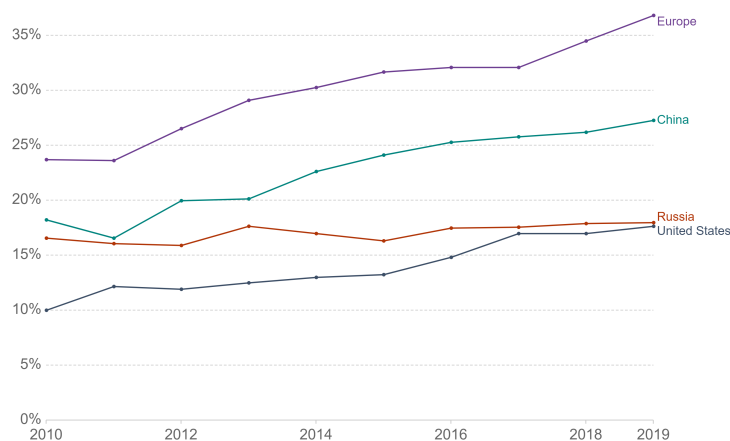


Figura 2.4: Crescimento da produção de eletricidade a partir de fontes renováveis entre os anos 2010 e 2019. Fonte: [13]

Ao nível da situação atual das energia renováveis na Europa destacam-se, primeiramente, pela positiva a Islândia e a Noruega como os únicos países da Europa em que mais de 80% da sua eletricidade provém de fontes renováveis. Em contrapartida, os países de centro-leste da Europa, como por exemplo, a Bulgária, a Hungria, a Bielorrússia, a Polónia, a Ucrânia, entre outros evidenciam-se pela negativa uma vez que a sua quota de eletricidade proveniente das FER fica abaixo dos 20%. No caso de Portugal, a parcela da eletricidade obtida a partir de fontes renováveis esteve perto dos 59% no ano de 2020, registando um aumento de 6,6% face ao ano anterior.

Na Figura 2.5 pode-se observar a percentagem da produção renovável no setor da eletricidade nos diversos países da Europa para o ano de 2019, sendo que as cores mais escuras representam os países com uma maior participação de produção renovável, como é o caso dos países referidos anteriormente, a Islândia e a Noruega. A cor amarela encontram-se os países cujo a quota de eletricidade proveniente de fontes renováveis fica abaixo dos 20%. Portugal neste caso encontra-se com a cor intermédia entre os 40% e os 60%.

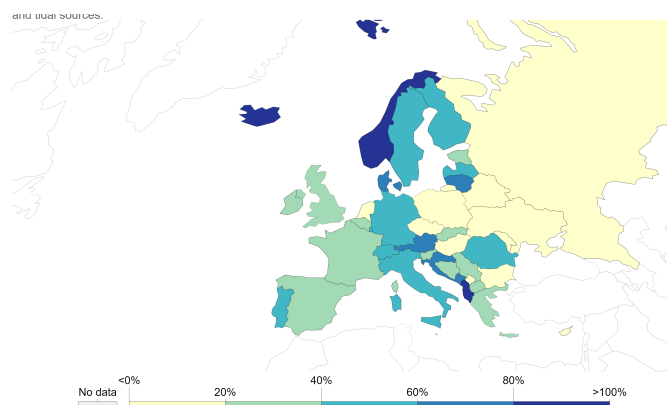


Figura 2.5: Percentagem da produção de eletricidade a partir de fontes renováveis nos países da Europa em 2019. Fonte: [13]

Quanto às perspetivas futuras acerca do crescimento das energias renováveis é de prever que estas continuem aumentar sempre mais a cada ano que passa. Segundo o *The Guardian* prevê-se uma expansão de 50% nas energias renováveis entre 2020 e 2025 [14], sendo de esperar maior ênfase no crescimento estimado nas tecnologias eólicas e solar FV [9].

Em Portugal, no que toca ao futuro das ER, o Conselho de Ministros aprovou em Maio de 2020 o PNEC 2030, que contém algumas perspetivas de evolução na capacidade instalada para a produção de eletricidade a partir das FER e redução das energias provenientes de combustíveis fósseis. Tendo em conta este Plano [15], a Tabela 2.1 apresenta a evolução da capacidade instalada em diversas tecnologias.

Tabela 2.1: Perspetivas de evolução da capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia em Portugal no horizonte 2030, em GW. Adaptado: [15]

Tecnologias	2020	2025	2030
Hídrica	7,0	8,2	8,2
do qual em bombagem	2,7	3,6	3,6
Eólica	5,4	6,8	9,3
do qual Eólica <i>Onshore</i>	5,4	6,7	9,0
do qual Eólica <i>Offshore</i>	0,03	0,1	0,3
Solar Fotovoltaico	2,0	6,6	9,0
Solar Térmico Concentrado	0	0,1	0,3
Biomassa	0,4	0,4	0,5
Geotermia	0,03	0,03	0,06
Ondas	0,001	0,03	0,07
Carvão	1,8	0	0
Gás Natural	3,8	3,8	2,8 - 3,8
Fuel/Gasóleo	0,4	0,3	0,3
TOTAL	20,8	26,3	30,5 - 31,5

2.2 Energia Eólica

Os geradores eólicos transformam a energia cinética do vento em energia elétrica que é posteriormente injetada nas redes elétricas [16], ou seja, esta energia depende apenas do vento, o que faz dela uma fonte de energia renovável e limpa, que se encontra continuamente ao dispor do Homem.

Existem dois tipos de aproveitamentos de energia eólica:

- **Onshore**: consiste na produção em Terra;
- **Offshore**: consiste na produção em instalações localizadas no mar.

Na Figura 2.6 ilustram-se estes dois tipos de aproveitamento de energia eólica referidos anteriormente existentes em Portugal.



Figura 2.6: Instalação *Onshore* na Serra da Boa Viagem e *Offshore* em Viana do Castelo.

Fonte:[17] [18]

Os países com maior produção de energia eólica no mundo, em 2019, foram: os EUA, a China e a Alemanha. Dentro da Europa os países com maior produção de eletricidade a partir do vento, para além da Alemanha, são a Espanha e o Reino Unido. [12]

Na Figura 2.7 observa-se a produção anual de eletricidade a partir do vento, incluindo as eólicas *Onshore* e *Offshore*.

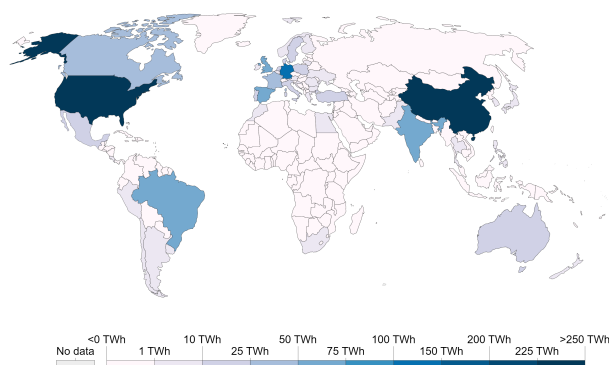


Figura 2.7: Geração de energia eólica em 2019. Fonte:[12]

Portugal registou uma produção de energia eólica no valor de 13,7 TWh em 2019. [12]

Quanto à capacidade instalada de energia eólica, incluindo eólica *onshore* e *offshore*, realça-se novamente a Alemanha como o país com a maior capacidade instalada da Europa, com 60,82 GW, seguido da Espanha com 25,55 GW. Portugal fixa a sua capacidade instalada de energia eólica nos 5,23 GW, no ano de 2019. [12]

Na Figura 2.8 identifica-se a capacidade instalada de energia eólica na Europa no ano de 2019.

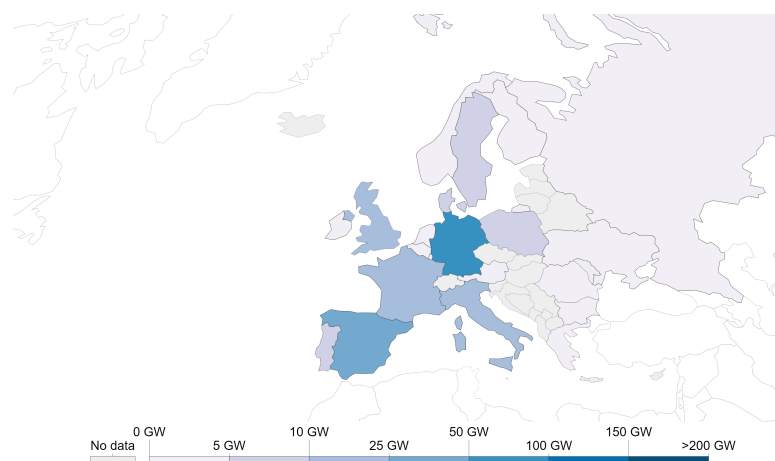


Figura 2.8: Capacidade instalada de energia eólica em 2019. Fonte:[12]

Em Portugal, cerca de 25% da eletricidade consumida teve origem neste tipo de instalações no ano de 2019 [19], ficando apenas atrás da Dinamarca (53%), da Lituânia (42%), do Uruguai (34%) e da Irlanda (31%) como os países no mundo com maior parcela de eletricidade produzida a partir do vento [12].

A Tabela 2.2 apresenta de forma resumida as vantagens e desvantagens deste tipo de instalações.

Tabela 2.2: Vantagens e desvantagens da energia eólica. Fonte: [16]

Vantagens	Desvantagens
Redução da emissão de dióxido de carbono para atmosfera	Intermitência, uma vez que nem sempre há vento
Redução da dependência em combustíveis fósseis	Poluição sonora, devido ao funcionamento dos equipamentos
Criação de empregos	Impacto visual
É uma das fontes mais baratas de energia	Impactos sobre a fauna
Dependente de um recurso inesgotável	

Quanto ao futuro da energia eólica, este passa por continuar a aumentar a sua capacidade instalada, bem como melhorar alguns aspetos técnicos. Desde logo, um dos desafios é maximizar o rendimento das turbinas através de melhorias e a extensão da vida útil [20].

2.3 Energia Hídrica

As centrais hídricas aproveitam o movimento da água para gerar energia mecânica e, consequentemente, transformar essa energia em energia elétrica [21]. A energia mecânica é obtida através da energia cinética da água provocada pelo desnível ou pela corrente natural dos rios. Este tipo de energia é das maiores e das mais antigas fontes de energia de baixo carbono.

Existem três tipos diferentes de aproveitamento dos cursos de água em centrais hídricas:

- **Centrais de albufeira** em que a água é armazenada e em que se dispõem de um desnível entre montante e jusante. Nos períodos de produção a energia potencial da água é convertida em energia cinética e depois em energia elétrica nos alternadores;
- **Centrais a fio de água** não possuem albufeira, apenas aproveitam o fluxo natural do rio. Geralmente são utilizadas em cursos de água de declive pouco acentuado;
- **Centrais de albufeira com bombagem** semelhantes às anteriores, porém equipadas com turbinas-bomba que permitem o retorno da água para a montante. O princípio de funcionamento passa por funcionar como central hídrica nas horas de maior consumo e assim produzir energia elétrica. Enquanto que nas horas de baixo consumo e excedente de energia elétrica, é utilizado esse remanescente para elevar a água de jusante para a montante de modo a realizar de novo o seu armazenamento.



Figura 2.9: Central do Alqueva. Fonte: [22]

Em 2019 atingiu-se a marca de 4246 TWh de produção de energia hídrica no mundo, o que equivale a 60% da produção de energia renovável. Os países com maior produção de energia por via hídrica no mundo são a China, os EUA, o Canadá e o Brasil.

Na Figura 2.10 identifica-se, através de um sistema de cores, a quantidade de energia produzida em aproveitamento hídrico por cada país no ano de 2019.

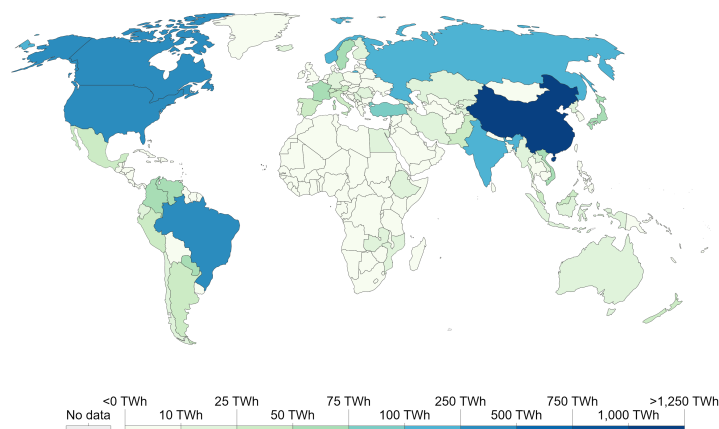


Figura 2.10: Geração de energia por via hídrica em 2019. Fonte:[12]

Embora os países referidos anteriormente se destaquem pelas elevadas quantidades de produção de energia elétrica por via hídrica, apenas o Brasil e o Canadá apresentam percentagens de energia primária proveniente de energia hídrica acima dos 25%. Ou seja, os outros países embora produzam muita energia elétrica por via hídrica, essa quantidade não representa uma parcela elevada da sua energia primária, uma vez que se trata de países fortemente dependentes dos combustíveis fósseis. Portugal, por exemplo, embora não se destaque como um grande produtor de energia por via hídrica no panorama mundial, a sua parcela de energia primária proveniente desta fonte é de cerca de 7%, ficando desta forma à frente dos EUA, onde apenas 2,5% da energia primária é obtida desta forma. Os países com maior ênfase no aproveitamento da energia de origem hídrica são os países do norte da América do Sul, o Canadá, a Suécia, a Noruega e a Nova Zelândia. O maior destaque vai para a Islândia em que mais de 54% da energia primária provém desta fonte. Na Figura 2.11 apresenta-se a parcela de energia primária proveniente de energia de origem hídrica.

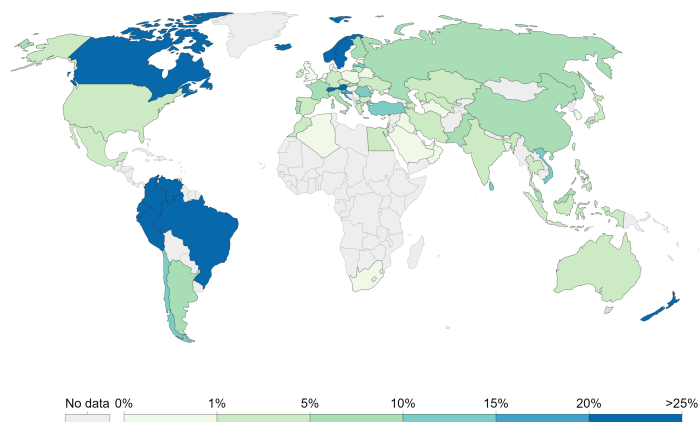


Figura 2.11: Parcela de energia primária de energia de origem hídrica em 2019. Fonte:[12]

Em 2019, cerca de 7% da energia global foi produzida em aproveitamentos hídricos, mas olhando apenas para a eletricidade esta percentagem aumenta para os 16%. Em Portugal, atualmente, cerca de 25% da eletricidade tem origem hídrica [19]. A Figura 2.12, mostra a variação da percentagem da eletricidade que advém de aproveitamentos hídricos, desde 1985 até 2020, em Portugal.

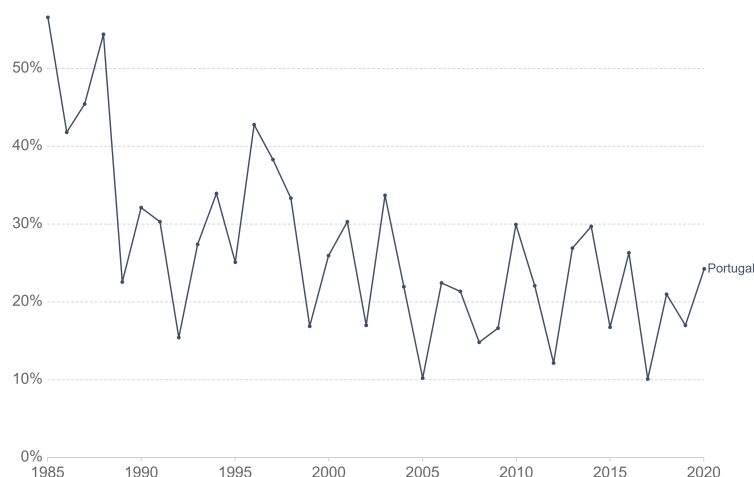


Figura 2.12: Variação da parcela de eletricidade proveniente de aproveitamentos hídricos em Portugal, entre 1985 e 2020. Fonte:[12]

Em seguida, na Tabela 2.3 encontra-se um resumo das vantagens e desvantagens associadas a este tipo de aproveitamento.

Tabela 2.3: Vantagens e desvantagens da produção de energia elétrica por via hídrica. Fonte:[23]

Vantagens	Desvantagens
A sua fiabilidade e a resposta às variações de procura são elevadas	Provoca a erosão de solos, afetando a vegetação local
Redução da emissão de dióxido de carbono para atmosfera	Elevados custos de instalação e de desativação
Proporciona desenvolvimento local	Os reservatórios de água provocam profundas alterações nos ecossistemas
Dependente de um recurso inesgotável	Pode exigir ao deslocamento de populações
O seu custo de produção é baixo	

O futuro da produção de energia elétrica por via hídrica passa essencialmente por continuar a aumentar a sua capacidade instalada, bem como na procura do desenvolvimento contínuo deste tipo de tecnologia. Estes avanços ajudarão principalmente na redução dos custos associados e na melhoria da eficiência desta forma de produção de energia. [24]

2.4 Energia Geotérmica

A energia geotérmica corresponde ao calor derivado do interior da Terra [25]. Esta energia é considerada uma das mais limpas e fiáveis dentro das energia renováveis [26]. A forma mais comum de aproveitar a energia geotérmica é para a conversão em energia elétrica, contudo, pode-se também utilizar esta energia sob a forma de calor. Existem, portanto, três formas diferentes de aproveitar esta energia, sendo elas:

- Em **centrais térmicas**, onde a energia geotérmica pode ser utilizado através de uma turbina cujas pás são movidas pelo vapor de água produzido pelo calor da Terra. Este movimento de rotação aciona os geradores que por sua vez produzem eletricidade [19];

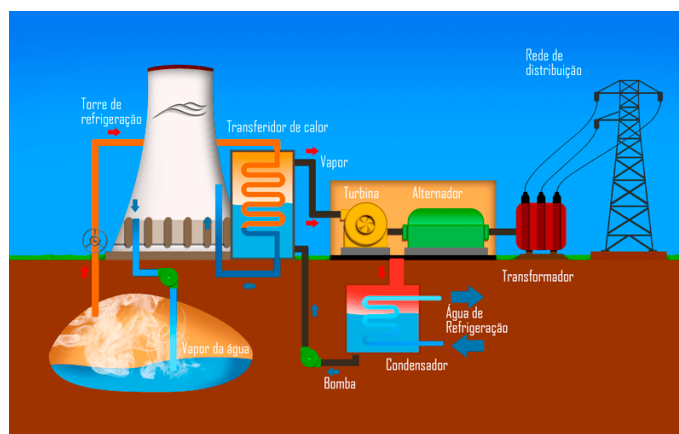


Figura 2.13: Diagrama de funcionamento de uma Central Geotérmica. Fonte:[27]

- **Bombas de calor geotérmicas**, consistem num sistema geotérmico de aquecimento e arrefecimento através do bombeamento de água por tubos no solo. Mediante a diferença de temperatura do subsolo aquecem ou arrefecem a água, que em seguida é utilizada para a climatização dos edifícios [26];

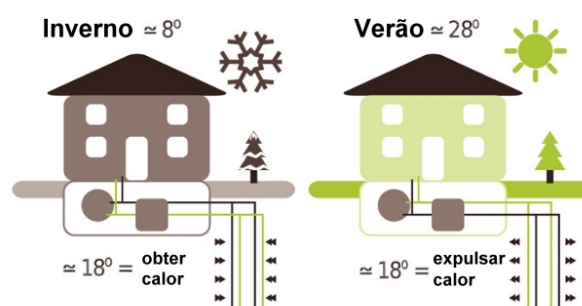


Figura 2.14: Funcionamento das bombas de calor. Fonte:[26]

- **Utilização direta** onde os reservatórios geotérmicos são utilizados para fornecer calor para as indústrias e estufas, para o aquecimento ambiente e para termas [26].

Segundo o *Statistical Review of Global Energy (2020)* [7] a potência instalada em centrais geotérmicas é atualmente de cerca de 13930 MW em todo o mundo. Os países com maior capacidade instalada são: os EUA (2555 MW), a Turquia (1514 MW), a Indonésia (2130 MW), a Nova Zelandia (965 MW) e o México (935 MW). Na Europa encontra-se 23% da potência total no mundo. A Figura 2.15 mostra como se encontra distribuída a capacidade instalada em centrais utilizando energia geotérmica no mundo.

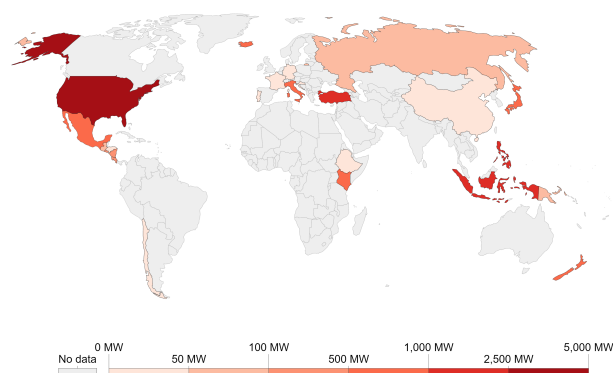


Figura 2.15: Capacidade instalada em centrais geotérmicas no mundo em 2019. Fonte:[12]

Em Portugal, é na Região Autónoma dos Açores onde se encontra desenvolvida a energia geotérmica, dada a boa localização das ilhas para o seu aproveitamento. As centrais instaladas ao longo de todo o arquipélago contam com uma potência de 235,5 MW. No caso das ilhas, estas centrais tem um papel fundamental nas suas redes elétricas, enquanto que no continente este tipo de energia é apenas aproveitado para o aquecimento de alguns edifícios. [26]



Figura 2.16: Central Geotérmica do Pico Vermelho, em São Miguel, nos Açores. Fonte:[28]

Com base no PNEC 2030, a "Região Autónoma dos Açores dispõe de potencial para reforçar a exploração dos recursos geotérmicos, pelo que se perspetiva um aumento da capacidade instalada com objetivo de alcançar a produção máxima face ao recurso disponível."[3]

Na Tabela 2.4 encontra-se um resumo das vantagens e desvantagens associadas a este recurso energético.

Tabela 2.4: Vantagens e desvantagens da energia geotérmica. Fonte:[29]

Vantagens	Desvantagens
Necessita de pequenas quantidades de solo para construir centrais geotérmicas	Depósitos de sulfureto de hidrogénio prejudiciais à saúde
A energia geotérmica é praticamente inesgotável	Deterioração da paisagem devido à poluição térmica
Menor poluição	Elevado impacto ambiental
Baixos custo de produção	Projetos geotérmicos são caros
Produção de eletricidade 24 horas por dia	

Baseado em [30], apresentam-se, em seguida alguns dos desafios para o futuro da energia geotérmica:

- Um dos riscos associados à energia geotérmica é a sismicidade pelo que, nos últimos anos, vários têm sido os esforços para desenvolver dispositivos capazes de prever terremotos e as melhores formas de fazer escavações de terra para que, desta forma, se possa reduzir os seus riscos;
- Como se viu na Tabela 2.4, uma das desvantagens associadas a esta fonte de energia são os elevados investimentos, o que leva a longos períodos de retorno desse capital. Como tal, procura-se desenvolver equipamentos mais eficientes e novas tecnologias de forma a que os custos iniciais possam reduzir-se;
- Aumentar a sensibilização pública por parte dos governos sobre o benefício deste tipo de recurso, com o objetivo de contribuir para o seu desenvolvimento futuro e a aprovação geral da população.

De forma a que a energia geotérmica se torne uma tecnologia mais viável é necessária uma continua aposta nos pontos referidos previamente e desta forma será possível aumentar a capacidade de produção, bem como potencializar o desempenho das centrais geotérmicas já existentes. [31]

2.5 Energia da Biomassa

De acordo com [19], "Biomassa é a matéria orgânica vegetal ou animal, que pode ser utilizada no estado sólido, líquido ou gasoso". Os tradicionais combustíveis fósseis, como o carvão ou o gás natural, embora sejam derivados do ramo vegetal ou mineral não são considerados como biomassa no contexto de energia [32]. Os 3 estados em que a biomassa pode ser utilizada são: [33]

- **Sólido**, como é o caso dos subprodutos da floresta, da agricultura, da indústria da madeira e do papel e os resíduos sólidos urbanos (RSU);
- **Líquido**, por exemplo o biodiesel, obtido a partir de óleos de girasol, ou o etanol, produzido com fermentação de hidratos de carbono;
- **Gasoso**, pode ser encontrado geralmente nos aterros de RSU, resultantes da degradação biológica.

Quanto às formas de transformar a biomassa em energia existem, essencialmente, 3 processos:

- **Combustão**: Quando a biomassa é queimada a altas temperaturas com a presença de oxigénio, produzindo vapor que pode ser utilizada como uma fonte de energia em centrais térmicas para a produção de eletricidade [32];
- **Co-combustão**: Neste processo propõe-se a combustão conjunta de carvão e de biomassa para produção de energia que, comparativamente à queima isolada do carvão ou da biomassa, apresenta mais vantagens, tais como a diminuição dos níveis de emissão de CO_2 [34];
- **Gasificação**: A biomassa é aquecida sem oxigénio, com temperaturas inferiores às anteriores obtendo-se um gás inflamável. Este gás é filtrado com o objetivo de remover alguns componentes químicos e desta forma resultar num biogás. O biogás pode ser usado para a queima direta em caldeiras [35];

A Figura 2.17 ilustra o esquema de transformação da biomassa em energia elétrica.

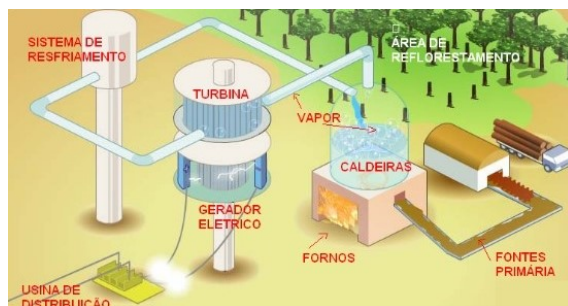


Figura 2.17: Ilustração da produção de eletricidade a partir de biomassa. Fonte:[32]

Na Tabela 2.5 encontra-se um resumo das vantagens e desvantagens associadas à utilização da biomassa para produção de energia elétrica.

Tabela 2.5: Vantagens e desvantagens da utilização da biomassa. Fonte:[33]

Vantagens	Desvantagens
É altamente fiável e a resposta às variações de procura é elevada	Possui um menor poder calorífico quando comparado com outros combustíveis
Verifica-se uma menor corrosão dos equipamento (caldeiras, fornos)	Dificuldades no transporte e armazenamento de biomassa sólida
A biomassa sólida é extremamente barata	Biocombustíveis líquidos contribuem para a formação de chuvas ácidas
	Desflorestação e destruição de habitats

Como forma de promover o melhor aproveitamento da biomassa para usos energéticos em Portugal, foram delineados três linhas de atuação no PNEC 2030 [3], sendo elas:

- Promover a produção de energia à escala local com a utilização de biomassa, ou seja, apoiar a instalação de pequenas centrais térmicas descentralizadas, de menor dimensão e que aumentem a procura de biomassa, promovendo assim a substituição dos combustíveis fósseis e a descarbonização de vários setores;
- Promover o apoio à disseminação de centros para recolha, e armazenamento de biomassa a nível municipal ou intermunicipal, permitindo assim uma adequada gestão da floresta e de outros resíduos de biomassa. Desta forma, é possível otimizar processos de recolha e de receção da biomassa para posteriormente serem aproveitados numa vertente energética;
- Promover ações de informação e sensibilização, tais como desenvolver um dossier pedagógico para a formação profissional para melhorar e otimizar a recolha e transformação da biomassa, a produção de um manual de boas práticas para o aproveitamento da biomassa e folhetos de divulgação e informação dos potenciais usos da biomassa.

2.6 Energia das Ondas e Marés

A energia das Ondas e Marés é uma energia renovável com imenso potencial, dado que a energia disponível no mar é abundante [36]. A energia das ondas consiste no aproveitamento do movimento da água [37], enquanto que a energia das marés resulta da deslocação da água do mar, ou seja, é produzida pela variação do nível da água do oceano durante a subida e descidas das marés [38]. Os equipamentos para a conversão desta energia renovável em eletricidade ainda se encontram grande parte em desenvolvimento, tentando obter melhorias no seu rendimento e na resistência aos dos materiais [19]. A Figura 2.18 ilustra um dos dispositivo de conversão mais desenvolvido para a produção de energia elétrica a partir da energia das ondas, a tecnologia Pelamis.



Figura 2.18: Tecnologia Pelamis. Fonte:[39]

Segundo [36], o processo de conversão da energia das ondas divide-se em 3 estágios. O primeiro processo consiste na conversão da energia primária, ou seja, transformação da energia das ondas em energia mecânica, pneumática ou potencial. O segundo estágio passa por converter a energia absorvida em energia mecânica útil, isto é, utilizar esta energia em algo específico, como por exemplo, em turbinas ou dispositivos de rotação hidráulica. A última fase de conversão diz respeito a conversão da energia mecânica útil em energia elétrica através da ligação das turbinas a geradores.

Na Tabela 2.6 encontra-se um resumo das vantagens e desvantagens associadas à energia das ondas e marés.

Tabela 2.6: Vantagens e desvantagens da energia das ondas e marés. Fonte:[40]

Vantagens	Desvantagens
Continuidade e previsibilidade da ocorrência das marés	Só há produção de energia quando existir um desnível entre níveis de água
Correspondem a uma fonte inesgotável de energia	A construção das instalações pode provocar grandes impactos ambientais
Fonte de energia não poluente	Custos de instalação elevados
Elevada disponibilidade de recursos primário	

Portugal possui um enorme potencial para a exploração da energia dos oceanos, uma vez que 97% do seu território é mar. De acordo com a comunidade científica, a costa portuguesa tem capacidade para a instalação de 5000 MW de potência proveniente da energia das ondas [41]. Segundo [42], é possível salientar os seguintes aspetos quanto à energia das ondas em Portugal: o primeiro é que a disponibilidade da energia das ondas é mais elevada no noroeste do país; em segundo, a variabilidade das ondas tem mais impacto no sul e, por último, o mês com maior aproveitamento deste tipo de energia é janeiro. De acordo com [43], o local que possui maior recurso de energia das ondas, em Portugal, é zona próxima do Cabo da Roca.

2.7 Energia Solar

De acordo com [44], "A energia solar é qualquer tipo de energia gerada pelo sol". A energia solar que chega a superfície da Terra corresponde a cerca de dez mil vezes a procura global de energia, ou seja, bastava aproveitar 0,01% dessa energia para satisfazer a necessidade energética total da humanidade [45].

Em 2019, registou-se uma capacidade total em instalações utilizando energia solar no valor de 586 GW em todo o mundo. A Figura 2.19 ilustra a potência instalada deste tipo de energia por país, com especial destaque para a China, que conta com uma capacidade instalada de 205 GW, ou seja, 35% da potência instalada no mundo [12].

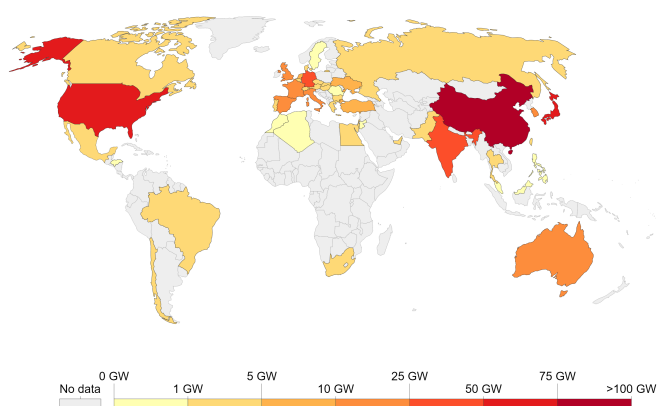


Figura 2.19: Capacidade instalada de energia solar no mundo em 2019. Fonte:[12]

Quanto à energia elétrica gerada a partir da energia solar, no ano de 2019 registou-se um total de 711 TWh. Países como a China (223,8 TWh), os EUA (107,8 TWh), a Alemanha (47 TWh) e a Índia (46,3 TWh), perfazem cerca de 60% dessa produção [12]. A Figura 2.20 representa a energia gerada por país no ano de 2019.

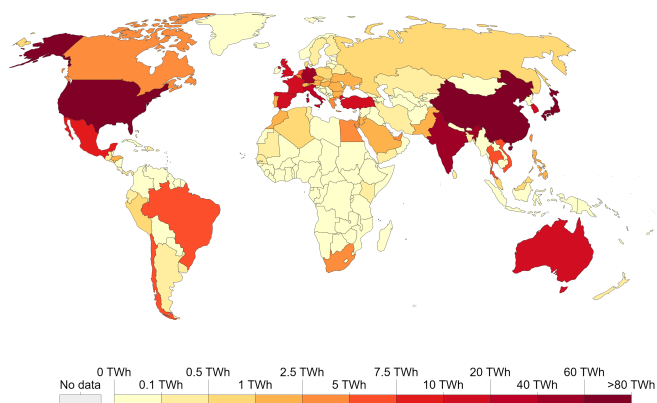


Figura 2.20: Geração de energia elétrica utilizando energia solar no mundo em 2019. Fonte:[12]

Em Portugal, cerca de 3% da eletricidade proveio de energia solar no ano de 2020 [12].

Atualmente, existem dois tipos de tecnologias associados ao aproveitamento da energia solar que são a energia solar fotovoltaica e a energia solar térmica. Esta última tecnologia pode ser utilizada para aquecimento, e desta forma fala-se apenas de energia solar térmica de baixa temperatura, ou pode ser usada para a produção de eletricidade e neste caso fala-se em energia solar concentrada (CSP). [46]

2.7.1 Energia Solar Fotovoltaica

O efeito fotovoltaico é o princípio de funcionamento dos sistemas solares FV e consiste no simples processo de produção de eletricidade a partir da radiação solar, processo esse que é obtido em células solares. [47] A Figura 2.21 ilustra este funcionamento.

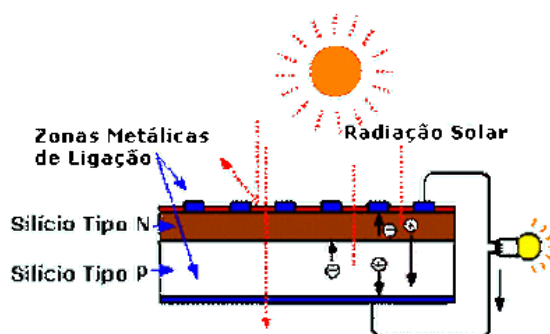


Figura 2.21: Efeito fotovoltaico. Fonte:[48]

A energia solar fotovoltaica é divulgada como uma das energias que apresenta maior desenvolvimento nos últimos anos, quer a nível de expansão de projetos, quer a nível do avanço na pesquisa e desenvolvimento desta tecnologia. Por exemplo, o número de trabalhos de pesquisa sobre este tema, seja sobre os impactos que esta tecnologia pode provocar na rede elétrica, ou sobre a implementação de métodos para otimizar estes sistemas, tem vindo aumentar substancialmente na última década. Quanto ao crescimento deste tipo de projetos, a energia solar fotovoltaica registou o crescimento mais rápido dentro das ER. [49] [50]

A Figura 2.22 ilustra o crescimento anual da capacidade instalada dos sistemas solar FV no mundo.

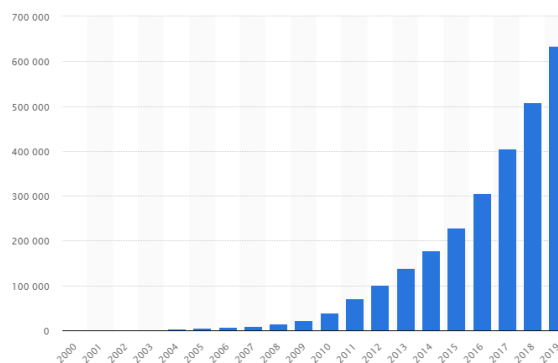


Figura 2.22: Capacidade instalada, em MW, de tecnologia solar FV no mundo entre 2000 e 2019. Fonte:[51]

Portugal registou, em 2018, uma capacidade instalada de energia solar FV no valor de 670 MW e de 730 MW no final de 2019 [52]. Segundo [53], Portugal atingiu no final do ano de 2020 a marca de 1 GW de capacidade instalada para a produção de energia elétrica a partir de centrais solares FV.

2.7.1.1 Componentes do Sistema Fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico é composto pelos seguintes componentes:

- **Célula Fotovoltaica** [54]: Componente onde ocorre o efeito fotovoltaico, ou seja, trata-se de uma tecnologia de captação e conversão da energia solar em energia elétrica. Uma célula FV é composta por várias camadas de materiais, cada uma delas com uma funcionalidade específica. Existem diferentes tecnologias associadas as células FV, assunto que será abordado no sub-capítulo 2.7.1.2. A Figura 2.23 mostra a constituição de uma célula FV.

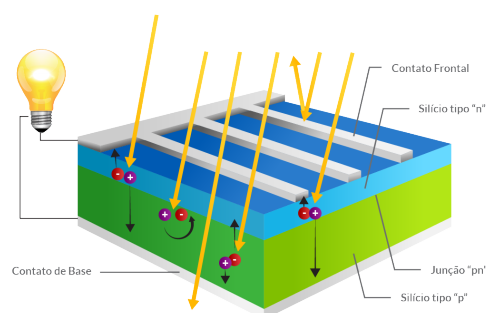


Figura 2.23: Constituição da célula FV. Fonte:[55]

- **Módulos Fotovoltaicos** [56]: Este componente corresponde a um conjunto de células FV, emparelhadas em série ou em paralelo, com o objetivo de aumentar a energia produzida. Os módulos FV são caracterizados pelas seguintes grandezas:

- P_m : Potência dos módulos correspondente à sua potência nominal;
- V_{OC} : Tensão em circuito-aberto;
- I_{SC} : Corrente em curto-circuito;
- V_{mpp} e I_{mpp} : Tensão e correntes de máxima potência.

O comportamento dos módulos FV surge associado a dois fatores importantes, a irradiância e a temperatura. O aumento da irradiância provoca um consecutivo aumento na corrente em curto-circuito (I_{SC}) mas a tensão em circuito-aberto (V_{OC}) pouco ou nada altera. O aumento da temperatura, por sua vez, leva a diminuição da tensão em circuito-aberto (V_{OC}) mas mantém inalterado a corrente em curto-circuito (I_{SC}). A Figura 2.24 ajuda a compreender estes efeitos.

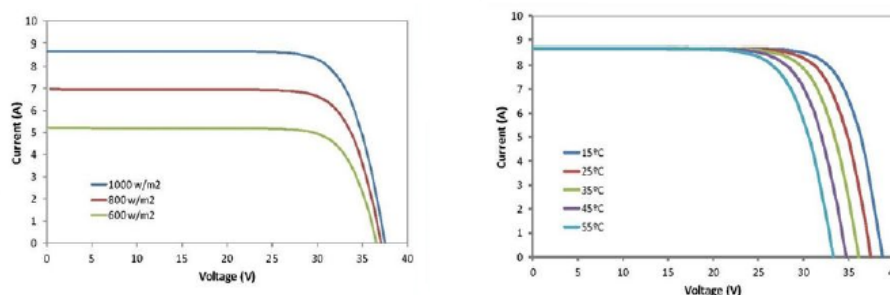


Figura 2.24: Influência da irradiância (à esquerda) e da temperatura (à direita) nas grandezas características do módulo FV. Fonte:[56]

- **Inversor**: Este componente corresponde a um dispositivo eletrónico responsável por converter a corrente contínua em corrente alternada. Controla a produção, de modo a extrair a potência máxima dos módulos, e é responsável por monitorizar todas as variáveis de produção do sistema. Pode-se assim considerar que a inteligência do um sistema FV se encontra no inversor e, como tal, este equipamento afeta o desempenho global do sistema.

2.7.1.2 Tecnologias Fotovoltaicas

A construção de células fotovoltaicas apresenta diferentes tipos de tecnologias, sendo que estas podem ser divididas em três tipos de gerações: [56]

- **1ª Geração**: Células feitas a partir de silício cristalino, podendo ser em monocristalinas (dependem de um único cristal) ou policristalinas (feito de vários cristais). Esta geração representa cerca de 80% do mercado atual;

- **2ª Geração:** Corresponde a soluções de película finas aplicadas sobre substratos rígidos. Desta geração destacam-se as seguintes tecnologias: Silício Amorfo, Telureto de Cádmio e Disselenieto de Cobre e Índio (CIS);
- **3ª Geração:** Trata-se de nanotecnologias para formação de películas finas sobre substratos flexíveis. Englobam novos desenvolvimentos que visam melhor aproveitamento de todo o espectro solar, mas na sua maioria são tecnologias que se encontram-se em fases de desenvolvimento.

A Tabela 2.7 apresenta em resumo algumas das tecnologias FV conhecidas.

Tabela 2.7: Tecnologias Fotovoltaicas

Geração	Tecnologia	Quota de mercado	Eficiência	Características
1ª	Monocristalino	80%	16-18%	Cristal único Cor azul homogénea
	Policristalino		14-16%	Vários cristais Preço inferior ao mono
2ª	Silício Amorfo	9%	5-8%	Camada fina Cor castanha homogénea
	Arsenieto de Gálio	-	29%	Maior eficiência Custo de fabrico elevado
	Telureto de Cádmio	4%	17%	Alto nível de absorção ótica Produtos altamente contaminantes
	CIS	1,70%	13-14%	Boa resistência ao aquecimento Processo de fabrico complicado
3ª	Concentração solar FV	-	-	Tecnologia emergente mais madura Elevada eficiência em menor área
	Células orgânicas	-	9-11%	Flexibilidade mecânica Baixo custo de material e produção

2.7.2 Energia Solar Térmica

Ao contrário da energia solar FV em que se transforma a energia solar diretamente em energia elétrica, a energia solar térmica consiste na transformação da energia solar em energia térmica e a partir desta energia, se necessário, gerar energia elétrica. Esta tecnologia é muito comum para o aquecimento central de espaços ou para o aquecimento de águas. O princípio de funcionamento deste tipo de centrais é igual ao das centrais termoeletricas convencionais, só que ao invés de usarem combustíveis fósseis, as centrais solares térmicas usam o sol como fonte de calor. Depois de aquecido, o fluido gera vapor a alta pressão que é utilizado para mover um sistema turbina-gerador e desta forma gerar eletricidade. Dentro da energia solar térmica existem três tipos: centrais de alta temperatura, que funcionam com temperaturas acima dos 500°C, as centrais solar térmicas comuns e as centrais solares de concentração. [46]

A Figura 2.25 ilustra de forma esquematizada o princípio de funcionamento de uma central solar térmica.

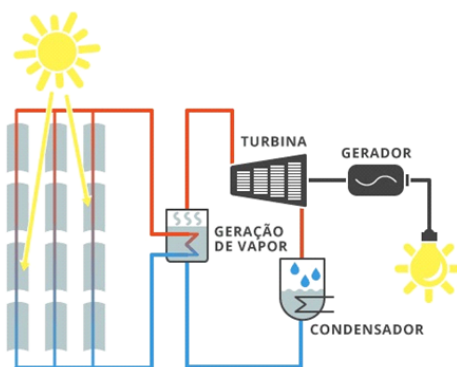


Figura 2.25: Diagrama de funcionamento de uma central solar térmica. Fonte:[57]

2.7.2.1 Energia Solar de Concentração (CSP)

As centrais solares de concentração (CSP) utilizam sistemas de concentradores óticos que focam a radiação solar num recetor térmico. Essa radiação posteriormente serve para aquecer um fluido que pode ser armazenado em sistemas de armazenamento de energia térmica, ou é utilizado para a produção de eletricidade. Este tipo de tecnologia permite armazenar calor durante o dia com a finalidade de poder ser utilizado durante o período da noite e desta forma cobrir as necessidades de energia durante períodos de baixa radiação [58] [59].

Existem quatro principais tecnologias de CSP:

- **Calha Parabólica (1):** consiste na concentração linear por uma superfície reflexiva curva [60];
- **Prato Parabólico (2):** consiste na concentração pontual por uma superfície reflexiva curva [61];

- **Fresnel Linear (3):** consiste na concentração linear por múltiplas superfícies planas ou ligeiramente curvas [62];
- **Recetor Central (4):** consiste na concentração pontual por múltiplas superfícies planas ou ligeiramente curvas [63].

A Figura 2.26 mostra cada um dos tipos de tecnologias das centrais solares de concentração.

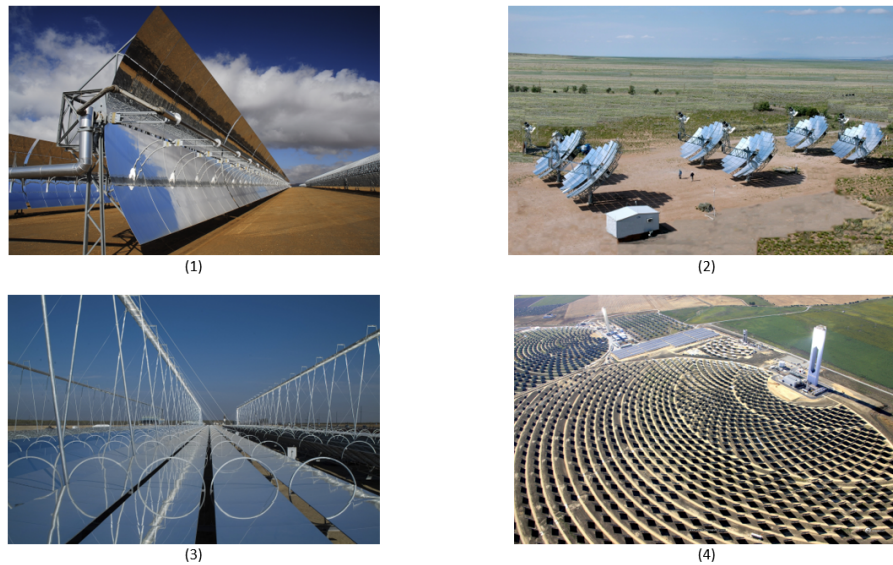


Figura 2.26: Principais tecnologias de CSP, de (1) a (4) de acordo com a descrição anterior.

As vantagens e as desvantagens associadas a energia solar são apresentadas na Tabela 2.8.

Tabela 2.8: Vantagens e desvantagens da energia solar. Fonte:[64]

Vantagens	Desvantagens
As centrais necessitam de manutenção mínima	Ausência de recurso primário durante a noite
Painéis solares cada vez mais baratos	Os painéis solares têm um rendimento baixo
Permite aplicação em pequena escala	Dependente de condições climatéricas
Considerado uma energia não poluente	

Capítulo 3

Dispositivos de Armazenamento

Neste capítulo será abordado o estado atual das diferentes tecnologias de armazenamento de energia. Esta secção encontra-se dividida em três subcapítulos. Primeiramente será realizado uma contextualização dos aspetos gerais deste tipo de dispositivos de armazenamento. Seguidamente são apresentadas as diferentes tecnologias de armazenamento, sendo estas agrupadas de acordo com a sua área de aplicação. Na última secção será feita uma comparação entre os dispositivos de armazenamento apresentados.

3.1 Aspetos Gerais

O objetivo primordial do armazenamento de energia passa por possibilitar numa gestão mais versátil dos sistemas elétricos, como por exemplo, armazenar energia nos períodos horários de menor consumo para, posteriormente, utilizar em períodos de maior procura ou para fornecimento de serviços de reserva. [59]

Os dispositivos de armazenamento de energia tem vindo a evoluir muito no último século, com o propósito essencial de se adaptarem e inovarem dando, desta forma, uma resposta positiva às mudanças nos requisitos de energia e aos avanços da tecnologia [65]. Para o ano de 2020 esperava-se um aumento de 30% no número das instalações de armazenamento de energia segundo o *European Market Monitoron Energy Storage*. Contudo dado o impacto da pandemia COVID-19 a partir de março de 2020, ocorreram interrupções e atrasos em certos projetos de armazenamento de energia pelo que é pouco provável que esse aumento se tenha vindo a verificar. [66]

Falando, concretamente, no caso da energia elétrica e da impraticabilidade de conservar eletricidade, surge o interesse de converter a eletricidade noutro tipo de energia, de forma a ser possível armazená-la. Para este efeito, existem diferentes dispositivos de armazenamento, sendo que cada um deles é classificado quanto ao tipo de energia para que convertem a eletricidade, podendo ser:

- Armazenamento Mecânico;
- Armazenamento Eletroquímico;
- Armazenamento Químico;

- Armazenamento Eletromagnético;
- Armazenamento Térmico.

As diversas tecnologias de armazenamento de energia podem ainda ser agrupadas quanto a sua área de aplicação, destacando-se os seguintes três grandes grupos:

- Armazenamento em larga escala;
- Armazenamento local;
- Armazenamento local e em larga escala.

Neste trabalho optou-se por apresentar cada uma das tecnologias de acordo com a área de aplicação em que se inserem.

3.2 Tecnologias de Armazenamento

Existe atualmente uma vasta variedade de tecnologias de armazenamento de energia capazes de inúmeras funcionalidades e aplicabilidades nos sistemas de elétricos. A Tabela 3.1 apresenta as tecnologias que são abordadas neste trabalho de acordo com o tipo de energia armazenada.

Tabela 3.1: Tecnologias de Armazenamento de acordo o tipo de energia armazenada. Fonte:[59]

Processo de conversão	Tecnologia de armazenamento
Mecânico	Bombagem
	Ar Comprimido
	Volante de inércia
Eletroquímico	Baterias convencionais
	Baterias de elevada temperatura
	Baterias de fluxo regenerativo
	<i>Power to Gas</i>
Químico	Hidrogénio
Eletromagnético	Supercondutores magnéticos
	Supercondensadores
Térmico	

Um dos aspetos relevantes relativos à escolha da tecnologia de armazenamento a utilizar é perceber a área em que se pretende utilizar o dispositivo. Como referido no subcapítulo anterior existem três áreas de aplicação, apresentando cada uma delas vantagens e desvantagens dependendo dos objetivos que se pretendem atingir com instalação do dispositivo de armazenamento. [59]

3.2.1 Armazenamento em larga escala

As tecnologias de armazenamento em larga escala correspondem a equipamentos diretamente ligados à rede de transporte, como são os seguintes casos: [59]

- Bombagem;
- Ar comprimido;
- *Power to Gas*;
- Hidrogénio;
- Térmico.

Em 2020, os dispositivos de armazenamento em larga escala registaram uma queda de 20% face ao ano de 2019. [67]

3.2.1.1 Bombagem

As centrais hídricas funcionam com a corrente da água, isto é, através do processo natural das correntes dos rios a água provoca o movimento das turbinas que, por sua vez, acionam um gerador. Desta forma, dá-se a transformação da energia hídrica em energia elétrica. Geralmente, este processo natural decorre nas horas de cheias e pontas. Nas horas de vazio pode ser utilizado a tecnologia de bombagem. Este conceito de aproveitamento hidroelétrico com bombagem consiste no aproveitamento da água existente num reservatório a jusante da barragem, bombeando-a novamente para o reservatório a montante. Desta forma é "reaproveitada" a água que já tinha seguido o seu curso natural para que possa ser novamente turbinada. Habitualmente este processo é feito em horas de vazio, geralmente de noite ou aos fins de semana, dado que o preço da eletricidade é mais baixo [68].

A Figura 3.1 ilustra um esquema equivalente de um sistema de bombagem hidroelétrico.

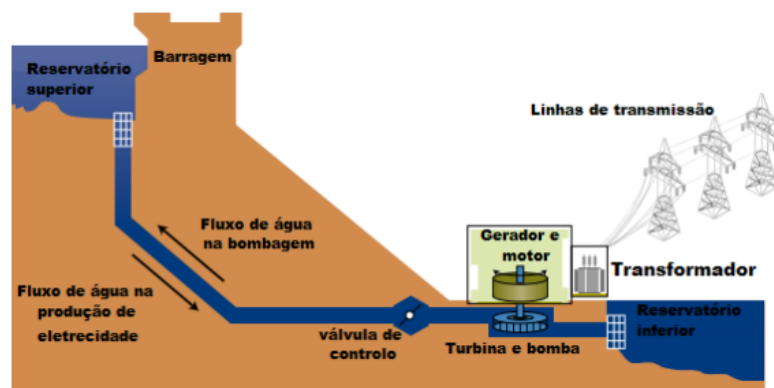


Figura 3.1: Esquema de um sistema de bombagem hidroelétrico. Fonte:[69]

Esta tecnologia apresenta elevada maturidade, uma vez que já se encontra desenvolvida e implementada, tendo elevada eficiência e alta autonomia. [69] [70]

As vantagens no bombeamento hidroelétrico são a sua eficiência, rentabilidade e flexibilidade de operação que proporcionam estabilidade, segurança e sustentabilidade ao sistema elétrico. [70] As desvantagens destes dispositivos de armazenamento resultam de estarem associados à necessidade de possuírem condições geológicas específicas para a instalação dos mesmos e restritos quanto à utilização da água. [59] [71]

Portugal lidera atualmente a quantidade de projetos para a melhoria e construção de novas instalações com este tipo de tecnologia, dentro da União Europeia. [72] O futuro passa pela aposta num conceito novo de bombagem, o *Sea Water Pumped Hydro Energy Storage*, no qual se utiliza o mar como o reservatório a jusante sendo apenas necessário um reservatório artificial a montante. Apresenta-se então como um bom conceito para ser aproveitado em Portugal dado a sua enorme costa. Contudo esta tecnologia ainda necessita de algumas melhorias e avanços tecnológicos de forma tornar-se uma opção viável e segura [59] [71].

3.2.1.2 Ar comprimido

Os sistemas de armazenamento de energia com ar comprimido, também denominados de CAES, sigla proveniente da expressão inglesa *Compressed-Air Energy Storage*, consistem numa tecnologia que utiliza a eletricidade para comprimir o ar atmosférico. Tal como nos sistemas de bombagem, esta tecnologia também utiliza as horas de vazio para comprimir o ar em reservatórios através de um compressor, sendo que nas horas de cheia e de ponta esse ar comprimido é utilizado para a produção de energia nas centrais convencionais a um preço mais baixo [59][71][72].

A Figura 3.2 representa uma central convencional equipada com a tecnologia de ar comprimido.

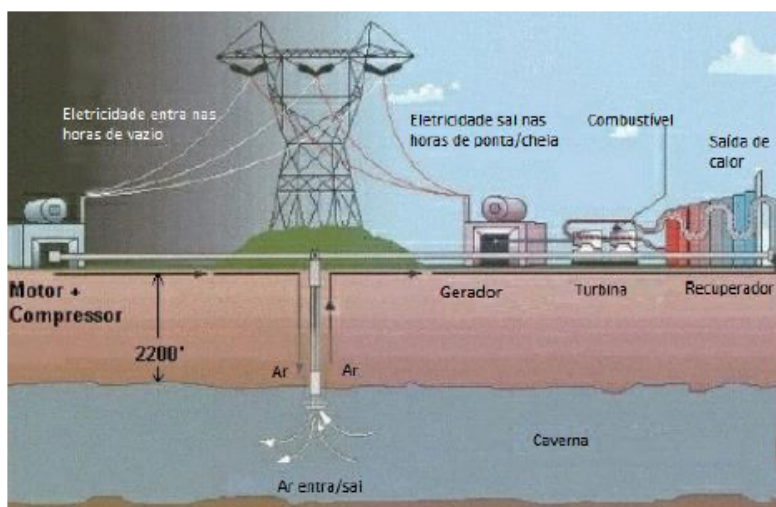


Figura 3.2: Central convencional de ar comprimido. Fonte:[72]

Existem dois processos neste tipos de tecnologia, que são:

- **Processo diabático:** consiste nos sistemas CAES de primeira geração que apresentam alguns pontos negativos, tais como baixa eficiência no processo de arrefecimento/reaquecimento do ar e emissões de CO_2 produzidas durante o processo [59];
- **Processo adiabático:** técnica mais atual, de segunda geração, que tem como objetivo reduzir as emissões e obter um dispositivo mais eficiente. Como tal, este sistema não requer a queima do combustível e utiliza um conjunto de compressores para a produzir calor ao longo da compressão do ar e depois recuperar esse calor para ser usado no momento do reaquecimento [72] [73].

Para além das desvantagens enunciadas anteriormente, as tecnologias CAES apresentam ainda diversos inconvenientes quanto às necessidades geológicas que este tipo de armazenamento requerem para a sua instalação, bem como quanto as questões de segurança ou de regulamentação. Contudo, em contrapartida, as vantagens dos sistemas CAES são: em primeiro lugar esta tecnologia não é tão dependente das condições climáticas como a tecnologia de bombagem e em segundo lugar esta técnica pode ser aplicada em pequenas dimensões, o que lhe permite ser utilizada em outras áreas e desta forma tornar-se uma tecnologia mais flexível [71][72].

3.2.1.3 *Power to Gas (P2G)*

A tecnologia *Power to Gas* consiste num método de armazenar energia elétrica produzida por exemplo a partir das FER, tais como a energia solar e eólica, para posteriormente produzir gás sintético que pode ser utilizado nos transportes, em casas ou na indústria. Grande parte das etapas usadas no sistema P2G correspondem já a processos maduros e convencionais nos sistemas de energia, como é o caso da eletrólise e da metanização [74]. Resumidamente, numa primeira fase é obtido hidrogénio a partir da eletrólise da água e, em seguida, numa reação catalítica com o CO_2 é produzido metano sintético [75].

As grandes desvantagens desta tecnologia prendem-se com o seu baixo rendimento, entre os 30% e os 40%, resultado das diversas etapas ao longo do processo. Apesar do seu lado negativo, esta tecnologia torna-se interessante face a outras tecnologias graças a algumas vantagens, como é o caso da flexibilidade do sistema, a capacidade de aplicação em larga escala, apresentando ciclos de armazenamento de médio e longo prazo e ainda a redução da emissão do CO_2 . [59] [75]

Segundo [76], existem cerca de 153 projetos de P2G, em 22 países diferentes, para o período de 1993 a 2050, sendo que para o futuro espera-se uma diminuição dos custos de investimento e o aumento do seu rendimento.

3.2.1.4 Hidrogénio

Os sistemas de armazenamento de hidrogénio apresentam três elementos essenciais: a unidade de eletrólise, o tanque de reserva e a pilha de combustível. A primeira etapa passa por realizar a eletrólise da água a partir da energia elétrica em excesso sendo que, em seguida, o hidrogénio é armazenado na forma gasosa ou líquida num tanque e posteriormente é convertido em eletricidade com o auxílio de uma pilha de combustível [59].

O hidrogénio como elemento de armazenamento de energia é útil para equilibrar a oferta e a procura de energia. A Figura 3.3 mostra o esquema associado a este ciclo.

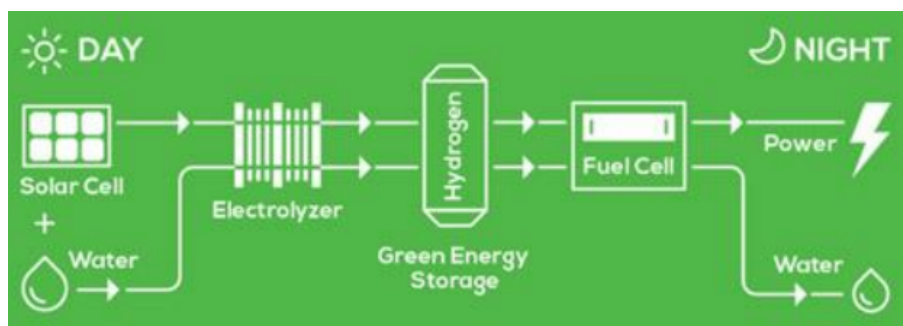


Figura 3.3: Hidrogénio como dispositivo de armazenamento de energia. Fonte:[77]

As vantagens associadas a esta tecnologia são a sua flexibilidade, a elevada densidade energética (800-10000 Wh/kg) e custos de investimento reduzidos. Quanto às desvantagens desta técnica destacam-se a baixa eficiência (25%-45%) e o tempo de resposta na ordem dos minutos [59] [77].

Das tecnologias de armazenamento de energia, o hidrogénio é considerado como podendo vir a ter um papel crucial no futuro dos sistemas elétricos de energia [71].

3.2.1.5 Térmico

Os sistemas de armazenamento de energia térmica armazenam calor e podem ser utilizados nos mais diversos setores, como no comércio ou na indústria. Esta tecnologia apresenta diferentes tipos de aplicação, seja na produção de eletricidade, no aquecimento direto do ambiente e água ou na refrigeração. Os sistemas de armazenamento de energia térmica podem ser utilizados durante todo o ano [72].

Existem três formas de armazenar a energia térmica:

- **Calor sensível:** neste tipo de armazenamento, são aquecidos materiais sem que o seu estado se altere durante a fase que aquecimento e desta forma o calor fique armazenado. Depois esse calor é utilizado para aquecer água e desta forma produzir vapor que será posteriormente utilizado para mover uma turbina que se encontra ligada a um gerador [71];
- **Calor latente:** esta técnica que utiliza o calor das reações de mudança de fase de um material. Quando se funde e solidifica a uma determinada temperatura um tipo de material, estes são capazes de armazenar e libertar energia [59];

- **Energia química:** é o meio que apresente maior capacidade de armazenamento de energia térmica e consiste nas reações termoquímicas de absorção e adsorção [71].

3.2.2 Armazenamento local

As tecnologias de armazenamento local correspondem a equipamentos diretamente ligados à rede de distribuição ou a consumidores finais, como são os seguintes casos: [59]

- Supercondensadores;
- Supercondutores magnéticos;
- Hidrogénio (Pilhas de combustível);
- Térmico (*District Energy, Heating and Cooling*).

3.2.2.1 Supercondensadores

Os dispositivos de armazenamento de energia denominados supercondensadores são dispositivos que permitem uma reserva de significativas quantidades de energia. A capacidade de armazenamento dos condensadores é função da área e da distância entre as duas placas, isto é, quanto maior a superfície das placas, maior é a capacidade, enquanto que quanto maior a distância entre as placas menor é a sua capacidade. Desta forma percebe-se que a capacidade de armazenamento depende de dois fatores característicos nos supercondensadores que são: a elevada área superficial criada pelos elétrodos e a pequena distância criada pelas duas placas [59][69][71].

As grandes vantagens deste tipo de tecnologia são a sua elevada eficiência (85%-98%), o seu tempo de resposta rápido, na casa dos milissegundos, e a sua elevadíssima densidade de potência. Por outro lado, como aspetos menos positivos deste tipo de armazenamento destaca-se o seu elevado valor de auto-descarga, o que os torna um dispositivo inviável para armazenar energia em longos períodos de tempo, a limitada gama de aplicações e o facto de se tratar de um sistema que apresenta diversas dificuldades durante o fabrico torna-o um dispositivo com maior valor no mercado [59][69][71].

3.2.2.2 Supercondutores Magnéticos

Os dispositivos de armazenamento de energia denominados supercondutores magnéticos, são também conhecido como SMES, sigla que vêm do inglês *Superconducting Magnetic Energy Storage*. Esta tecnologia armazena eletricidade no campo magnético de uma bobina composta por um fio supercondutor com uma perda de energia praticamente nula [78] [59].

O princípio de funcionamento consiste em fazer circular no fio supercondutor da bobina uma corrente elétrica que irá induzir um campo magnético, em que se armazena a energia. A energia será descarregada instantaneamente apenas quando necessária. Enquanto não o é, permanece a circular corrente na bobina como forma de armazenamento [71] [72].

Estes tipo de dispositivos possuem uma elevada eficiência, cerca de 95%, um tempo de resposta muito rápido, menos de 100 milissegundos, e apresentam uma capacidade de controlo de potência ativa e reativa. Como contrapartida esta tecnologia necessita de temperaturas muito baixas para a sua operação e de grandes espaços para sua instalação. Os SMES apresentam ainda um elevado custo de investimento, colocando assim um entrave à instalação deste tipo de tecnologia a curto prazo [59] [69].

3.2.2.3 Hidrogénio - Pilha de combustível

As pilhas de combustível correspondem a um dispositivo de conversão de energia eletroquímica, isto é, consistem num sistema que converte hidrogénio e oxigénio em água dando origem à produção de energia elétrica. Estes dispositivos são bastante utilizados em veículos elétricos e como uma aposta futura para aplicações em regime estacionário [59].

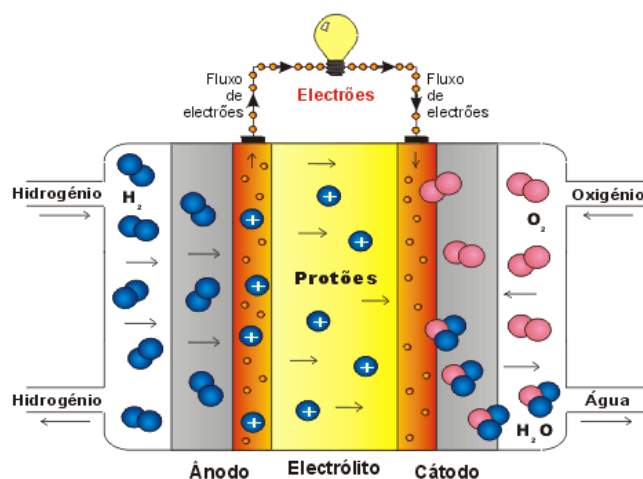


Figura 3.4: Pilha de combustível. Fonte:[78]

O processo de funcionamento desta tecnologia, ilustrado na Figura 3.4, passa por utilizar o hidrogénio como combustível, onde cada molécula deste constituinte é separado no ânodo em iões e em eletrões e em seguida, os iões deslocam-se através do eletrólito até ao cátodo. Os eletrões circulam por um circuito externo, produzindo assim eletricidade. No cátodo é fornecido oxigénio que, quando combinado com os iões e os eletrões de hidrogénio formam água [59].

As vantagens associadas a estes dispositivos são a sua elevada densidade de potência, a sua eficiência energética situa-se acima dos 70% e o facto de permitirem um armazenamento de longa duração [78][59].

3.2.2.4 Térmico - *District Energy*

Os sistemas *District Energy* consistem numa rede subterrânea de tubagens que bombeiam água quente ou fria para um conjunto de vários edifícios. Este tipo de sistemas pode conectar apenas alguns prédios ou cidades inteiras a uma ou mais centrais em que, em geral, se produz energia elétrica e vapor. Associado a este tipo de tecnologia surgem a terminologia *District Heating* e *District Cooling*, uma vez que se trata de um sistema de aquecimento ou arrefecimento. Este sistema utiliza diferentes fontes de energia, tais como combustíveis fósseis, resíduos de madeira, entre outros para aquecer, por exemplo, a água que circula nos tubos [79][59].

Este tipo de tecnologia é mais comum nos países do norte da Europa como é o caso da Islândia, da Dinamarca, da Suécia e Finlândia [80]. Quanto a Portugal, esta tecnologia está completamente ausente e tem pouco impacto, não sendo sequer mencionada no PNEC 2030 [81].

O *District Energy* como um tipo de armazenamento térmico de energia apresenta algumas vantagens na sua utilização tais como a redução na utilização de combustíveis fósseis e consequente redução de emissões de gases poluentes, o aumento da competitividade nos mercados de eletricidade e do gás, dado que contribuem para a liberalização do mercado. Esta tecnologia é ainda considerada como um sistema rentável caso se encontre ligada a elevados aglomerados populacionais. Porém, como desvantagens realça-se a questão económica, uma vez que requerem investimentos avultados para a sua realização, e o facto de nem sempre existirem locais próximos dos utilizadores para a instalação de fontes de aquecimento devido a densidade populacional [71][59].

3.2.3 Armazenamento local e em larga escala

As tecnologias de armazenamento local e em larga escala correspondem a equipamentos que podem ser ligados diretamente quer à rede de transporte, quer à rede de distribuição, ou a consumidores finais, como são os seguintes casos [59]:

- Baterias convencionais;
- Baterias de elevada temperatura;
- Baterias de fluxo regenerativo;
- Volante de inércia.

3.2.3.1 Baterias convencionais

As baterias convencionais consistem em dispositivos de armazenamento sob a forma de energia eletroquímica, isto é, são capazes de converter energia elétrica em energia química e vice-versa [82]. Existem, atualmente, três tipos de baterias convencionais:

- **Baterias de Iões de Lítio:** Este tipo de baterias começaram a ser comercializadas em 1991, mas o seu conceito já vem a ser desenvolvido desde os anos 70 [82]. O seu funcionamento

baseia-se no processo de oxidação-redução do eletrodo positivo por um composto de óxido de lítio, provocando desta forma a circulação de íons de lítio do eletrodo positivo para o eletrodo negativo, constituído por grafite, durante o processo de carga. O processo de descarga ocorre no sentido inverso [71][59]. Este tipo de baterias permite inúmeras aplicações, dos quais se destaca a utilização em dispositivos eletrónicos e no setor dos transportes [72]. As baterias de Íões de Lítio destacam-se pela sua elevada eficiência, número de ciclos de carga/descarga e densidade de energia e potência, fazendo destas baterias convencionais as que apresentam melhor performance no mercado. Outro aspeto positivo deste tipo de armazenamento corresponde ao conceito *seconde life batteries*, em que consiste em dar uma "nova vida" às baterias, ou seja estes dispositivos podem ser reutilizados noutras aplicações [59]. Um caso prático neste tipo de reutilização de baterias encontra-se no estádio *Johan Crujff Arena*, em Amestardão, na Holanda, que utiliza 148 baterias de Íões de Lítio retiradas de veículos elétricos para armazenar a energia elétrica produzida pelo conjunto de painéis solares instalados na cobertura do estádio [83];

- **Baterias Chumbo-Ácido:** É o tipo de baterias mais antigo e mais utilizado no mundo [82]. O seu funcionamento durante a carga consiste na reação entre o dióxido de chumbo e o ácido sulfúrico que resulta no sulfato de chumbo, água e chumbo. Durante o processo de descarga o sulfato de chumbo e a água resultam no óxido de chumbo, chumbo e ácido sulfúrico [69]. As vantagens desta tecnologia de armazenamento são os seus custos reduzidos, elevada eficiência energética correspondendo a uma tecnologia num estado avançado de maturação. Do lado das desvantagens, destaca-se a baixa profundidade de descarga, a baixa densidade energética e o número limitado de ciclos de operação [71][69][59];
- **Baterias de Níquel-Cádmio e Níquel + Metal Híbrido:** As tecnologias de armazenamento baseadas em níquel correspondem a dispositivos que são constituídos por um eletrodo positivo de hidróxido de níquel [59]. As baterias de níquel-cádmio são o tipo mais tradicional e destacam-se pela densidade de energia e custo inicial. Contudo, se se alterar o eletrodo negativo nestas baterias é possível obter maiores proveitos, tais como, aumentar duas a três vezes a sua capacidade de armazenamento quando comparado com as de níquel-cádmio. Por outro lado, as baterias de metal híbrido obrigam a uma maior manutenção e são substancialmente mais caras. [59][82] Estes dois sistemas de baterias já foram bastante utilizados como tecnologias de armazenamento de energia elétrica. Porém, tem vindo a perder espaço para as baterias de chumbo-ácido e de íões de lítio, uma vez que possuem substâncias altamente tóxicas para a saúde humana e provocam grandes impactos ambientais [69].

3.2.3.2 Baterias de elevada temperatura

As baterias de elevada temperatura são também denominadas de baterias de sal fundido, e como o próprio nome indica, são baterias caracterizadas por operarem em temperaturas altas. Um exemplo deste tipo de baterias são as do tipo sódio-enxofre, NaS , que funcionam a temperaturas entre os 300°C e os 350°C. O funcionamento destas baterias é idêntico ao das baterias referidas anteriormente, mas neste caso trata-se de movimento de iões e eletrões de sódio, provocando uma corrente elétrica com o fluxo de elétrões [59][71].

As grandes vantagens deste tipo de baterias são a boa eficiência, entre os 75%-90%, a elevada densidade de energia e o facto de apresentarem maior número de ciclos de operação que as baterias de Níquel-Cádmio ou Chumbo-Ácido. Em concreto, as baterias de sódio-enxofre, NaS , têm a particularidade do enxofre ser fácil de obter a um custo reduzido. Como desvantagens, estas baterias não são viáveis para armazenamentos de longa duração dado que podem apresentar elevados valores de auto-descarga [59][72].

3.2.3.3 Baterias de fluxo regenerativo

As baterias de fluxo regenerativo tem sido alvo de grandes avanços tecnológicos nos últimos anos, dado que se trata de uma forma eficiente de armazenamento de energia elétrica [69]. O princípio de funcionamento deste tipo de baterias é baseado numa reação química reversível, ou seja, os eletrólitos positivos e negativos são armazenados externamente em depósitos que, durante a operação da bateria são introduzidos numa pilha que dá origem a uma reação de oxidação-redução e desta forma produz-se energia elétrica [71]. Existem diferentes tecnologias associadas a este tipo de baterias, com maior destaque para as vanádio-redox, as zinco-brómio, as sódio-brómio e as polisulfito de bromo [72].

A Figura 3.5 ilustra os componentes de uma bateria de fluxo regenerativo.

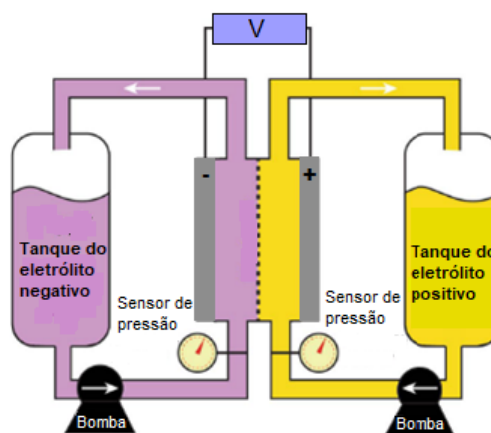


Figura 3.5: Configuração de uma bateria de fluxo regenerativo. Fonte:[69]

As vantagens associadas a este tipo de baterias estão associadas à sua eficiência satisfatória, entre os 75% e os 85%, dependendo dos elementos constituintes, a facilidade de aumentar a capacidade de armazenamento e um tempo de vida estimado em 25 anos. Quanto a aspetos negativos, realça-se a densidade energética relativamente baixa e o seu elevado custo de mercado [69][72].

3.2.3.4 Volante de inércia

A tecnologia de armazenamento volante de inércia, denominada de *flywheel* na língua inglesa, consiste num sistema composto por uma massa gigante acoplada a um motor ou gerador. O seu princípio de funcionamento resume-se, portanto, na transformação de energia elétrica em energia cinética ou vice-versa. [59] Durante o armazenamento o principal objetivo é reduzir as perdas, pelo que o dispositivo se deverá encontrar dentro de um sistema de vácuo suspenso por chumaceiras mecânicas ou eletromagnéticas, de modo a reduzir o atrito [72][59].

A Figura 3.6 representa um esboço de um volante de inércia.

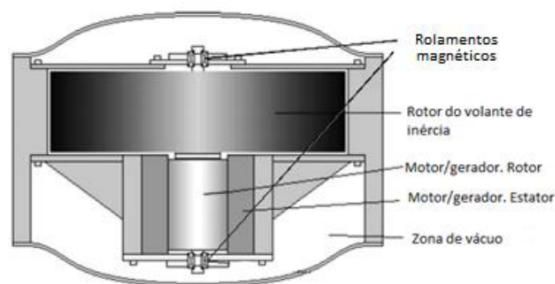


Figura 3.6: Sistema de armazenamento volante de inércia. Fonte:[72]

Existem dois tipos de volantes de inércia, os de baixa velocidade, com até 10000 rotações por minuto (rpm), e os de alta velocidade que chegam a atingir as 100000 rpm. Os de baixa velocidade possuem uma elevada densidade de energia e, por isso, são utilizados em sistemas de qualidade de energia. Por sua vez, os de alta velocidade são mais caros, são construídos com materiais compostos, como o caso das fibras de carbono, e são utilizados em sistemas específicos de armazenamento de longa duração [84]. Outras vantagens associadas a ambas as tecnologias de volante de inércia são o grande número de ciclos de carga/descarga possíveis e a elevada eficiência que ambas podem apresentar, podendo chegar aos 90%. Contudo, do lado negativo desta tecnologia destaca-se os altos valores de auto-descarga devido a perdas por fricção [59][72].

3.3 Comparação entre dispositivos de armazenamento

Neste subcapítulo serão apresentados os valores de referência das características de cada uma das tecnologia de armazenamento apresentadas anteriormente. Primeiramente, será feita uma comparação através dos indicadores técnico-económicos e respetiva análise de dados, seguida de uma comparação quanto à disponibilidade tecnológica e a disponibilidade no mercado.

3.3.1 Técnico-Económica

De forma a melhor compreender e comparar as tecnologias apresentadas no subcapítulo 3.2, apresenta-se em seguida uma tabela resumo com os valores de referência de diversas características de cada tipo de dispositivo. Nesta tabela inclui-se a seguinte informação:

- Eficiência, em percentagem;
- Tempo de vida, em anos;
- Número de ciclos;
- Tempo de resposta;
- Tempo de descarga;
- Potência instalada, em MW;
- Densidade de energia, em Wh/kg;
- Custo de investimento, em €/kW;
- Custo de manutenção, em €/kW/ano;

Tabela 3.2: Valores de referência das características de cada tecnologia. Fonte:[59][71][72]

Tecnologias	Características Técnicas							Características Econômicas	
	Eficiência (%)	Tempo de vida (anos)	Nº de ciclos	Tempo de resposta	Tempo de descarga	Potência instalada (MW)	Densidade energética (Wh/kg)	Custo de investimento (€/kW)	Custo de manutenção (€/kW/ano)
Bombagem	70 - 85	50 - 100	10000 - 30000	seg - min	1 h - dias	100 - 5000	0,5 - 1,5	500 - 3600	13
Ar comprimido	42 - 75	20 - 40	8000 - 12000	min	6 h - dias	110 - 300	30 - 60	400 - 1150	10
Power to Gas	30 - 40	-	-	10 min	-	-	-	1000 - 2000	-
Hidrogénio	25 - 45	5 - 30	1000	min	min - h	0,001 - 50	800 - 10000	550 - 2000	-
Térmico	<60	5 - 30	-	muito alto	1 - 8 h	0,1 - 300	80 - 250	900 - 1500	7
Supercondensadores	90 - 97	20 - 40	100000	ms	ms - 1 h	0,3	2,5 - 15	100 - 400	-
SMES	95 - 98	20	10000	ms	ms - min	0,1 - 100	0,5 - 5	100 - 400	-
Níquel-Cádmio	60 - 83	10 - 20	1000-3500	ms	1 - 8 h	0 - 40	50 - 75	350 - 1000	-
Chumbo-Ácido	70 - 80	5 - 15	1000 - 3000	ms	s - 10 h	0,001 - 40	30 - 50	200 - 650	-
Iões de Lítio	90 - 97	6 - 15	1000 - 2000	ms	1 - 8 h	16	75 - 200	700 - 3000	9 - 22
Sódio-Enxofre	75 - 90	10 - 15	4500	ms	seg - 1 h	<34	150 - 240	700 - 200	17 - 44
Fluxo regenerativo	75 - 85	5 - 20	13000	ms	seg - 24 h	2 - 100	75	1000 - 2500	17 - 47
Volante de inércia	90 - 95	15	100000	seg	seg - min	0,1 - 20	5 - 100	100 - 300	-

3.3.1.1 Indicadores Técnico-Econômicos

A partir da Tabela 3.2 é possível analisar os diferentes tipos de armazenamento de energia através de uma comparação entre valores da referência de cada indicador. Em seguida para cada parâmetro analisado é apresentado um gráfico com os valores para cada tipo de tecnologia, sendo feita também uma separação das tecnologias por grupos de acordo com a sua área de aplicação. A maioria dos gráficos não inclui os sistemas de *Power to Gas* por falta de informação.

(A) Eficiência

Na Figura 3.7 encontram-se representadas as gamas de valores que cada tipo de dispositivo de armazenamento de energia apresenta relativamente à sua eficiência. As barras de cor azul representam os dispositivos de armazenamento de larga escala, por sua vez a cor vermelha representa as tecnologias de armazenamento local e a cor amarela corresponde aos dispositivos de armazenamento local e em larga escala.

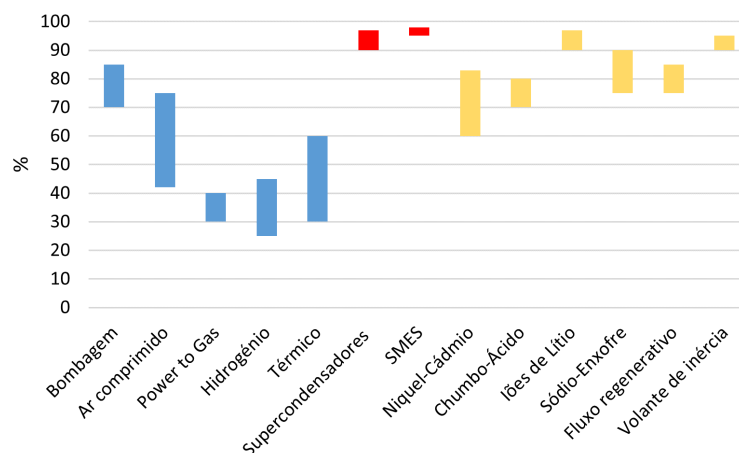


Figura 3.7: Eficiência das tecnologias de armazenamento. Baseado na Tabela 3.2

Pela análise da Figura 3.7 verifica-se que a tecnologia mais vantajosa dentro dos armazenamentos em larga escala é a bombagem hidroelétrica. No armazenamento local ambas as opções são boas soluções e apresentam elevadas percentagens de eficiência. Quanto ao armazenamento local e em larga escala constata-se que as baterias Iões de Lítio e os volantes de inércia são as que apresentam os valores mais altos. Contudo, as baterias de elevada temperatura e fluxo regenerativo também apresentam bons valores de eficiência.

(B) Tempo de vida

Na Figura 3.8 encontram-se representadas as gamas de valores que cada tipo de dispositivo de armazenamento de energia apresenta relativamente ao seu tempo de vida. As cores azul, vermelha e amarela têm o mesmo significado referido em (A). A figura não inclui o sistema *Power to Gas*.

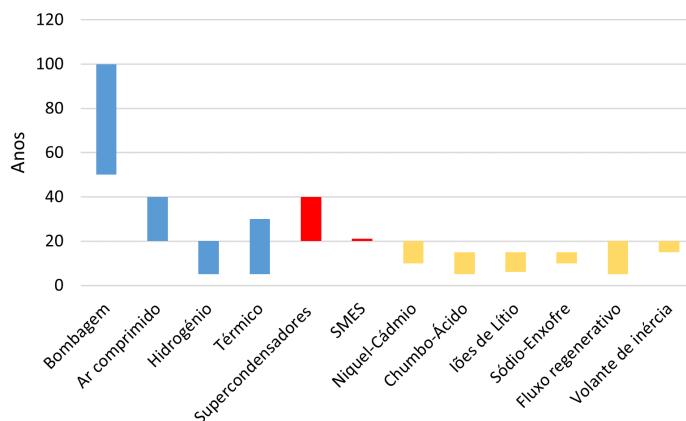


Figura 3.8: Tempo de vida das tecnologias de armazenamento. Baseado na Tabela 3.2

Através da análise da Figura 3.8, verifica-se que a tecnologia mais vantajosa em termos de durabilidade é claramente a bombagem hidroelétrica, sendo que no armazenamento em larga escala destaca-se também a tecnologia do ar comprimido. Quanto ao armazenamento local, os supercondensadores têm maior realce. Nas tecnologias de armazenamento local e em larga escala são as baterias fluxo regenerativo e níquel-cádmio que mais se evidenciam.

(C) Número de ciclos

Na Figura 3.9 encontram-se representadas as gamas de valores que cada tipo de dispositivo de armazenamento de energia apresenta relativamente ao número de ciclos carga/descarga. As cores azul, vermelha e amarela têm o mesmo significado referido em (A). A figura não inclui os volante de inércia e supercondensadores, uma vez que estes apresentam números de ciclos de carga/descarga bastante superiores as restantes tecnologias.

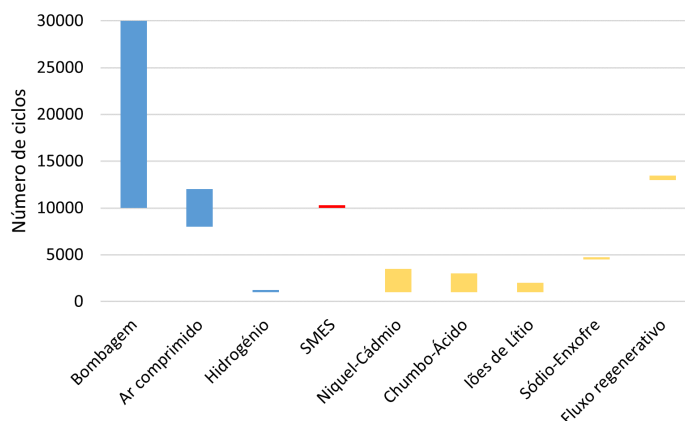


Figura 3.9: Número de ciclos da cada uma das tecnologias de armazenamento. Baseado na Tabela 3.2

De acordo com a Figura 3.9 percebe-se que os armazenamento de larga escala apresentam maior número de ciclos de carga/descarga. Dentro destes se destaca como melhor opção os sistemas de bombagem. Quanto aos dispositivos de armazenamento local e em larga escala destaca-se as baterias de fluxo regenerativo como das melhor opções. De salientar, novamente, que os volantes de inércia, que correspondem a armazenamento local e em larga escala, e os supercondensadores são as melhores opções mas não se encontram representados nesta figura dados os valores muito elevados deste parâmetro.

(D) Potência instalada

Na Figura 3.10 encontram-se representadas as gamas de valores que cada tipo de dispositivo de armazenamento de energia apresenta relativamente à sua capacidade armazenada. As cores azul, vermelha e amarela têm o mesmo significado referido em (A).

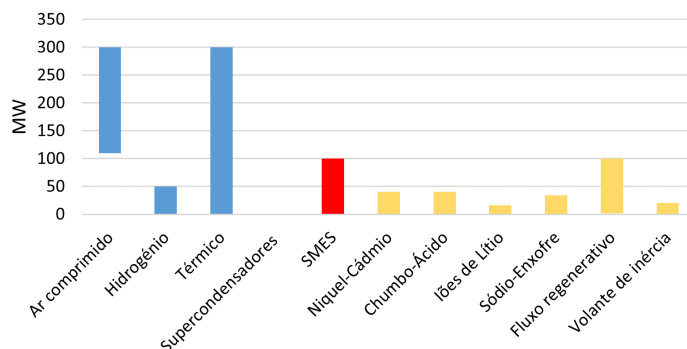


Figura 3.10: Potência das tecnologias de armazenamento. Baseado na Tabela 3.2

A Figura 3.10 não inclui a bombagem hidroelétrica uma vez que esta apresenta uma potência muito superior (100-5000 MW) quando comparado com os outros dispositivos de armazenamento. Analisando esta figura, o destaque vai para as tecnologias de ar comprimido e térmico dentro dos dispositivos de armazenamento em larga escala. Quanto às baterias existe maior realce para a capacidade das baterias de fluxo regenerativo, sendo que todas as outras baterias convencionais apresentam valores semelhantes. Das duas opções de armazenamento local os supercondutores magnéticos (SMES) apresentam melhor opção em termos de maior potência instalada.

(E) Densidade energética

Na Figura 3.11 encontram-se representadas as gamas de valores que cada tipo de dispositivo de armazenamento de energia apresenta relativamente à sua densidade energética. As cores azul, vermelha e amarela têm o mesmo significado referido em (A). A figura seguinte não contém informação acerca dos sistemas de armazenamento de hidrogénio.

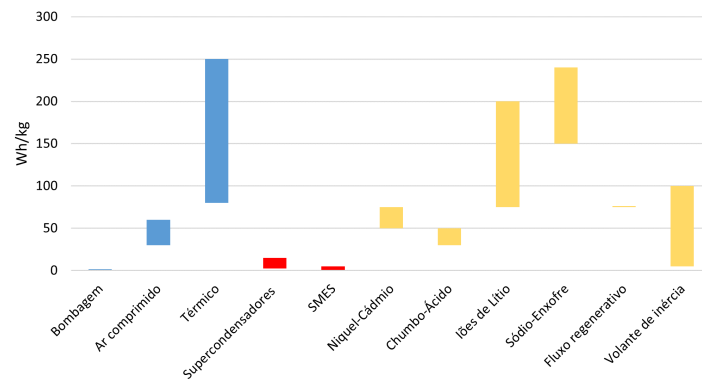


Figura 3.11: Densidade energética das tecnologias de armazenamento. Baseado na Tabela 3.2

Pela análise da Figura 3.11 constata-se que nas tecnologias de armazenamento em larga escala aquela que se apresenta como melhor opção é a tecnologia térmica. As duas tecnologias de armazenamento local apresentam valores muito inferiores quando comparado com as restantes opções, sendo que os supercondensadores aqueles que se destacam dentro desse grupo. Dos dispositivos de armazenamento local e em larga escala as opções mais vantajosas são as baterias convencionais de Iões de Lítio e as baterias de elevada temperatura usualmente designadas *NaS*.

(F) Custo de investimento de potência

Na Figura 3.12 encontram-se representadas as gamas de valores que cada tipo de dispositivo de armazenamento de energia apresenta relativamente ao seu custo de investimento específico de potência. As cores azul, vermelha e amarela têm o mesmo significado referido em (A).

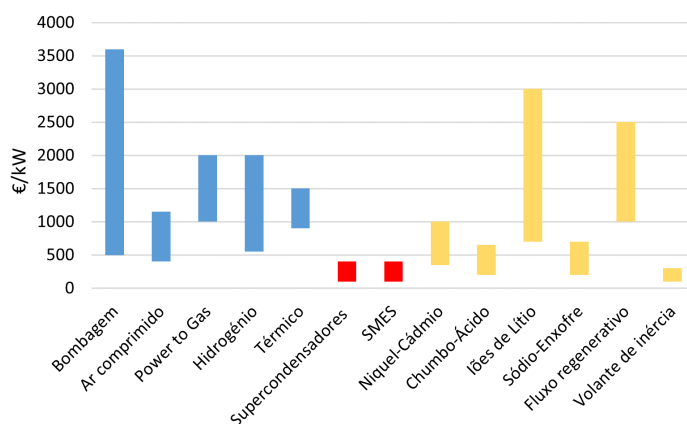


Figura 3.12: Custo de investimento de potência das tecnologias de armazenamento. Baseado na Tabela 3.2

A última característica em análise corresponde a um indicador económico e através da Figura 3.12 é possível compreender que a tecnologia mais interessante dentro dos dispositivos de armazenamento em larga escala é o sistema de ar comprimido. No grupo dos equipamento utilizados em armazenamento local e de larga escala os sistemas mais vantajosos corresponde aos volantes de inércia e às baterias de elevada temperatura *NaS*.

3.3.2 Disponibilidade tecnológica e de mercado

Analizadas as diferentes tecnologias de armazenamento de energia quanto aos valores de referência de alguma das suas características, segue-se o estudo desses mesmo dispositivos quanto à sua disponibilidade tecnológica e de mercado. Para esse estudo optou-se por utilizar dois indicadores, um para cada área de estudo.

Os índices utilizados na compreensão destes aspetos são o *Technology Readiness Level* (TRL) e o *Market Readiness Level* (MRL). Em cada um destes indicadores existe uma escala de valores entre um e nove, sendo que a cada tecnologia corresponderá um desses níveis.

Technology Readiness Level

O indicador TRL foi desenvolvido pela NASA durante os anos 80 para caracterizar o progresso técnico dos seus vários programas espaciais. Desta forma, o TRL corresponde a um sistema de medição para avaliar o nível de maturidade de uma determinada tecnologia. O nível mais baixo corresponde a investigação básica e o nível mais alto equivale a tecnologia em modo de operação final [85].

A Figura 3.13 apresenta os vários níveis deste indicador e o sua respetiva definição.

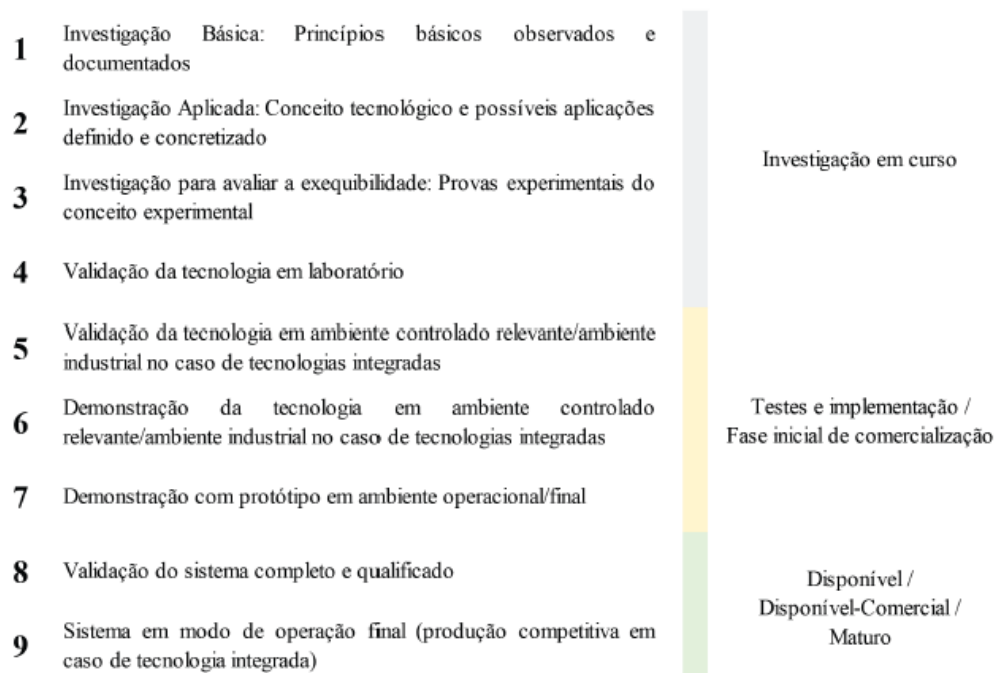


Figura 3.13: Níveis do índice *Technology Readiness Level*. Fonte:[71]

O conhecimento do nível em que se encontra determinada tecnologia dentro deste indicador é útil porque [86]:

- Permite perceber o estado atual da tecnologia;
- Ajuda na gestão de risco associado à utilização da tecnologia;
- Ajuda à decisão em processos de transição tecnológica;
- Ajuda na escolha sobre o financiamento da tecnologia.

Market Readiness Level

O MRL é um indicador que surge de uma adaptação do indicador anterior (TRL) agora associado ao contexto do mercado das tecnologias. Corresponde a um índice que pretende avaliar desde a necessidade dessa tecnologia no mercado à aquisição em massa dessa mesma tecnologia. [85]

A Figura 3.14 apresenta os vários graus deste indicador e o seu significado.

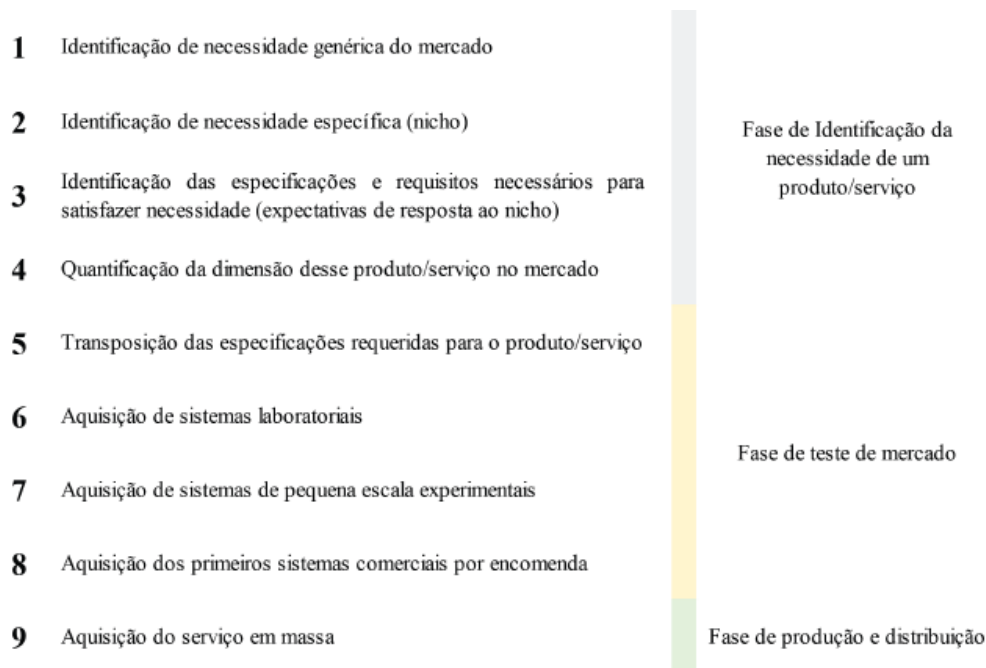


Figura 3.14: Níveis do índice *Market Readiness Level*. Fonte:[71]

De modo a definir os níveis deste indicador, geralmente obedece-se aos pontos seguintes [59]:

- Avaliação de mercado;
- Procura pela tecnologia;
- Potencial da tecnologia no mercado;
- Especificações cruciais da tecnologia;
- Preço satisfatório para ambas as partes (vendedor/comprador).

Utilizando os índices apresentados foi possível estabelecer uma comparação entre as tecnologia de armazenamento de energia acerca do seus estado de maturação. A Tabela 3.3 apresenta os níveis de cada indicador para as diversas tecnologias analisadas.

Tabela 3.3: Indicadores TRL e MRL para cada tecnologia de armazenamento. Fonte:[87][71][66]

Tecnologias		TRL	MRL*
Bombagem		9	9
Ar comprimido		8-9	8
<i>Power to Gas</i>		4-5	7
Hidrogénio		8	6
Térmico	CSP	9	3
	<i>Distric Heating</i>	7	3
Supercondensadores		8	1
SMES		8	6
Baterias convencionais	Níquel-Cádmio	8-9	7
	Chumbo-Ácido	8-9	7
	Iões de Lítio	8-9	7
Baterias de elevada temp. (Sódio-Enxofre)		-	-
Baterias de fluxo regenerativo		7	4
Volante de inércia		9	8

Os valores apresentados para o MRL referem-se a 2015 enquanto que os do indicador TRL são mais recentes.

3.3.3 Resultado final das comparações

Através das comparações feitas nos subcapítulos precedentes foi possível compreender que já existem algumas tecnologias de armazenamento de energia no estado mais avançado de maturidade de disponibilidade tecnológica e de mercado. Destacam-se os sistemas de bombagem hídrica como a tecnologia mais madura, enquanto que as tecnologias como os supercondensadores e o sistema *Power to Gas* ainda se encontram numa fase inicial.

No desenvolvimento desta dissertação serão usadas baterias de convencionais de Iões de Lítio, dado que são consideradas um dispositivo de armazenamento de energia com um bom nível de maturidade e que têm apresentado avanços nos últimos tempos. Recordar-se que este tipo de dispositivos apresentam como vantagem os seguintes parâmetros: uma boa densidade energética, capacidade de armazenamento satisfatória para o caso em estudo e uma eficiência bastante satisfatória.

Capítulo 4

Metodologia

Neste capítulo é descrito o algoritmo utilizado para a simulação da operação de um parque solar fotovoltaico com baterias de forma a estimar a remuneração anual utilizando dos preços MIBEL. A ferramenta foi desenvolvida no *software Excel* e permite visualizar, em intervalos de hora a hora, os valores de produção do parque fotovoltaico, bem como as quantidades de energia armazenadas nas baterias, a energia injetada diretamente na rede e os preços do MIBEL.

O programa é executado em modo *offline*, ou seja, o sistema não se encontra ligado à central FV, este apenas simula a operação do sistema com base no conjuntos de dados recolhidos.

Os dois conjuntos de dados essenciais ao cálculo da remuneração anual do parque são o perfil de produção FV e os preços do MIBEL. Primeiramente, é necessário obter o perfil de produção de uma central fotovoltaica ao longo de um ano com os valores de produção registados de hora a hora, com o propósito de saber quanto é que a central está a produzir. São também necessários os preços do MIBEL verificados num determinado ano e registados no mesmo intervalo de tempo com o objetivo de saber a que valor se vende a energia produzida.

A metodologia desenvolvida encontra-se essencialmente dividida em 3 algoritmos:

- **Capacidade da Bateria:** Este algoritmo corresponde ao controlo da quantidade de energia das baterias no momento do carregamento ou durante o descarregamento;
- **Bateria -> Rede:** Algoritmo responsável pelo descarregamento da energia armazenada na bateria nas horas em que o preço é mais elevado;
- **Parque FV -> Rede:** O terceiro algoritmo tem a função de registar a energia que não é armazenada nas baterias e que é injetada diretamente na rede.

Através dos valores obtidos a partir dos algoritmos anteriores, é então possível estimar o valor da remuneração anual do parque fotovoltaico com baterias.

4.1 Constituição do sistema

No desenvolvimento desta dissertação considerou-se uma central fotovoltaica com baterias num modelo simplificado, ou seja, apenas constituída por módulos FV e baterias de iões de lítio. Quanto aos módulos FV, optou-se por painéis solares monocristalinos genéricos com potência unitária de 200 W enquanto que as baterias de iões de lítio definiram-se com capacidade de armazenamento de 2,4 kWh cada uma.

O programa desenvolvido permite desde logo a definição do número de cada um dos elementos que se pretende no sistema. Desta forma, é então possível controlar a capacidade de produção da central FV e a quantidade de energia que esta consegue armazenar. A Tabela 4.1 permite ilustrar a definição do número de elementos e indica ainda os custos por unidade associados aos módulos FV e às baterias bem como os custos totais da central. Estes custos são considerados na obtenção do custo de investimento inicial. Esta tabela permite assim alterar não só a quantidade de painéis e baterias desejados na central, bem como também permite alterar os preços unitários de cada equipamento para desta forma perceber até que ponto essa variação do preço pode influenciar o valor do custo inicial da central.

A Tabela 4.1 é um exemplo da tabela presente no programa desenvolvido.

Tabela 4.1: Tabela de controlo de quantidades.

	Quant.	Pot Uni. (W) / Cap Uni. (kWh)	Pot (kW) / Cap (kWh)	Preço Uni. (€)	Custos (€)
Módulos FV	3000	200	600	121,00 €	363 000,00 €
Baterias	100	2,4	240	795,00 €	79 500,00 €
Total					442 500,00 €

As células coloridas com a cor azul correspondem àquelas em que é permitido alterar as quantidades pretendidas de painéis solares ou de baterias. Estas alterações influenciam as colunas da "Pot (kW)/ Cap (kWh)" e "Custos (€)". Por sua vez, a coluna Pot Uni. (W)/ Cap Uni. (kWh)" pode também ser modificada caso se pretenda alterar a potência do painel solar ou a capacidade de armazenamento das baterias. Por sua vez, que a coluna referente ao "Preço Uni. (€)" permite alterar os custos unitários dos elementos presentes no sistema (módulos FV e baterias).

4.2 Origem dos dados utilizados

Para o desenvolvimento deste programa foram recolhidos dois conjuntos de dados: um perfil de produção FV e os preços do MIBEL, como já foi referido no texto introdutório deste capítulo.

Primeiramente, recorreu-se ao *website* PVGIS para obter o perfil de produção FV desejado. Através deste *website* é possível descarregar um documento *Excel* com determinado perfil de produção dependendo de um conjunto de parâmetros que devem ser verificados. Inicialmente, é necessário escolher a localização onde se pretende obter o perfil de produção da central.

A Figura 4.1 ilustra a localização para um dos Casos de Estudo desta dissertação.

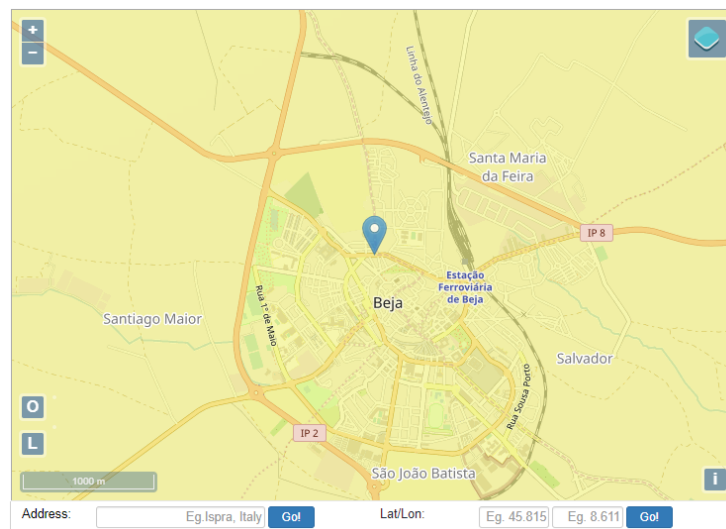


Figura 4.1: Localização PVGIS. Fonte:[88]

Os restantes parâmetros que são necessários especificar correspondem à escolha do ano para o qual se pretende retirar o perfil de produção, a informação referente ao tipo de montagem e a informação referente à potência FV. Relativamente aos anos que se podem seleccionar no *website* estes variam entre 2005 e 2016. Para o desenvolvimento desta ferramenta optou-se pelo ano de 2015, uma vez que para o ano de 2016 foram identificadas algumas irregularidades nos valores registados.

A Figura 4.2 ilustra um desses casos questionáveis relativamente a um dia do ano de 2016 em que não ocorre produção em horas em que seria espectável haver.

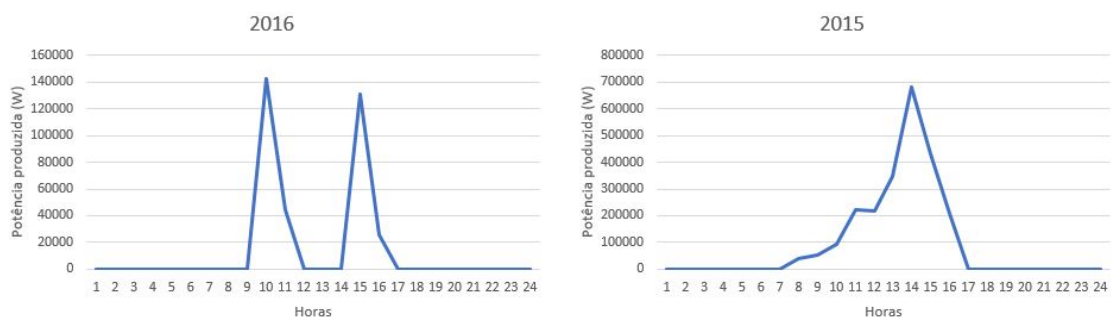


Figura 4.2: Valores exemplo 2015 vs 2016.

A Figura 4.3 ilustra o preenchimento da página de *website* referida utilizado para um dos Casos de Estudo nesta dissertação.

The screenshot shows the PVGIS-SARAH web interface with the following parameters set:

- Solar radiation database*: PVGIS-SARAH
- Start year*: 2015
- End year*: 2015
- Mounting type*: ☒ Fixed, ☐ Vertical axis, ☐ Inclined axis, ☐ Two axis
- Slope [*]: (0-90)
- Azimuth [*]: (-180-180)
- ☒ PV power
- PV technology*: Crystalline silicon
- Installed peak PV power [kWp]*: 1000
- System loss [%]*: 14
- ☐ Radiation components

Figura 4.3: Parâmetros especificados na página do PVGIS. Fonte:[88]

Após o preenchimento de todos os valores necessários foi descarregada uma folha de *Excel* com informação relativa à produção FV (P), em W, à irradiância solar (G(i)), em W/m^2 , à altura do sol (H_sun), em graus, à temperatura do ar (T2m), em graus Celsius, e informação relativamente a velocidade do vento (WS10m), em m/s. Esta informação encontra-se registada com discretização horária desde o dia 1 de janeiro até ao dia 31 de dezembro. Para o desenvolvimento do programa apenas se retirou a informação relativa à coluna referente à produção FV.

A Figura 4.4 ilustra uma parte da folha de *Excel* descarregada do *website* com a informação relativa a um dos Casos de Estudo.

time	P	G(i)	H_sun	T2m	WS10m
20150101	0	0	0	2,35	1,38
20150101	0	0	0	2,48	1,72
20150101	0	0	0	2,6	2,06
20150101	0	0	0	2,73	2,4
20150101	0	0	0	2,7	2,64
20150101	0	0	0	2,67	2,88
20150101	0	0	0	2,64	3,12
20150101	37530	59,1	5,02	3,32	3,2
20150101	54480	77,85	14,39	4,01	3,27
20150101	92720	121,59	22,12	4,69	3,35
20150101	220150	261,81	27,58	5,24	4,59
20150101	219820	261,78	30,13	5,79	5,83
20150101	345880	399,56	29,4	6,34	7,08
20150101	680680	780,87	25,49	6,41	6,95
20150101	430800	493,88	18,94	6,48	6,83

Figura 4.4: Folha de cálculo exemplo descarregada com perfil de produção FV.

Após retirar o perfil de produção FV foi necessário obter os preços do mercado diário do MIBEL. Para tal, recorreu-se ao *website* da REN (Redes Energéticas Nacionais), na secção de "Resultados de Mercado" em "Diário e Intradiário - Preços" onde é possível exportar dados relativos aos preços do MIBEL verificados para determinada data. Como nesta dissertação se pretende estimar a remuneração anual de um parque FV com baterias foram descarregados numa folha *Excel* os preços praticados para o ano de 2019.

A Figura 4.5 representa um excerto da folha de *Excel* descarregada com os preços do mercado diário do MIBEL referente ao ano de 2019.

DATA	SESSAO	HORA	PRECO_PT	PRECO_ES
01/01/2019	0	1	66,88	66,88
01/01/2019	0	2	66,88	66,88
01/01/2019	0	3	66	66
01/01/2019	0	4	63,64	63,64
01/01/2019	0	5	58,85	58,85
01/01/2019	0	6	55,47	55,47
01/01/2019	0	7	56	56
01/01/2019	0	8	61,09	61,09
01/01/2019	0	9	61,01	61,01
01/01/2019	0	10	61	61
01/01/2019	0	11	63	63
01/01/2019	0	12	63	63
01/01/2019	0	13	64,03	64,03
01/01/2019	0	14	65,88	65,88
01/01/2019	0	15	65,01	65,01
01/01/2019	0	16	60,84	60,84
01/01/2019	0	17	61,09	61,09
01/01/2019	0	18	63,08	63,08
01/01/2019	0	19	66,66	66,66
01/01/2019	0	20	67,06	67,06

Figura 4.5: Folha de cálculo exemplo descarregada com preços MIBEL.

Os valores de produção FV são dados de hora a hora o que facilita o desenvolvimento do programa uma vez que os preços do MIBEL são dados para o mesmo intervalo horário. Para os casos de estudo desta dissertação apenas se utilizou a coluna referente aos preços praticados em Portugal, coluna denominada de "Preço_PT" em €/MWh.

4.3 Análise de dados

Antes de desenvolver os 3 algoritmos essenciais à estimativa de remuneração anual do parque, fez-se um tratamento dos dados obtidos para uma melhor análise durante o processo de desenvolvimento do programa.

O primeiro conjunto de dados tratado foi o perfil de produção do sistema FV. Uma vez que o perfil descarregado seria para uma potência instalada de 1000 kWp e dado que neste programa se pretende que haja a possibilidade de alterar a potência instalada da central, foi então necessário criar este conjunto de dados para ajustar a produção para a potência real do sistema. Para este ajuste aplicou-se a expressão 4.1:

$$Prod_{Parque}(h) = \frac{Prod_{1000}(h) \times Pot.Inst_{Parque}}{Pot.Inst_{1000}}(W) \quad (4.1)$$

Nesta expressão:

- $Prod_{1000}(h)$: Produção do Parque FV considerando o valor 1000 kWp, em W, na hora h;
- $Pot.Inst_{1000}$: Potência instalada de 1000 kWp;

- $Prod_{Parque}(h)$: Produção do Parque FV para a Potência Instalada escolhida, em W, na hora h;
- $Pot.Inst_{Parque}$: Potência instalada no Parque FV.

Uma vez o intervalo de tempo considerado é horário, assumiu-se que a produção para determinada hora poderia ser considerada como igual à energia produzida nessa mesma hora, passando assim o perfil de produção a ser registado como energia em kWh.

A Figura 4.6 ilustra um recorte da ferramenta criada com as colunas auxiliares apresentadas nos parágrafos anteriores para uma melhor compreensão destas.

E	F	G	H	I	J
Produção real (kWh)	Há produção?	Horário de carregar ou descarregar	Média de Preço (nas próximas 4h)	Preço mais alto	Estado anterior da bateria
0	Não produz	-	65,85	Preço alto	Vazia
0	Não produz	-	63,84	Preço alto	Vazia
0	Não produz	-	60,99	Preço alto	Vazia
0	Não produz	-	58,49	Preço alto	Vazia
0	Não produz	-	57,85	-	Vazia
0	Não produz	-	58,39	-	Vazia
0	Não produz	-	59,78	-	Vazia
22,518	Produz	-	61,53	-	Vazia
32,688	Produz	-	62,00	-	Vazia
55,632	Produz	Carregar	62,76	-	Vazia
132,09	Produz	Carregar	63,98	-	Meio
131,892	Produz	Carregar	64,48	Preço alto	Meio
207,528	Produz	Carregar	63,94	Preço alto	Meio
408,408	Produz	Carregar	63,21	Preço alto	Meio
258,48	Produz	Carregar	62,51	-	Cheia
126,258	Produz	Carregar	62,92	-	Cheia
0	Não produz	Carregar	64,47	-	Cheia
0	Não produz	Carregar	66,02	-	Cheia
0	Não produz	Descarregar	67,26	-	Cheia
0	Não produz	Descarregar	67,37	Preço alto	Cheia
0	Não produz	Descarregar	66,61	Preço alto	Meio
0	Não produz	Descarregar	65,23	Preço alto	Meio

Figura 4.6: Excerto da folha de cálculo do programa desenvolvido.

A segunda coluna auxiliar apenas identifica se ocorre produção ou não do parque FV.

Na terceira coluna auxiliar estabeleceram-se as horas de carregamento e de descarregamento das baterias do parque. Neste caso, considerou-se que as horas de carregamento ocorreriam a partir das 9:00 até às 17:00 (inclusive) e o horário de descarregamento seria entre as 18:00 e as 23:00 (inclusive).

A quarta coluna auxiliar regista a média dos preços de mercado das quatro horas seguintes. Esta coluna é importante para determinar a quinta coluna auxiliar, uma vez que na quinta coluna é feita a comparação entre os valores médios registados na quarta coluna e caso o valor médio naquela hora seja superior ao valor da hora seguinte, a coluna assinala "Preço alto". Esta última coluna é fundamental para definir a hora em que se começa a descarregar as baterias, visto que se pretende vender a energia armazenada ao preço mais elevado que for possível.

A última coluna auxiliar regista o estado anterior da bateria, isto é, quando a capacidade da bateria na hora anterior é igual a zero esta indica "Vazia". Quando a capacidade da bateria na hora anterior é diferente de zero e menor que a capacidade máxima de armazenamento, a coluna

mostra "Meio" e quando a capacidade anterior é igual ao armazenamento máximo a coluna regista "Cheia".

Os 3 algoritmos seguintes foram desenvolvidos essencialmente com a ajuda destas colunas auxiliares, sendo elas responsáveis pelas condições definidas em cada hora de operação.

4.4 Descrição dos algoritmos desenvolvidos

4.4.1 Capacidade da Bateria

A partir dos dados disponíveis nas colunas da Figura 4.6, desenvolveu-se o primeiro algoritmo capaz de controlar e registar a quantidade de energia armazenada nas baterias. Para desenvolver o programa, foi necessário ter em consideração que a bateria demora 5 horas para carregar na sua totalidade e demora 4 horas para descarregar completamente, caso esta se encontre completamente carregada.

A Figura 4.7 representa o fluxograma que descreve o funcionamento do algoritmo relativamente à capacidade da bateria.

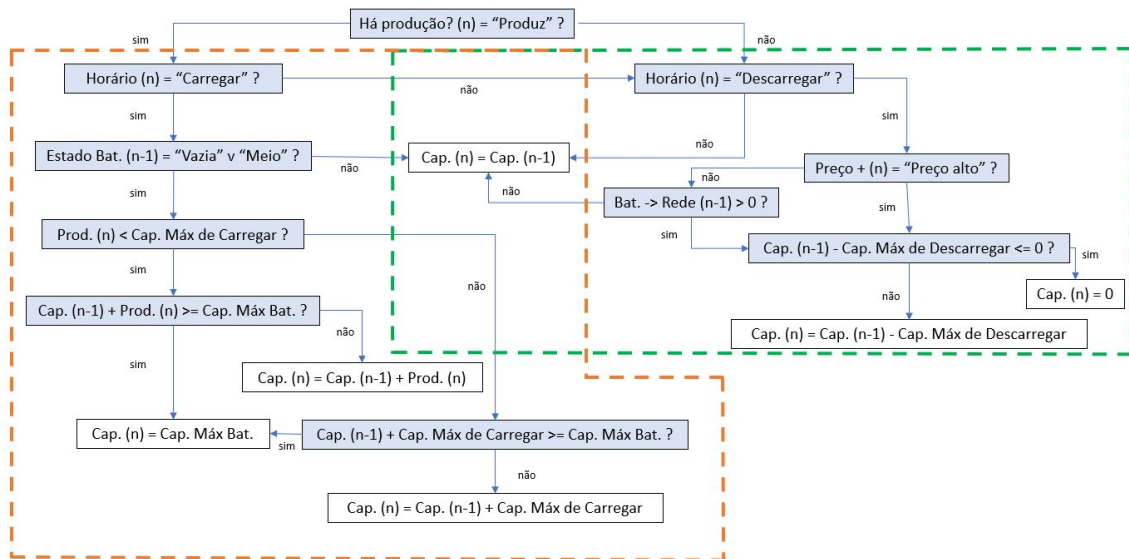


Figura 4.7: Fluxograma Capacidade Bateria.

Nesta figura:

- Há produção? (n): referente à coluna auxiliar que indica se existe produção na central;
- Horário (n): corresponde à coluna auxiliar que indica se a bateria se encontra em horário de carregamento, de descarregamento ou nenhum dos dois;
- Estado Bat. (n-1): diz respeito à coluna auxiliar que indica em que estado se encontra a bateria;

- Preço + (n): representa a coluna auxiliar que indica os períodos em que o valor médio dos preços é mais elevado;
- Prod. (n): diz respeito à coluna auxiliar que regista a quantidade produzida pelo parque FV;
- Bat. -> Rede (n-1): refere-se à coluna que assinala a ocorrência da energia que circula da bateria para a rede;
- Cap. (n-1): corresponde à própria coluna da capacidade da bateria;
- Cap. Máx de Carregar: Capacidade máxima de carregamento da bateria;
- Cap. Máx de Descarregar: Capacidade máxima de descarregamento da bateria;
- Cap. Máx Bat.: Capacidade máxima de armazenamento da bateria.

Em seguida, procede-se à explicação do algoritmo representado no fluxograma da Figura 4.7, analisando os seus diversos blocos.

A primeira condição analisada no algoritmo consiste em verificar se há produção por parte do parque solar FV. Esta verificação é feita em conjunto com a coluna auxiliar, "Há produção", e a condição aplicada é:

$$\text{Há produção? (n)} = \text{"Produz"} \quad (4.2)$$

Após avaliar a condição (4.2), o algoritmo divide-se em duas grandes zonas. Cada zona encontra-se delimitada por uma cor, cor laranja para a zona carregar e verde para a zona descarregar. Quanto à primeira grande zona, esta diz respeito à situação em que a primeira condição se verifica verdadeira, enquanto a zona delimitada a verde (descarregar) é considerada se a primeira condição for falsa.

Começando por explicar primeiro a área delimitada pela cor laranja, a primeira condição verificada nesta zona é se efetivamente se trata de uma hora de carregamento da bateria. A condição é verificada com ajuda da coluna auxiliar "Horário" e é utilizada a seguinte condição:

$$\text{Horário (n)} = \text{"Carregar"} \quad (4.3)$$

Se a condição (4.3) for falsa, o algoritmo segue para a área descarregar, mas se a condição for verdadeira o algoritmo prossegue. O próximo passo consiste então verificar o estado anterior da bateria, isto é, perceber se no momento anterior a bateria já se encontra cheia ou ainda tem capacidade disponível para ser carregada. Para verificar este estado é utilizado a seguinte condição:

$$\text{Estado Bat. (n-1)} = \text{"Vazia"} \vee \text{"Meio"} \quad (4.4)$$

Neste caso, utilizando a coluna auxiliar "Estado anterior da bateria" o algoritmo verifica se na hora anterior a bateria se encontra no estado vazia ou meio. Caso a condição (4.4) seja falsa então

a bateria já se encontra cheia e por isso a bateria não carrega e apenas assume o valor na hora anterior (4.5).

$$\text{Cap. (n)} = \text{Cap. (n-1)} \quad (4.5)$$

Mas, caso a condição (4.4) seja verdadeira, o programa segue para a próxima situação, em que é verificada a seguinte condição:

$$\text{Prod. (n)} < \text{Cap. Máx de Carregar} \quad (4.6)$$

A condição (4.6) é responsável por delimitar o carregamento da bateria, isto é, a bateria possui uma capacidade de carregamento máximo e inúmeras vezes o parque encontra-se a produzir acima dessa capacidade. Como tal, sempre que o parque FV estiver a produzir a mais do que a bateria poderá armazenar então esta apenas carrega até ao seu limite máximo. Assim sendo, se a condição for verdadeira e se o parque FV está a produzir menos que a capacidade máxima de carregamento, o algoritmo segue para a condição seguinte:

$$\text{Cap. (n-1)} + \text{Prod. (n)} \geq \text{Cap. Máx Bat.} \quad (4.7)$$

O objetivo da condição (4.7) consiste em garantir que a bateria não irá carregar mais do que a sua capacidade de armazenamento. Portanto, se a condição anterior for verdadeira, então a capacidade da bateria assume o valor máximo de armazenamento (4.8), pois esta já se encontra totalmente cheia. Mas, caso a condição seja falsa, então a capacidade da bateria assume a quantidade de energia já existente na bateria adicionado o que se produziu na hora em análise (4.9).

$$\text{Cap. (n)} = \text{Cap. Máx Bat.} \quad (4.8)$$

$$\text{Cap. (n)} = \text{Cap. (n-1)} + \text{Prod. (n)} \quad (4.9)$$

Voltando à condição (4.6), no caso de esta ser falsa, ou seja, se o parque FV está a produzir mais do que a capacidade máxima de carregamento, então o algoritmo segue para outra condição em que apenas se vai carregar o máximo que a bateria pode armazenar. De modo idêntico à sequência anterior, a condição seguinte é responsável por assegurar que a bateria não carrega mais que a sua capacidade máxima de armazenamento (4.10).

$$\text{Cap. (n-1)} + \text{Cap. Máx de Carregar} \geq \text{Cap. Máx Bat.} \quad (4.10)$$

No caso da condição (4.10) ser verdadeira, então a capacidade da bateria apenas vai assumir o seu valor máximo de armazenamento (4.8). Mas, caso a afirmação seja falsa, então a bateria vai carregar a capacidade máxima de carregar, isto é, a capacidade atual assume o valor da soma entre a capacidade anterior e a capacidade máxima de carregamento, como representa a equação seguinte.

$$\text{Cap. (n)} = \text{Cap. (n-1)} + \text{Cap. Máx de Carrega} \quad (4.11)$$

Quanto à área delimitada com a zona verde, correspondente ao controlo de descarregamento das baterias, existem duas formas de entrar nesta parte do algoritmo. A primeira é se a condição (4.2) for falsa e a segunda é se a condição (4.3) for falsa. O ponto de partida desta parte do algoritmo é a condição que verifica se efetivamente a hora em análise está incluída no horário de descarregamento.

$$\text{Horário (n)} = \text{"Descarregar"} \quad (4.12)$$

Se a condição (4.12) for falsa, ou seja, não se trata de uma hora de descarregamento, então a capacidade da bateria irá assumir o valor anterior da capacidade, isto é, permanece inalterada (4.5). Todavia, se a condição for verdadeira, é deste modo necessário que a bateria descarregue numa hora em que se obtenha um retorno económico, ou seja, pretende-se que a bateria comece a descarregar na hora em que o preço é mais elevado. Deste modo, surge a seguinte condição:

$$\text{Preço + (n)} = \text{"Preço alto"} \quad (4.13)$$

A condição (4.13) confirma na coluna auxiliar "Preço mais alto" se se trata de uma hora em que o preço é alto. Se esta situação se confirmar então o algoritmo segue para a próxima condição.

$$\text{Cap. (n-1)} - \text{Cap. Máx de Descarregar} \leq 0 \quad (4.14)$$

A condição (4.14) averigua se a capacidade anterior da bateria menos a capacidade máxima de descarregamento da bateria não é inferior ou igual a zero. Se esta condição for verdadeira então a bateria vai ficar vazia e, por isso, a capacidade assume o valor zero (4.15). No entanto, se a condição for falsa, então a capacidade atual da bateria será atualizada para a capacidade anterior menos a quantidade de energia que se descarregou (4.16).

$$\text{Cap. (n)} = 0 \quad (4.15)$$

$$\text{Cap. (n)} = \text{Cap. (n-1)} - \text{Cap. Máx de Descarregar} \quad (4.16)$$

Voltando à condição (4.13), se esta for falsa, então segue-se para condição que apura se na hora anterior já se tinha começado a descarregar, porque se admitiu que a partir da hora em que se começa a descarregar a bateria descarrega completamente.

$$\text{Bat.} \rightarrow \text{Rede (n-1)} > 0 \quad (4.17)$$

Para verificar se a bateria já se encontra a descarregar a condição (4.17) verifica na hora anterior da coluna Bateria -> Rede já houve troca de energia. Caso esta condição seja verdadeira, então o algoritmo segue para a condição (4.14), se a condição for falsa a capacidade da bateria

assume o valor anterior (4.5), uma vez que nessa hora ainda não ocorreu o preço mais elevado que iria determinar o início do descarregamento da bateria.

4.4.2 Bateria -> Rede

O segundo algoritmo, Bateria -> Rede, é responsável por determinar a quantidade de energia que é injetada da bateria para a rede de energia elétrica, ou seja, corresponde ao algoritmo de descarregamento das baterias.

A Figura 4.8 representa o fluxograma que descreve o funcionamento deste mesmo algoritmo.

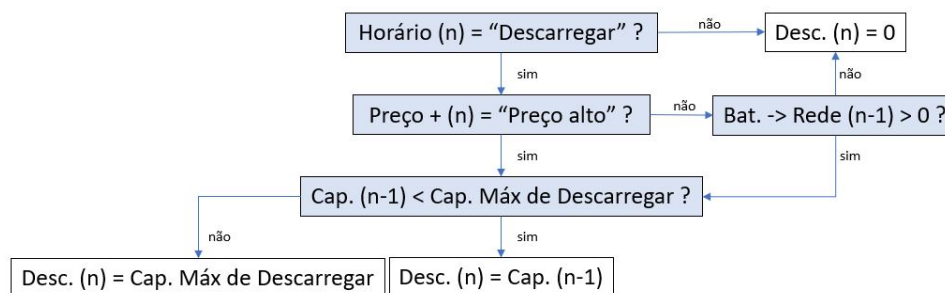


Figura 4.8: Fluxograma Bateria -> Rede.

Nesta figura:

- Horário (n): corresponde à coluna auxiliar que indica se a hora em análise se encontra em horário de carregamento, de descarregamento ou em nenhum dos dois;
- Preço + (n): representa a coluna auxiliar que indica se o valor médio dos preços de mercado é mais elevado;
- Bat. -> Rede (n-1): refere-se à coluna que assinala a energia que circula da bateria para a rede;
- Cap. (n-1): diz respeito à coluna que contém informação sobre a energia armazenada na bateria, na hora anterior à que está a ser analisada;
- Cap. Máx de Descarregar: indica a capacidade máxima de descarregamento da bateria;
- Desc. (n): nesta coluna é colocada a energia que transita da bateria para a rede.

O segundo algoritmo é semelhante à zona verde do algoritmo anterior (capacidade da bateria), só que neste caso regista-se o valor de energia que transita da bateria para a rede. Uma vez que se trata do algoritmo de descarregamento, a primeira condição a ser verificada é se a hora em análise corresponde efetivamente a um horário de descarga, condição (4.12). Caso esta condição seja falsa, trata-se de uma hora em que a bateria não vai descarregar, pelo que não haverá transferência de energia da bateria para a rede, portanto a variável (Desc.(n)) assume o valor zero (4.18).

$$\text{Desc} (n) = 0 \quad (4.18)$$

Se a condição (4.12) for verdadeira, passa-se para a condição de averiguação do preço, ou seja, se se trata de um horário de preço mais elevado, condição (4.13). Sempre que esta condição for falsa o algoritmo prossegue analisando se na hora anterior já ocorreu descarregamento ou não (4.17). Caso não tenha ocorrido, então não há descarregamento e, portanto, nessa hora regista-se o valor zero na variável Desc.(n) (4.18).

No caso da condição 4.13 ou da condição 4.17 serem verdadeiras, o algoritmo segue desse modo para a última condição do algoritmo.

$$\text{Cap.} (n-1) < \text{Cap. Máx de Descarregar} \quad (4.19)$$

No cenário da condição (4.19) ser verdadeira, significa que a capacidade da bateria na hora anterior é menor que a capacidade máxima de descarregamento e nesse caso a energia que será transferida para a rede é apenas aquela que está armazenada na bateria nessa hora (4.20).

$$\text{Desc} (n) = \text{Cap.} (n-1) \quad (4.20)$$

No cenário da condição (4.19) ser falsa, então a capacidade da bateria na hora anterior é maior que a capacidade máxima de descarregamento e nesse caso apenas é injetada na rede a máxima energia possível de descarregamento (4.21).

$$\text{Desc} (n) = \text{Cap. Máx de Descarregar} \quad (4.21)$$

4.4.3 Parque FV -> Rede

O terceiro e último algoritmo desenvolvido no programa é responsável por obter o valor da energia produzida pelo parque solar FV que é injetada na rede. A situação referida acontece quando as baterias já se encontram com a sua capacidade de armazenamento máxima atingida ou quando o parque se encontra a produzir energia, numa hora que não integra o período de carregamento das baterias.

A Figura 4.9 ilustra o fluxograma que descreve o funcionamento deste terceiro algoritmo.

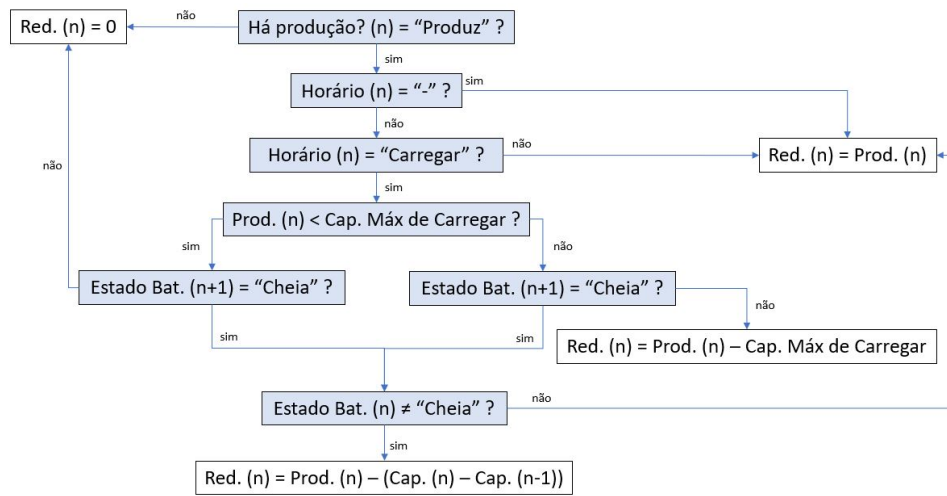


Figura 4.9: Fluxograma Parque FV -> Rede.

Neste último algoritmo desenvolvido, é em primeiro lugar avaliada a condição (4.2), isto é, verifica-se se naquela hora em análise há produção ou não. No cenário da condição ser falsa, então o algoritmo regista logo o valor nulo, uma vez que não havendo produção não haverá injeção de energia do parque para a rede (4.22).

$$\text{Red. (n)} = 0 \quad (4.22)$$

No cenário em que a condição (4.2) é verdadeira, o algoritmo prossegue para a condição seguinte, condição (4.23), verificando-se a hora em análise se inclui no período carregamento da bateria.

$$\text{Horário (n)} = " " \quad (4.23)$$

Se esta condição for verdadeira, significa que há produção e a bateria não está a carregar, pelo que toda a energia produzida é diretamente injetada na rede (4.24).

$$\text{Red. (n)} = \text{Prod (n)} \quad (4.24)$$

Sendo a condição (4.23) for falsa, então o algoritmo segue para a condição seguinte, ou seja, analisar se já é horário de carregamento da bateria ou não (4.3). Se não se tratar de horário de carregamento (condição falsa) isso significa que toda a produção é injetada na rede (4.24). No entanto, se se tratar de horário de carregamento (condição verdadeira), então o algoritmo segue para a condição (4.6) para verificar se a produção é menor que a capacidade máxima de carregamento ou não. Avaliando-se em seguida se na hora n+1 a bateria ficaria cheia ou não.

$$\text{Estado Bat. (n+1)} = \text{"Cheia"} \quad (4.25)$$

Se a condição 4.6 for verdadeira, ou seja, a produção do parque FV é menor que a capacidade máxima de carregamento, então o algoritmo segue para a condição (4.25) e verifica se na hora seguinte a bateria já se encontra cheia. Caso a bateria não esteja cheia, condição falsa, então nenhuma energia segue para a rede, pois o parque está a produzir menos que a capacidade máxima de carregamento com efeito, sabe-se que na hora seguinte a bateria no parque FV não ficou cheia, então toda a energia foi armazenada nas baterias e nenhuma para a rede, ocorrendo (4.22).

No caso de a condição (4.6) ser falsa, ou seja, há maior produção no parque FV que a capacidade máxima de carregamento, então o algoritmo segue para a condição (4.25) e verifica se na hora seguinte da bateria já se encontra cheia. Caso a bateria não esteja cheia, condição falsa, então é injetada na rede a diferença entre a produção e a capacidade máxima de carregar, dado por (4.26).

$$\text{Red. (n)} = \text{Prod (n)} - \text{Cap. Máx de Carregar} \quad (4.26)$$

Embora por trajetos diferentes, se a condição (4.25) for verdadeira, então a próxima condição a ser verificada é dada por (4.27):

$$\text{Estado Bat. (n)} \neq \text{"Cheia"} \quad (4.27)$$

Nesta condição verifica-se se a bateria na hora em análise ainda não está completamente carregada. Caso a bateria já se encontre completamente carregada, ou seja, a condição é falsa, então toda a produção é injetada na rede (4.24), porque se as baterias já estão cheias não se pode armazenar mais energia. Mas, caso a bateria nessa hora ainda não se encontre cheia, isto é, condição verdadeira, então injetado na rede a diferença entre o que se produziu nessa hora e a quantidade utilizada para carregar a bateria (4.28). A quantidade utilizada para carregar a bateria corresponde à diferença entre a capacidade total da bateria e a capacidade da bateria utilizada na hora anterior.

$$\text{Red. (n)} = \text{Prod (n)} - (\text{Cap.(n)} - \text{Cap.(n-1)}) \quad (4.28)$$

Capítulo 5

Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos nos Casos de Estudo em que se aplicou a metodologia explicada no capítulo anterior.

Procurou-se aplicar a ferramenta desenvolvida em duas zonas distintas do país e, desta forma, perceber até que ponto a localização do parque FV teria impacto direto na remuneração anual que seria possível obter.

Para ambas as regiões foram realizados 3 tipos de análises aos resultados obtidos: primeira-mente, foi feita análise diária; de seguida, é apresentada uma análise aos resultados mensais e, por último, apresenta-se a análise anual dos resultados.

É ainda apresentada, neste capítulo, uma análise relativamente à variação do número de baterias instaladas no parque solar FV para ambas as localizações e o impacto que esta alteração tem na remuneração anual da instalação.

Os resultados aqui apresentados foram calculados a partir dos perfis de produção retirados para o ano de 2015 do *website* PVGIS e considerando os preços do mercado diário MIBEL para o ano de 2019 obtido no *website* da REN.

5.1 Aspetos gerais

De forma a que seja possível comparar os Casos de Estudo apresentados no subcapítulo seguinte, decidiu-se que ambos os parques solares FV teriam a mesma potência instalada e o mesmo número de baterias. Assim sendo, cada central têm 3000 módulos FV de 200 W cada um e 100 baterias de 2,4 kWh cada uma, o que resulta num parque solar FV com uma potência total instalada de 600 kW e uma capacidade de armazenamento total de 240 kWh.

Uma vez que se irá realizar uma análise económica, é importante obter o custo inicial do investimento. Deste modo, considerou-se que um painel solar FV de 200 W, atualmente, custa 121,00 € e que uma bateria de iões de lítio com uma capacidade de armazenamento de 2,4 kWh custa, aproximadamente, 795,00 €, o que resulta num investimento inicial total no valor de 442 500,00 €.

5.2 Casos de estudo

O Caso de Estudo A refere-se a uma instalação localizada no Norte do país, mais concretamente em Mondim de Basto, enquanto que o Caso B refere-se a um local no sul do país próximo da cidade de Beja. Em primeiro lugar será analisado o Caso de Estudo A e depois o Caso de Estudo B.

Primeiramente, foi feita uma análise diária de modo a compreender melhor o funcionamento do sistema, tendo sido escolhido dois dias do ano para fazer essa análise. Os dias escolhidos foram o primeiro dia do ano (1 de janeiro), uma vez que se trata de um dia de inverno e espera-se uma menor irradiância solar. O outro dia escolhido foi em condições opostas, 1 de agosto, onde é expectável que haja uma maior exposição solar.

Em seguida, para cada Caso de Estudo, realizou-se uma análise mensal. Tendo sido analisado o comportamento do sistema e os seus benefícios económicos para cada mês.

Por último, na análise anual, é apresentado o resultado final da estimativa da remuneração anual do parque no primeiro ano e para os 15 anos seguintes considerando uma taxa de atualização de 5%. Foi ainda realizada uma análise geral ao investimento e à sua viabilidade.

5.2.1 Caso de Estudo A - Norte

O **Caso de Estudo A** refere-se a um local em Mondim de Basto, nas coordenadas 41°24'25.2"N 7°57'21.6"W. Será expectável que neste caso a remuneração anual seja menor, uma vez que se trata de uma região com menor exposição solar. Dado se tratar de uma zona com menor irradiação, haverá uma menor produção FV e desta forma traga um menor retorno financeiro.

5.2.1.1 Análise Diária

1 de janeiro

Começando a análise diária pelo dia 1 de janeiro, para o Caso A, produziu-se um total de 2593,09 kWh, dos quais 2353,09 kWh foram injetados diretamente na rede, enquanto que 240 kWh foram armazenados nas baterias e vendidos posteriormente à rede em horas em que os preços do mercado diário do MIBEL eram superiores.

A Figura 5.1 ilustra o recorte da folha de cálculo com o registo de todos os valores para o dia em questão, onde se pode verificar em intervalos horários o valor das quantidades produzidas e transacionadas da central para a rede ou da central para as baterias e, posteriormente, para a rede.

	A	B	C	E	K	L	M	O	P	Q
1	Mês	Dia	Hora	Produção real (kWh)	Capacidade Bateria (kWh)	Bateria -> Rede (kWh)	FV -> Rede (kWh)	Total injetado (MWh)	Preço PT (€/MWh)	Receita (€)
2	1	1	0	0	0	0	0	0	66,88	0,00 €
3	1	1	1	0	0	0	0	0	66,88	0,00 €
4	1	1	2	0	0	0	0	0	66,00	0,00 €
5	1	1	3	0	0	0	0	0	63,64	0,00 €
6	1	1	4	0	0	0	0	0	58,85	0,00 €
7	1	1	5	0	0	0	0	0	55,47	0,00 €
8	1	1	6	0	0	0	0	0	56,00	0,00 €
9	1	1	7	0	0	0	0	0	61,09	0,00 €
10	1	1	8	0	0	0	0	0	61,01	0,00 €
11	1	1	9	209,844	48	0	161,844	0,161844	61,00	9,87 €
12	1	1	10	323,814	96	0	275,814	0,275814	63,00	17,38 €
13	1	1	11	394,866	144	0	346,866	0,346866	63,00	21,85 €
14	1	1	12	422,304	192	0	374,304	0,374304	64,03	23,97 €
15	1	1	13	420,564	240	0	372,564	0,372564	65,88	24,54 €
16	1	1	14	375,618	240	0	375,618	0,375618	65,01	24,42 €
17	1	1	15	288,426	240	0	288,426	0,288426	60,84	17,55 €
18	1	1	16	157,65	240	0	157,65	0,15765	61,09	9,63 €
19	1	1	17	0	240	0	0	0	63,08	0,00 €
20	1	1	18	0	240	0	0	0	66,66	0,00 €
21	1	1	19	0	180	60	0	0,06	67,06	4,02 €
22	1	1	20	0	120	60	0	0,06	67,26	4,04 €
23	1	1	21	0	60	60	0	0,06	68,07	4,08 €
24	1	1	22	0	0	60	0	0,06	67,08	4,02 €
25	1	1	23	0	0	0	0	0	64,03	0,00 €

Figura 5.1: Folha de cálculo para o dia 1 de janeiro no Caso de Estudo A.

Para este caso de estudo, obteve-se ao final deste dia um total de 165,38 € com a venda da energia para a rede. No caso de não existirem baterias no parque FV, ou seja, a energia produzida era diretamente injetada na rede e vendida na hora em que era produzida, o retorno teria sido de 164,42 € obtendo-se assim um ganho de 0,96 €.

A Figura 5.2 representa as quantidades da energia registadas considerando os 3 algoritmos desenvolvidos e aplicados ao longo do deste dia.

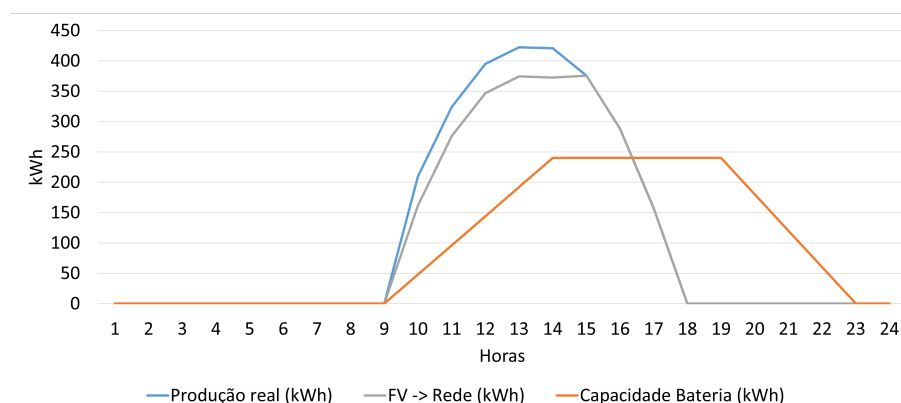


Figura 5.2: Registos de energia para o dia 1 de janeiro no Caso de Estudo A.

Pela figura anterior percebe-se que o pico de produção foi atingido entre as 13h e as 14h, a capacidade máxima das baterias foi atingida às 14h e que a sua descarga se iniciou às 19h. Deve notar-se que para este dia as baterias carregaram na sua capacidade máxima e descarregaram

totalmente.

1 de agosto

No segundo dia em análise, 1 de agosto, registou-se uma produção total de 3566,50 kWh, dos quais 3326,50 kWh foram injetados diretamente na rede, enquanto 240 kWh foram primeiramente armazenados nas baterias e vendidos posteriormente à rede em horas em que os preços do mercado diário do MIBEL eram superiores.

A Figura 5.3 ilustra o recorte da folha de cálculo para os valores obtidos para o dia 1 de agosto.

	A	B	C	E	K	L	M	O	P	Q
1	Mês	Dia	Hora	Produção real (kWh)	Capacidade Bateria (kWh)	Bateria -> Rede (kWh)	FV -> Rede (kWh)	Total injetado (MWh)	Preço PT (€/MWh)	Receita (€)
5090	8	1	0	0	0	0	0	0	45,05	0,00 €
5091	8	1	1	0	0	0	0	0	42,00	0,00 €
5092	8	1	2	0	0	0	0	0	42,15	0,00 €
5093	8	1	3	0	0	0	0	0	42,50	0,00 €
5094	8	1	4	0	0	0	0	0	44,20	0,00 €
5095	8	1	5	0	0	0	0	0	43,86	0,00 €
5096	8	1	6	9,48	0	0	9,48	0,00948	45,00	0,43 €
5097	8	1	7	60,21	0	0	60,21	0,06021	47,74	2,87 €
5098	8	1	8	185,718	0	0	185,718	0,185718	50,95	9,46 €
5099	8	1	9	298,512	48	0	250,512	0,250512	51,01	12,78 €
5100	8	1	10	382,338	96	0	334,338	0,334338	50,53	16,89 €
5101	8	1	11	439,026	144	0	391,026	0,391026	51,18	20,01 €
5102	8	1	12	464,244	192	0	416,244	0,416244	51,18	21,30 €
5103	8	1	13	454,956	240	0	406,956	0,406956	49,86	20,29 €
5104	8	1	14	419,64	240	0	419,64	0,41964	48,99	20,56 €
5105	8	1	15	357,498	240	0	357,498	0,357498	49,53	17,71 €
5106	8	1	16	275,658	240	0	275,658	0,275658	49,07	13,53 €
5107	8	1	17	164,784	240	0	164,784	0,164784	51,08	8,42 €
5108	8	1	18	46,356	180	60	46,356	0,106356	50,08	5,33 €
5109	8	1	19	8,076	120	60	8,076	0,068076	49,50	3,37 €
5110	8	1	20	0	60	60	0	0,06	51,00	3,06 €
5111	8	1	21	0	0	60	0	0,06	51,53	3,09 €
5112	8	1	22	0	0	0	0	0	49,01	0,00 €
5113	8	1	23	0	0	0	0	0	50,95	0,00 €

Figura 5.3: Folha de cálculo para o dia 1 de agosto no Caso de Estudo A.

Neste segundo dia em análise, registou-se um retorno de 179,10 € com a venda de energia para a rede com o armazenamento em baterias. No caso da não existência de baterias no parque, o retorno neste dia seria de 179,15 €, ou seja, o retorno seria maior caso não existissem baterias. A situação referida ocorre porque no horário em que as baterias começam a carregar os preços do MIBEL já são muito semelhantes ao preço verificado quando começam a descarregar e assim neste dia em particular a operação com baterias provoca uma "perda" de 5 cêntimos.

A Figura 5.4 representa as quantidades da energia obtidas recorrendo aos 3 algoritmos desenvolvidos e aplicados ao longo do dia 1 de agosto.

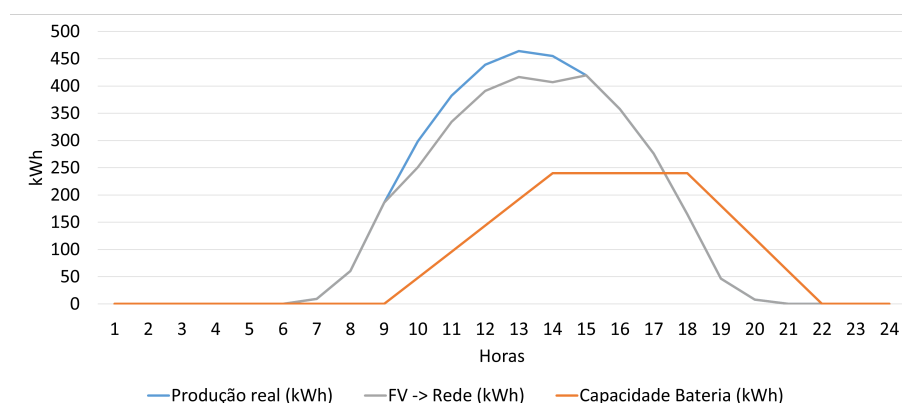


Figura 5.4: Registos de energia para o dia 1 de agosto no Caso de Estudo A.

Analisando esta figura, de forma geral, o dia 1 de agosto é semelhante ao dia 1 de janeiro, de salientar apenas algumas diferenças:

- a produção começou mais cedo, o que seria de esperar, uma vez que o sol nasce mais cedo no verão;
- houve maior produção de energia neste dia, o que seria algo também expectável;
- a descarga da bateria para o dia 1 de agosto começou as 18h em vez das 19h, como aconteceu no dia 1 de janeiro, porque o preço do mercado diário do MIBEL era maior aquela hora que na hora seguinte.

No Anexo A encontram-se tabelas em que são detalhadas os valores da análise diária para todos os dias do ano.

5.2.1.2 Análise Mensal

Passando agora a uma análise mensal do Caso de Estudo A, começou-se por analisar primeiramente o comportamento que o sistema tem em todos os meses e, em seguida, fez-se uma análise aos retornos económicos obtidos em cada mês.

O estudo do comportamento do sistema baseia-se essencialmente em obter as quantidades de energia que se produziu, as quantidades da mesma que foram armazenadas nas baterias do parque e a energia que foi produzida e injetada diretamente na rede em cada um mês.

Por sua vez, a análise económica incidiu na obtenção dos ganhos ou perdas que o sistema apresentou, em cada mês, com a presença das baterias no parque FV.

A Tabela 5.1 apresenta os resultados obtidos para cada mês de 2019 para o Caso de Estudo A.

Tabela 5.1: Análise mensal do sistema - Caso de Estudo A.

Mês	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat. (kWh)
1	7304,30	49758,00	57062,30	57062,30	0
2	6720,00	42917,35	49637,35	49637,35	0
3	6900,00	74284,05	81184,05	81304,05	120,00
4	6300,00	62570,63	68870,63	68750,63	-120,00
5	6060,00	89154,13	95214,13	95454,13	240,00
6	5700,00	84203,05	89903,05	89723,05	-180,00
7	6600,00	90503,91	97103,91	97043,91	-60,00
8	6840,00	79794,95	86634,95	86634,95	0
9	7185,92	76593,54	83779,46	83779,46	0
10	7291,40	45989,22	53280,62	53280,62	0
11	7107,01	48046,12	55153,13	55153,13	0
12	7348,41	40827,62	48176,03	48176,03	0
Total	81357,04	784642,57	865999,61	865999,61	0

Analisando os resultados apresentados na tabela anterior, é possível entender à partida que os meses com maior produção FV são maio, junho, julho e agosto, o que seria de esperar uma vez que se trata dos meses com maior exposição solar. Por sua vez, os meses em que mais se armazenou energia nas baterias foram os meses de outono/inverno, dos quais se destacam os meses de janeiro, outubro e dezembro.

Destacam-se ainda da tabela anterior os meses de março a julho em que se registam diferenças entre o que foi produzido e o total (soma entre o que é armazenado e o que é injetado diretamente na rede). Estes valores acontecem porque nestes meses houve dias em que as baterias não descarregaram completamente, isto é, ficaram com energia armazenada para o dia seguinte. Por exemplo, o mês de março apresenta uma diferença de 120 kWh, ou seja, neste caso houve dois dias no mês de março em que as baterias ficaram com 60 kWh armazenados para o dia seguinte. Os valores podem ser verificados nas tabelas em anexo com todos os resultados dia a dia.

Seguindo agora o estudo para a vertente financeira, a Tabela 5.2 apresenta os valores de retorno económico para este Caso de Estudo, e apresenta ainda os valores de retorno no caso de não existir baterias no parque FV bem como a diferença entre estes dois cenários.

Tabela 5.2: Análise mensal económica - Caso de Estudo A.

Mês	Retorno s/bat. (€)	Retorno c/bat. (€)	Diferença ret. (€)
1	3 675,17 €	3 695,74 €	20,57 €
2	2 787,51 €	2 816,10 €	28,58 €
3	4 095,65 €	4 109,64 €	14,00 €
4	3 506,49 €	3 528,77 €	22,28 €
5	4 761,18 €	4 761,01 €	- 0,17 €
6	4 251,62 €	4 270,16 €	18,54 €
7	5 178,97 €	5 176,39 €	- 2,59 €
8	4 014,12 €	4 024,08 €	9,96 €
9	3 588,00 €	3 612,34 €	24,34 €
10	2 462,25 €	2 506,05 €	43,80 €
11	2 484,79 €	2 523,56 €	38,77 €
12	1 778,35 €	1 816,13 €	37,78 €
Total	42 584,11 €	42 839,98 €	255,87 €

Numa análise aos resultados apresentados na tabela anterior, pode-se verificar que na maioria dos meses, o retorno é mais elevado quando existe a presença de baterias no parque solar FV. Contudo, existem dois meses, maio e julho, que se destacam por apresentarem valores inferiores nesta situação, devido ao facto de em alguns dias destes meses não se ter descarregado qualquer quantidade de energia armazenada, isto é, a energia armazenada permaneceu nas baterias para os dias seguintes. Esta situação deve-se ao facto de que para estes dias as horas de descarga apresentarem preços do mercado diário do MIBEL semelhantes ou inferiores aos da hora de carga, ou seja, não compensava injetar na rede a energia que foi armazenada porque não havia retorno financeiro pelo facto de se ter armazenado energia na bateria.

Os meses que apresentam retorno financeiro mais elevado são maio, junho e julho. Já os meses com menor retorno são fevereiro, novembro e dezembro para além dos meses de . Contudo, os meses que apresentam maior diferença de retorno financeiro entre as duas situações apresentadas são os meses de outubro, novembro e dezembro.

A Figura 5.5 ilustra o caso de um dia em que não se descarrega a bateria e que por isso apresenta um retorno inferior face à situação do parque solar sem baterias.

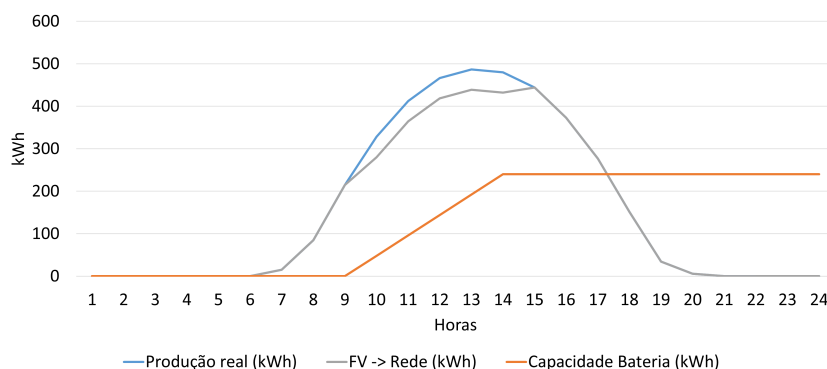


Figura 5.5: Registos de energia para o dia 15 de maio no Caso de Estudo A.

5.2.1.3 Análise Anual

Por fim, na análise anual começou-se por calcular a remuneração do parque solar FV com baterias ao fim do primeiro ano somando o valor do retorno obtido em cada mês do ano de acordo com os valores da Tabela 5.2. Assim sendo, no final do primeiro ano de operação estimou-se uma remuneração anual de 42 839,98 €. Para o caso de não existir baterias no parque a remuneração anual estimada foi de 42 584,11 €, ou seja, neste caso existe um benefício económico devido à instalação das baterias no parque, uma vez que no final do ano o retorno aumentou 255,87 €.

Assumindo que os valores de produção se mantêm inalterados para os anos seguintes e estimando que os módulos FV têm um tempo médio de vida de 15 anos, o proveito anual é referido para o ano inicial aplicando uma taxa de atualização de 5%.

A Figura 5.6 ilustra a evolução do retorno do investimento ao longo dos anos de vida do parque solar FV.

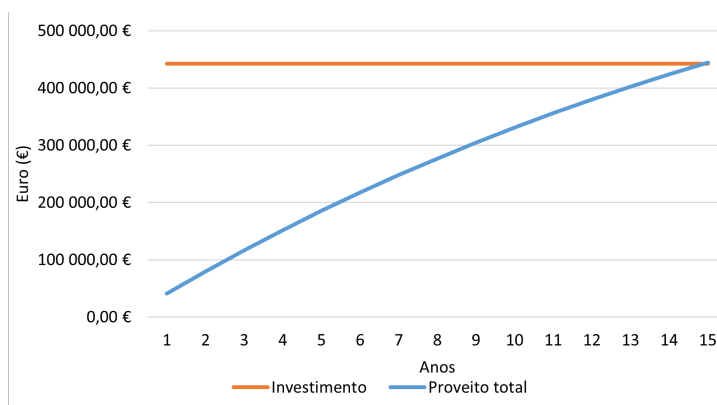


Figura 5.6: Retorno do investimento ao longo dos anos - Caso de Estudo A.

A Tabela 5.3 apresenta os valores dos proveitos anuais ao longo do período de 15 anos referidos aplicando uma taxa de atualização de 5%, o proveito total bem como o valor de investimento inicial.

Tabela 5.3: Análise anual - Caso de Estudo A.

Ano	Investimento/ Proveitos anuais	Proveito total
0	-442 500,00 €	- €
1	40 799,98 €	40 799,98 €
2	38 857,12 €	79 657,10 €
3	37 006,78 €	116 663,88 €
4	35 244,55 €	151 908,43 €
5	33 566,24 €	185 474,67 €
6	31 967,85 €	217 442,52 €
7	30 445,57 €	247 888,09 €
8	28 995,78 €	276 883,88 €
9	27 615,03 €	304 498,91 €
10	26 300,03 €	330 798,93 €
11	25 047,65 €	355 846,58 €
12	23 854,90 €	379 701,48 €
13	22 718,95 €	402 420,44 €
14	21 637,10 €	424 057,53 €
15	20 606,76 €	444 664,29 €

Para avaliar a viabilidade deste investimento foi comparado o valor da soma de todos os proveitos anuais com o investimento inicial. A Tabela 5.4 apresenta os valores do investimento inicial, bem como a receita, o VAL e o TIR respetivos.

Tabela 5.4: Investimento vs Proveito total - Caso de Estudo A.

Investimento	442 500,00 €
Receita	444 664,29 €
VAL	2 164,29 €
TIR	5,07%

Embora o proveito total seja superior ao investimento inicial, o valor reduzido do VAL indica que a realização de um investimento deste género para este Caso de Estudo será questionável.

5.2.2 Caso de Estudo B - Sul

O **Caso de Estudo B** refere-se a uma instalação localizada em Beja, nas coordenadas 38°01'08.4"N 7°52'01.2"W. Neste caso, será expectável que para esta zona a remuneração anual seja maior dado se localizar mais a sul e haver uma maior exposição solar. Consequentemente, será possível obter uma maior produção, maior aproveitamento das baterias e uma maior remuneração anual.

5.2.2.1 Análise Diária

1 de janeiro

Novamente começando pela análise diária para o dia 1 de janeiro, neste dia foi produzido um total de 2723,31 kWh, dos quais 2483,31 kWh foram injetados diretamente na rede, enquanto que 240 kWh foram armazenados nas baterias e vendidos posteriormente à rede em horas em que os preços do mercado diário do MIBEL eram mais elevados.

A Figura 5.7 ilustra o recorte da folha de cálculo com o registo de todos os valores para o dia em questão, em que se pode verificar em intervalos horários os valores das quantidades produzidas e transacionadas da central para a rede, ou da central para as baterias e posteriormente para a rede.

	A	B	C	E	K	L	M	O	P	Q
	Mês	Dia	Hora	Produção real (kWh)	Capacidade Bateria (kWh)	Bateria -> Rede (kWh)	FV -> Rede (kWh)	Total injetado (MWh)	Preço PT (€/MWh)	Receita (€)
1	1	1	0	0	0	0	0	0	66,88	0,00 €
2	1	1	1	0	0	0	0	0	66,88	0,00 €
3	1	1	2	0	0	0	0	0	66,00	0,00 €
4	1	1	3	0	0	0	0	0	63,64	0,00 €
5	1	1	4	0	0	0	0	0	58,85	0,00 €
6	1	1	5	0	0	0	0	0	55,47	0,00 €
7	1	1	6	0	0	0	0	0	56,00	0,00 €
8	1	1	7	0	0	0	0	0	61,09	0,00 €
9	1	1	8	2,652	0	0	2,652	0,002652	61,01	0,16 €
10	1	1	9	227,946	48	0	179,946	0,179946	61,00	10,98 €
11	1	1	10	341,586	96	0	293,586	0,293586	63,00	18,50 €
12	1	1	11	408,684	144	0	360,684	0,360684	63,00	22,72 €
13	1	1	12	434,484	192	0	386,484	0,386484	64,03	24,75 €
14	1	1	13	427,992	240	0	379,992	0,379992	65,88	25,03 €
15	1	1	14	386,712	240	0	386,712	0,386712	65,01	25,14 €
16	1	1	15	305,85	240	0	305,85	0,30585	60,84	18,61 €
17	1	1	16	187,404	240	0	187,404	0,187404	61,09	11,45 €
18	1	1	17	0	240	0	0	0	63,08	0,00 €
19	1	1	18	0	240	0	0	0	66,66	0,00 €
20	1	1	19	0	180	60	0	0,06	67,06	4,02 €
21	1	1	20	0	120	60	0	0,06	67,26	4,04 €
22	1	1	21	0	60	60	0	0,06	68,07	4,08 €
23	1	1	22	0	0	60	0	0,06	67,08	4,02 €
24	1	1	23	0	0	0	0	0	64,03	0,00 €

Figura 5.7: Folha de cálculo para o dia 1 de janeiro no Caso de Estudo B.

A primeira diferença que se destaca no Caso de Estudo B quando comparada a Figura 5.7 com a Figura 5.1 referente ao Caso de Estudo A, é que para esta situação (Caso B) os valores de produção são superiores em todas as horas do dia, algo que seria expectável uma vez que se trata de uma zona com maior irradiação solar. A segunda diferença que também se verifica quando se comparam os dois cenários é que para o Caso B às 8 horas já se registou produção, enquanto que no Caso A apenas regista produção a partir das 9 horas.

Analisando apenas este dia obteve-se para as condições de estudo uma remuneração no final do dia de 173,50 €. Caso não existisse baterias para o armazenamento de energia no parque FV o retorno no final do dia teria sido de 172,55 €, ou seja, a existência das 100 baterias permitiu um ganho de 0,96 € para o parque no dia 1 de janeiro.

A Figura 5.8 representa o registo dos valores de energia obtidos considerando os 3 algoritmos desenvolvidos e é possível verificar que a produção se inicia mais cedo que no Caso A.

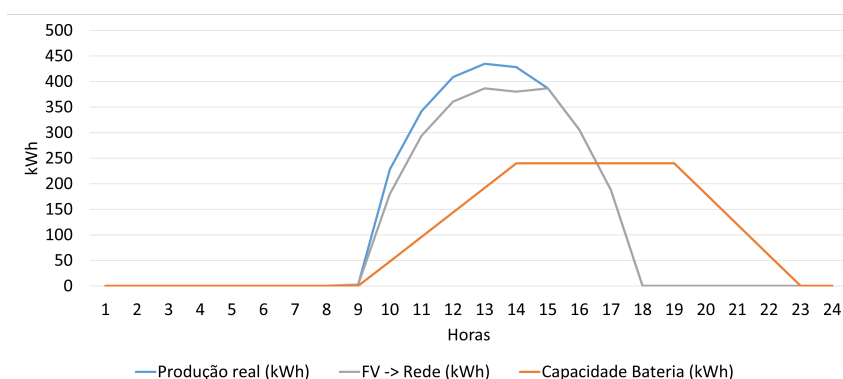


Figura 5.8: Registos de energia para o dia 1 de janeiro no Caso de Estudo B.

Quanto à forma do gráfico anterior, é bastante semelhante ao obtido para o dia 1 de janeiro do Caso A. Registam-se, porém, ligeiras diferenças já mencionadas anteriormente, como é o caso da existência de produção a partir das 8 horas e valores de produção mais elevados para cada hora. Contudo, a forma e o comportamento do sistema é bastante semelhante.

1 de agosto

Novamente, o segundo dia em análise foi o dia 1 de agosto, em que se registou uma produção diária total de 3352,06 kWh, dos quais 3112,06 kWh foram injetados diretamente na rede, enquanto que 240 kWh foram armazenados nas baterias e vendidos posteriormente à rede em horas em que os preços do mercado diário do MIBEL foram mais elevados.

A Figura 5.9 apresenta o recorte da folha de cálculo contando os registos referente ao dia 1 de agosto.

	A	B	C	E	K	L	M	O	P	Q
1	Mês	Dia	Hora	Produção real (kWh)	Capacidade Bateria (kWh)	Bateria -> Rede (kWh)	FV -> Rede (kWh)	Total injetado (MWh)	Preço PT (€/MWh)	Receita (€)
5090	8	1	0	0	0	0	0	0	45,05	0,00 €
5091	8	1	1	0	0	0	0	0	42,00	0,00 €
5092	8	1	2	0	0	0	0	0	42,15	0,00 €
5093	8	1	3	0	0	0	0	0	42,50	0,00 €
5094	8	1	4	0	0	0	0	0	44,20	0,00 €
5095	8	1	5	0	0	0	0	0	43,86	0,00 €
5096	8	1	6	7,77	0	0	7,77	0,00777	45,00	0,35 €
5097	8	1	7	58,332	0	0	58,332	0,058332	47,74	2,78 €
5098	8	1	8	172,176	0	0	172,176	0,172176	50,95	8,77 €
5099	8	1	9	284,622	48	0	236,622	0,236622	51,01	12,07 €
5100	8	1	10	363,516	96	0	315,516	0,315516	50,53	15,94 €
5101	8	1	11	411,732	144	0	363,732	0,363732	51,18	18,62 €
5102	8	1	12	427,914	192	0	379,914	0,379914	51,18	19,44 €
5103	8	1	13	426,06	240	0	378,06	0,37806	49,86	18,85 €
5104	8	1	14	395,868	240	0	395,868	0,395868	48,99	19,39 €
5105	8	1	15	341,658	240	0	341,658	0,341658	49,53	16,92 €
5106	8	1	16	260,682	240	0	260,682	0,260682	49,07	12,79 €
5107	8	1	17	153,864	240	0	153,864	0,153864	51,08	7,86 €
5108	8	1	18	41,67	180	60	41,67	0,10167	50,08	5,09 €
5109	8	1	19	6,198	120	60	6,198	0,066198	49,50	3,28 €
5110	8	1	20	0	60	60	0	0,06	51,00	3,06 €
5111	8	1	21	0	0	60	0	0,06	51,53	3,09 €
5112	8	1	22	0	0	0	0	0	49,01	0,00 €
5113	8	1	23	0	0	0	0	0	50,95	0,00 €

Figura 5.9: Folha de cálculo para o dia 1 de agosto no Caso de Estudo B.

Ao contrário do que aconteceu no dia 1 de janeiro, para este dia este Caso de Estudo registou valores de produção ligeiramente inferiores aos do caso A. Não seria o cenário esperado uma vez se tratar de uma zona com maior irradiação solar. Contudo, esta situação pode ter acontecido por se ter tratado de um dia em que na zona sul do país esteve mais enublado.

Quanto aos ganhos económicos, o Caso de Estudo B nas condições inicialmente estabelecidas para o dia 1 de agosto registou um retorno de 168,32 €. Porém, em condições de inexistência de baterias no parque FV o retorno teria sido de 168,37 €, ou seja, para a situação da presença de baterias regista-se um prejuízo de 5 cêntimos tal como no Caso A. Neste caso, verificou-se o mesmo que aconteceu no cenário A, os preços do MIBEL não se alteraram de forma substancial ao longo do dia, e, desta forma, não se procedeu ao descarregamento das baterias porque os preços no horário de descarregamento eram iguais aos do horário de carregamento e, desta forma, não havia benefícios económicos de ter armazenado a energia.

A Figura 5.10 representa as quantidades de energia obtidas pelos 3 algoritmos desenvolvidos ao longo do dia 1 de agosto.

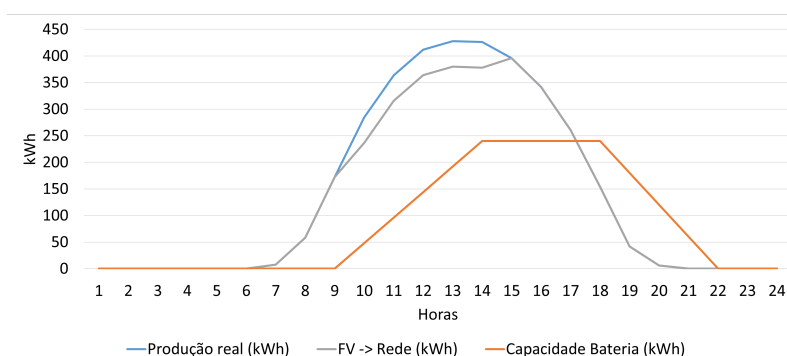


Figura 5.10: Registos de energia para o dia 1 de agosto no Caso de Estudo B.

A figura anterior é muito semelhante à que foi obtida para o dia 1 de agosto do Caso de Estudo A e apresenta as mesmas características descritas nessa situação. A única diferença a destacar é que neste cenário os valores de energia registados em cada algoritmo são menores em todas as horas, situação essa que já se tinha referido em parágrafos anteriores.

O Anexo B inclui as tabelas detalhadas com a análise diária para todos os dias do ano.

5.2.2.2 Análise Mensal

A análise mensal do Caso de Estudo B é realizada nos mesmo moldes que foi feita para o Caso A, sendo igualmente feitas comparações entre os dois cenários.

A Tabela 5.5 apresenta os resultados obtidos para cada mês na simulação do programa para o Caso de Estudo B.

Tabela 5.5: Análise mensal do sistema - Caso de Estudo B.

Mês	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat. (kWh)
1	7440,00	65149,57	72589,57	72589,57	0
2	6720,00	61292,67	68012,67	68012,67	0
3	6900,00	82137,58	89037,58	89157,58	120,00
4	6300,00	75562,78	81862,78	81742,78	-120,00
5	6060,00	93271,51	99331,51	99571,51	240,00
6	5700,00	87656,81	93356,81	93176,81	-180,00
7	6600,00	96765,62	103365,62	103305,62	-60,00
8	6840,00	87237,78	94077,78	94077,78	0
9	7200,00	81303,27	88503,27	88503,27	0
10	7380,00	52256,82	59636,82	59636,82	0
11	7173,76	64626,30	71800,06	71800,06	0
12	7440,00	48746,36	56186,36	56186,36	0
Total	81753,76	896007,07	977760,83	977760,83	0

Olhando em primeiro lugar para o caso de estudo B, pelos resultados apresentados na tabela anterior, é possível compreender que os meses com maior produção são maio, junho, julho e agosto. Já os meses em que se registaram as maiores quantidade de armazenamento de energia foram os meses de janeiro, outubro e dezembro. Destacam-se ainda os meses de março a julho em que novamente se registaram diferenças negativas entre o que foi produzido e o total. Esta situação já foi abordada anteriormente e deve-se a que os, os preços do mercado diário do MIBEL são os mesmos e como tal as baterias não descarregaram a energia armazenada que foi guardada para o dia seguinte.

Comparando agora os dois casos verifica-se que em ambas as situações se registaram valores semelhantes e, de forma geral o comportamento do sistema é o mesmo, sendo apenas de salientar que para o Caso de Estudo B por se tratar de uma zona com maior irradiação solar há maior produção e, como tal, poderá haver maiores benefícios económicos.

Desta forma, são apresentados na Tabela 5.6 os valores do retorno económico para o Caso de Estudo B, considerando as 100 baterias no parque FV. São ainda apresentados os retornos económico no cenário da não existência de baterias e por último regista-se a diferença entre estes dois casos.

Tabela 5.6: Análise mensal económica - Caso de Estudo B.

Mês	Retorno s/bat (€)	Retorno c/bat (€)	Diferença ret. (€)
1	4 693,97 €	4 714,35 €	20,37 €
2	3 867,20 €	3 895,54 €	28,34 €
3	4 475,62 €	4 489,71 €	14,09 €
4	4 214,26 €	4 236,43 €	22,18 €
5	4 962,76 €	4 961,88 €	- 0,88 €
6	4 402,90 €	4 421,39 €	18,49 €
7	5 522,04 €	5 519,45 €	- 2,60 €
8	4 330,79 €	4 340,73 €	9,94 €
9	3 774,36 €	3 798,72 €	24,36 €
10	2 822,38 €	2 865,90 €	43,51 €
11	3 248,55 €	3 287,12 €	38,57 €
12	2 084,64 €	2 121,41 €	36,78 €
Total	48 399,47 €	48 652,63 €	253,16 €

Ao analisar aos resultados apresentados na tabela anterior, compreende-se que a situação é semelhante ao que se obteve para o Caso de Estudo A, isto é, na grande maioria dos meses o cenário da instalação de baterias traz maiores retornos financeiros ao parque solar. Ainda neste Caso B, novamente os meses de maio e julho registam valores negativos no que se refere à diferença entre os cenários com e sem instalação de baterias. Mais um vez, este facto acontece pelos mesmo motivos enunciados na análise mensal económica do Caso de Estudo A. Estes meses apresentam

alguns dias em que não acontece a descarga das baterias devido aos preços do mercado diário do MIBEL serem semelhantes nos períodos de carga e descarga, não trazendo assim o retorno financeiro esperado.

Em ambos os cenários, com e sem baterias, os meses que apresentam maior retorno económico são janeiro, maio e julho. Quanto aos meses com menor retorno são outubro, novembro e dezembro. Por último, os meses que registam maior diferença entre os dois cenários de retorno são outubro, novembro e dezembro.

Comparando os dois casos de estudo nota-se que os retornos são maiores para ambos os cenários no Caso B, contudo verificando apenas a coluna referente à diferença entre retornos os valores são maiores para o Caso A.

5.2.2.3 Análise Anual

Quanto à análise anual, começou-se por estimar a remuneração anual do parque solar FV somando os retornos de cada mês e obtendo um valor final de 48 652,63 €. Para o cenário da não existir qualquer bateria instalada no parque, a remuneração anual é de 48 399,47 €, ou seja, para o Caso de Estudo B existe um benefício económico anual com a instalação das 100 baterias no parque, registando um ganho de 253,16 €.

Comparando os dois casos constata-se um cenário igual à análise mensal, em que as remunerações anuais são maiores para o Caso B, mas verificando a diferença entre as situações com ou sem a instalação de baterias, o ganho é maior no Caso de Estudo A.

Novamente, nas condições descritas na análise anual do Caso de Estudo A, foi calculado o retorno do investimento ao longo dos anos de vida do parque solar FV.

A Figura 5.11 representa essa evolução ao longo dos anos considerando de novo que o tempo de vida da instalação é de 15 anos.

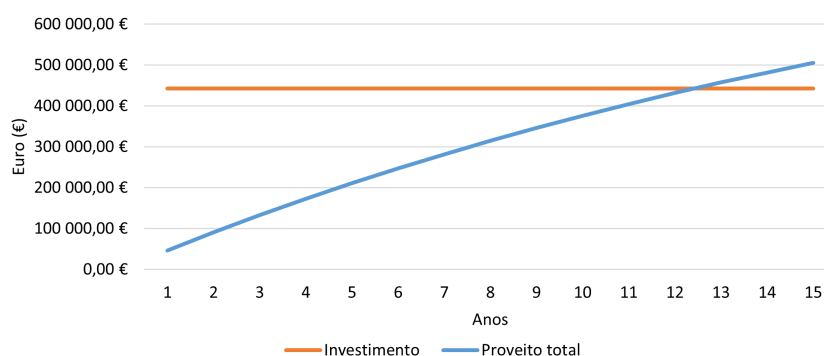


Figura 5.11: Retorno do investimento ao longo dos anos - Caso de Estudo B.

A Tabela 5.7 apresenta os valores dos proveitos anuais e o proveito total.

Tabela 5.7: Análise anual - Caso de Estudo B.

Ano	Investimento/ Proveitos anuais	Proveito total
0	-442 500,00 €	- €
1	46 335,84 €	46 335,84 €
2	44 129,37 €	90 465,21 €
3	42 027,97 €	132 493,18 €
4	40 026,64 €	172 519,82 €
5	38 120,61 €	210 640,43 €
6	36 305,34 €	246 945,77 €
7	34 576,52 €	281 522,29 €
8	32 930,02 €	314 452,30 €
9	31 361,92 €	345 814,22 €
10	29 868,49 €	375 682,72 €
11	28 446,19 €	404 128,90 €
12	27 091,61 €	431 220,51 €
13	25 801,53 €	457 022,04 €
14	24 572,88 €	481 594,92 €
15	23 402,75 €	504 997,67 €

Mais uma vez, tal como feito na Caso de Estudo anterior, para compreender a viabilidade do investimento foi comparado a soma dos proveitos anuais com o investimento inicial.

A Tabela 5.8 apresenta os valores do investimento inicial, bem como a receita, o VAL e o TIR.

Tabela 5.8: Investimento vs Proveito total - Caso de Estudo B.

Investimento	442 500,00 €
Receita	504 997,67 €
VAL	62 497,67 €
TIR	7,02%

Para o Caso de Estudo B, o valor do VAL é positivo e significativamente mais elevado do que no Caso A, pelo que nesta situação se pode considerar que este investimento seria viável.

5.3 Análise à variação do número de baterias no parque solar FV

Neste subcapítulo são apresentados os resultados do estudo realizado se o número de baterias no parque solar FV se alterar e os impactos que estas alterações podem provocar na remuneração anual do parque, no VAL e no TIR.

No **Caso de Estudo A** os resultados obtidos para a análise em questão estão apresentados na Tabela 5.9.

Tabela 5.9: Análise à variação do número de baterias - Caso de Estudo A.

Nº Baterias	Investimento	Proveito total	Retorno (ao fim de 15 anos)	VAL	TIR
0	363 000,00 €	42 584,11 €	442 008,50 €	79 008,50 €	8,07%
25	382 875,00 €	42 646,61 €	442 657,23 €	59 782,23 €	7,23%
50	402 750,00 €	42 710,13 €	443 316,54 €	40 566,54 €	6,46%
75	422 625,00 €	42 774,59 €	443 985,62 €	21 360,62 €	5,74%
100	442 500,00 €	42 839,98 €	444 664,29 €	2 164,29 €	5,07%
102	444 090,00 €	42 845,29 €	444 719,46 €	629,46 €	5,02%
103	444 885,00 €	42 847,94 €	444 746,96 €	-138,04 €	5,00%
125	462 375,00 €	42 906,71 €	445 356,98 €	-17 018,02 €	4,45%
150	482 250,00 €	42 973,35 €	446 048,68 €	-36 201,32 €	3,87%
175	502 125,00 €	43 038,58 €	446 725,74 €	-55 399,26 €	3,32%
200	522 000,00 €	43 102,87 €	447 393,05 €	-74 606,95 €	2,80%

Analisando os valores apresentados na tabela anterior, é possível perceber que à medida que o número de baterias instaladas no parque aumenta:

- o investimento inicial também vai aumentando, o que é espectável dado que o custo das baterias aumenta;
- o proveito total também vai aumentando, algo que já se estaria à espera, uma vez que mais baterias permitem uma maior capacidade de armazenamento o que gera um maior retorno económico;
- o retorno ao fim dos 15 anos também aumenta dado que o proveito total aumenta;
- no entanto, o VAL diminui, visto que o aumento do investimento é mais elevado que o aumento do proveito total devido à operação do sistema;
- a TIR diminui, dado que o VAL também diminui.

Visto que o aumento do custo de investimento é superior ao aumento dos proveitos é expectável que a partir de um determinado número de baterias o investimento deixe de se tornar rentável. Para

o Caso de Estudo A o número de baterias em que o VAL passa a ser negativo situa-se entre 102 e 103.

A Figura 5.12 representa os efeitos económicos resultantes do aumento do número de baterias.

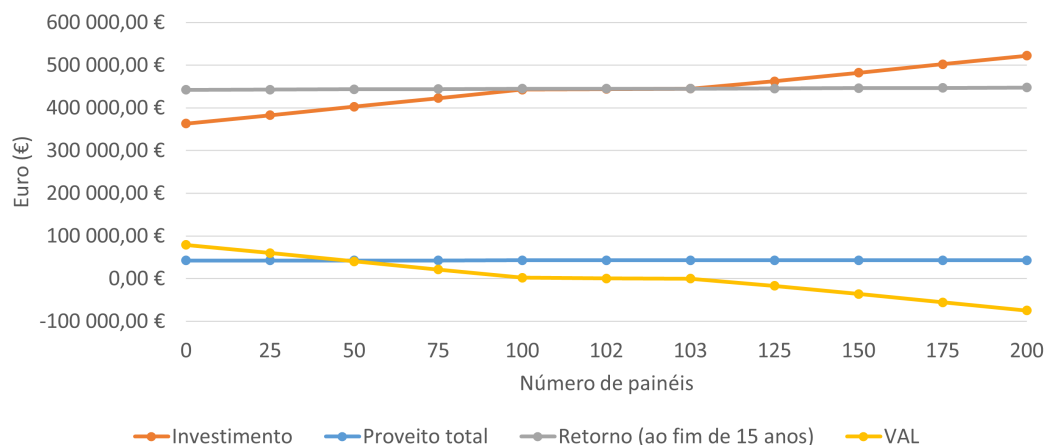


Figura 5.12: Variação do número de baterias e seus efeitos económicos - Caso de Estudo A.

No **Caso de Estudo B** os resultados obtidos para a análise em questão estão apresentados na Tabela 5.10.

Tabela 5.10: Análise à variação do número de baterias - Caso de Estudo B.

Nº Baterias	Investimento	Proveito total	Retorno (ao fim de 15 anos)	VAL	TIR
0	363 000,00 €	48 399,47 €	502 369,95 €	139 369,95 €	10,25%
25	382 875,00 €	48 461,80 €	503 016,91 €	120 141,91 €	9,34%
50	402 750,00 €	48 524,44 €	503 667,09 €	100 917,09 €	8,51%
75	422 625,00 €	48 587,94 €	504 326,20 €	81 701,20 €	7,74%
100	442 500,00 €	48 652,63 €	504 997,67 €	62 497,67 €	7,02%
125	462 375,00 €	48 718,78 €	505 684,28 €	43 309,28 €	6,36%
150	482 250,00 €	48 786,27 €	506 384,80 €	24 134,80 €	5,73%
175	502 125,00 €	48 854,84 €	507 096,53 €	4 971,53 €	5,15%
181	506 895,00 €	48 871,45 €	507 268,94 €	379,37 €	5,01%
182	507 690,00 €	48 874,22 €	507 297,69 €	-392,31 €	4,99%
200	522 000,00 €	48 924,34 €	507 817,92 €	-14 182,08 €	4,60%

Para o Caso de Estudo B a análise é idêntica à anterior, contudo registam-se algumas diferenças, tais como:

- maiores valores de proveito total, retorno ao fim de 15 anos e VAL com o aumento do número de baterias;

- para o mesmo número de baterias o Caso B apresenta um TIR cerca de 2% mais elevado que no Caso A;
- o Caso de Estudo B permite que o número de baterias seja mais elevado em 80 que no Caso A, até que o investimento se torne não rentável.

A Figura 5.13 representa os efeitos económicos resultantes do aumento do número de baterias.

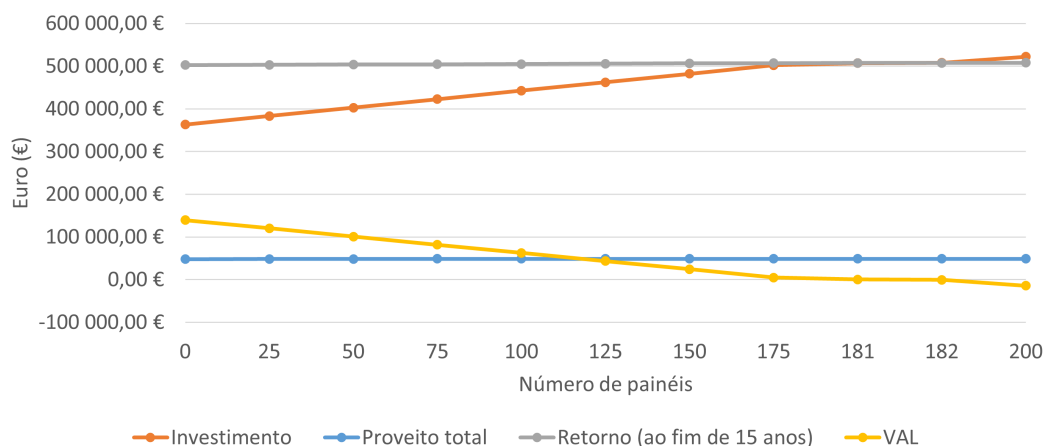


Figura 5.13: Variação do número de baterias e seus efeitos económicos - Caso de Estudo B.

Concluindo, o aumento de uma unidade de bateria em ambos os casos apresenta um custo de investimento de 795,00 €, um proveito total de 2,49 € e um retorno ao fim de 15 anos de 25,85 €. A Tabela 5.11 apresenta os resultados obtidos nos parâmetros em análise para o aumento de uma unidade de bateria em ambos os casos de estudo.

Tabela 5.11: Análise final à variação do número de baterias resultante da instalação de uma bateria adicional.

	Caso A	Caso B
Proveito total	2,49 €	2,49 €
Retorno (15 anos)	25,85 €	25,85 €
VAL	- 769,15 €	- 769,15 €

Capítulo 6

Análise de sensibilidade

Neste capítulo descreve-se a análise de sensibilidade que foi realizada a um dos Casos de Estudo desenvolvidos nesta dissertação. Assim sendo, é apresentado em seguida um estudo em relação aos parâmetros que podem influenciar a estimativa da remuneração anual de um parque solar FV com baterias.

Os parâmetros estabelecidos para realizar esta análise de sensibilidade foram:

- Preço das baterias;
- Capacidade do parque;
- Preço da energia elétrica no MIBEL;
- Irradiação solar.

O Caso de Estudo utilizado para realizar a análise de sensibilidade foi o Caso B, localizado na cidade de Beja, dado que se trata do caso que apresentou maior viabilidade económica.

Para além da análise do impacto que cada um destes parâmetros tem na remuneração anual, serão também analisados e apresentados os impactos que esses parâmetros provocam noutros resultados, tais como, o custo de investimento inicial, o retorno financeiro ao fim dos 15 anos de vida esperado do parque FV, o VAL e a TIR.

6.1 Preço das baterias

O primeiro parâmetro em análise foi o preço das baterias, uma vez que se trata de um fator que apresenta grande peso no custo inicial de investimento do parque FV.

O preço das baterias de íões de lítio definido na realização deste trabalho é de 331,25 €/kWh, o que resulta em 795,00 € das baterias com capacidade de 2,4 kWh referidos no capítulo 5. Este preço inclui de forma aproximada o preço das baterias propriamente dita, dos inversores, da cablagem utilizada e da instalação.

Antes de realizar o estudo é preciso compreender de que forma se encontra a evoluir o mercado das baterias de íões de lítio. Segundo [89], os preços das baterias propriamente ditas tem vindo a cair anualmente, pelo que é de esperar que esta tendência de queda se mantenha com o surgimento de mais soluções tecnológicas de armazenamento de energia. Desta forma, com os preços das baterias a descer é de esperar que, futuramente, o investimento inicial de uma instalação como o caso em estudo seja inferior ao que é atualmente.

A Figura 6.1 ilustra a evolução dos preços das baterias de íões de lítio, em USD/kWh, nos últimos anos.

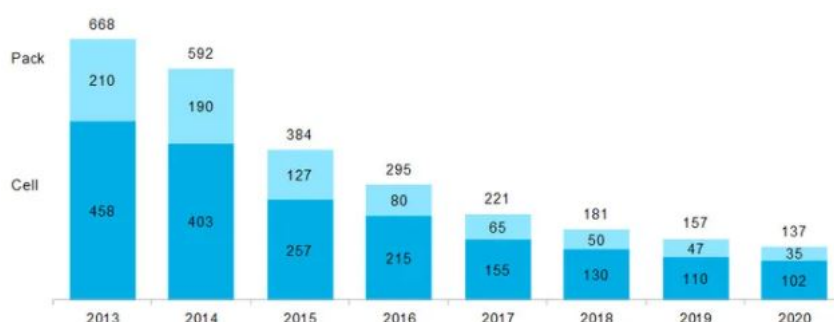


Figura 6.1: Evolução dos preços das baterias de íões de lítio nos últimos anos. Fonte:[89]

Em 2013, o preço das baterias estava fixado nos 668 USD/kWh, aproximadamente 545 €/kWh. Já no ano de 2020, o preço das baterias era de 137 USD/kWh, cerca de 111 €/kWh. Ou seja, em 7 anos registou-se uma queda nos preços das baterias em torno dos 80%.

Posto isto, decidiu-se então que a redução do preço das baterias era aspeto essencial na análise de sensibilidade do problema. Neste estudo reduziu-se o preço em intervalos de 10% de forma a compreender que efeitos estas alterações teriam no caso em estudo. É expectável que este parâmetro apenas tenha impacto direto no investimento inicial do parque FV e, consequentemente, este impacto se reflita no VAL e na TIR.

Na Tabela 6.1 são apresentados os resultados obtidos com esta análise e a Figura 6.2 apresenta graficamente estes resultados.

Tabela 6.1: Análise de sensibilidade ao preço das baterias.

%	Preço Baterias (€)	Investimento (€)	Proveito total (€)	Retorno 15 anos (€)	VAL (€)	TIR (%)
0	795,00 €	442 500,00 €	48 652,63 €	504 997,66 €	62 497,66 €	7,02%
10%	715,50 €	434 550,00 €	48 652,63 €	504 997,66 €	70 447,66 €	7,31%
20%	636,00 €	426 600,00 €	48 652,63 €	504 997,66 €	78 397,66 €	7,61%
30%	556,50 €	418 650,00 €	48 652,63 €	504 997,66 €	86 347,66 €	7,91%
40%	477,00 €	410 700,00 €	48 652,63 €	504 997,66 €	94 297,66 €	8,23%
50%	397,50 €	402 750,00 €	48 652,63 €	504 997,66 €	102 247,66 €	8,55%
60%	318,00 €	394 800,00 €	48 652,63 €	504 997,66 €	110 197,66 €	8,89%
70%	238,50 €	386 850,00 €	48 652,63 €	504 997,66 €	118 147,66 €	9,23%
80%	159,00 €	378 900,00 €	48 652,63 €	504 997,66 €	126 097,66 €	9,59%
90%	79,50 €	370 950,00 €	48 652,63 €	504 997,66 €	134 047,66 €	9,96%

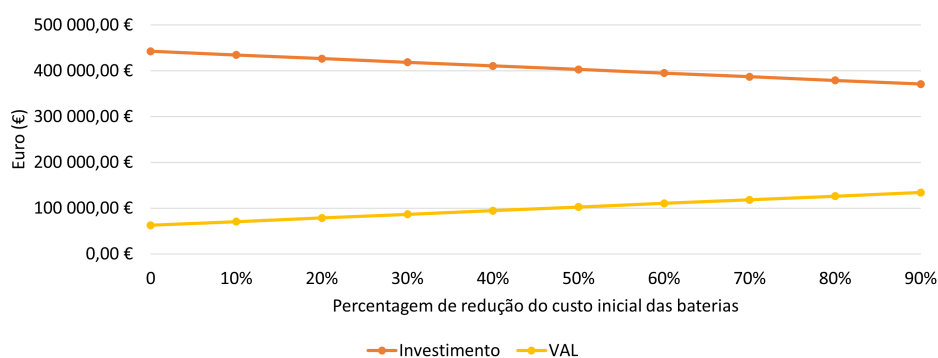


Figura 6.2: Evolução do impacto da redução dos preços das baterias.

Como seria de esperar, verifica-se que o preço das baterias apenas tem influência no investimento inicial do parque FV, enquanto que o proveito total e o retorno ao fim de 15 anos se mantêm inalterados dado que a mudança do preço em nada influencia a operação do parque e como tal não trará alterações nestes dois resultados. Olhando aos resultados observa-se que a descida do preço das baterias é proporcional ao aumento do VAL, isto é, a redução de 10% do preço resulta, neste caso, numa diminuição do investimento inicial de 7950,00 € e, consequentemente, no aumento do VAL no valor 7950,00 €. Do primeiro para o último cenário a TIR aumentou 2,94%.

6.2 Capacidade do parque

O parâmetro que foi analisado em seguida foi a capacidade do parque, ou seja, tentou-se compreender de que forma é que aumentando o número de painéis solares instalados seria mais vantajoso do ponto de vista económico para o parque FV.

Assim, tal como na análise anterior, para o estudo deste parâmetro também foram utilizados intervalos de 10% como método de ensaio. Neste caso concreto, o aumento de 10% corresponde a um aumento de 300 painéis solares instalados, o que resulta num aumento na potência instalada no valor de 60 kW. Em termos financeiros cada um destes acréscimos custa mais 36 300,00 € no investimento inicial da instalação.

No parâmetro em análise optou-se por fazer um estudo até 3 vezes mais que a capacidade inicial do parque FV considerada no Capítulo 5.

A Tabela 6.2 apresenta os resultados obtidos nesta análise e a Figura 6.3 representa graficamente esses resultados.

Tabela 6.2: Análise de sensibilidade à capacidade do parque.

%	Nº painéis	Capacidade parque (kW)	Investimento (€)	Proveito total (€)	Retorno 15 anos (€)	VAL (€)	TIR (%)
0	3000	600	442 500,00 €	48 652,63 €	504 997,66 €	62 497,66 €	7,02%
10%	3300	660	478 800,00 €	53 491,87 €	555 227,32 €	76 427,32 €	7,28%
20%	3600	720	515 100,00 €	58 331,27 €	605 458,64 €	90 358,64 €	7,49%
30%	3900	780	551 400,00 €	63 170,74 €	655 690,68 €	104 290,68 €	7,68%
40%	4200	840	587 700,00 €	68 010,30 €	705 923,66 €	118 223,66 €	7,84%
50%	4500	900	624 000,00 €	72 849,96 €	756 157,67 €	132 157,67 €	7,99%
60%	4800	960	660 300,00 €	77 689,69 €	806 392,42 €	146 092,42 €	8,12%
70%	5100	1020	696 600,00 €	82 529,46 €	856 627,57 €	160 027,57 €	8,23%
80%	5400	1080	732 900,00 €	87 369,25 €	906 862,94 €	173 962,94 €	8,33%
90%	5700	1140	769 200,00 €	92 209,06 €	957 098,51 €	187 898,51 €	8,42%
100%	6000	1200	805 500,00 €	97 048,89 €	1 007 334,29 €	201 834,29 €	8,51%
110%	6300	1260	841 800,00 €	101 888,72 €	1 057 570,07 €	215 770,07 €	8,59%
120%	6600	1320	878 100,00 €	106 728,58 €	1 107 806,16 €	229 706,16 €	8,66%
130%	6900	1380	914 400,00 €	111 568,44 €	1 158 042,26 €	243 642,26 €	8,72%
140%	7200	1440	950 700,00 €	116 408,31 €	1 208 278,45 €	257 578,45 €	8,78%
150%	7500	1500	987 000,00 €	121 248,20 €	1 258 514,85 €	271 514,85 €	8,83%
160%	7800	1560	1 023 300,00 €	126 088,10 €	1 308 751,36 €	285 451,36 €	8,88%
170%	8100	1620	1 059 600,00 €	130 928,01 €	1 358 987,97 €	299 387,97 €	8,93%
180%	8400	1680	1 095 900,00 €	135 767,92 €	1 409 224,58 €	313 324,58 €	8,98%
190%	8700	1740	1 132 200,00 €	140 607,85 €	1 459 461,40 €	327 261,40 €	9,02%
200%	9000	1800	1 168 500,00 €	145 447,78 €	1 509 698,22 €	341 198,22 €	9,06%

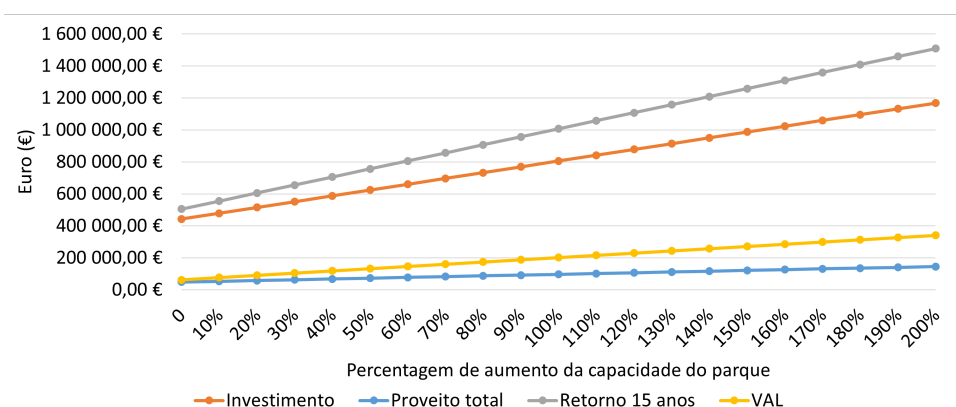


Figura 6.3: Evolução do impacto do acréscimo da capacidade do parque.

Numa análise em conjunto desta tabela e desta figura é possível compreender que o incremento do número de painéis solares provoca um crescimento do proveito total no parque FV, significando isto que o aumento da potência instalada resulta numa maior remuneração anual, algo que era expectável. Posto isto, um maior proveito leva a um maior retorno ao fim de 15 anos o que, por sua vez, leva a um aumento do VAL e da TIR.

Sabendo que o reforço da capacidade do parque FV é linear e que por cada incremento custa 36 300,00 €, foi necessário perceber se os outros resultados são igualmente lineares ou aumentam de forma diferente por cada acréscimo simulado. Desta forma, foram calculadas as diferenças entre cada incremento para os proveitos totais, retorno 15 anos e o VAL.

A Tabela 6.3 apresenta os resultados obtidos para estas diferenças entre cada incremento.

Tabela 6.3: Diferenças resultante do incremento da capacidade do parque.

Incremento da capacidade	Proveito total (€)	Retorno 15 anos (€)	VAL (€)
0 - 10%	4 839,24 €	50 229,66 €	13 929,66 €
10% - 20%	4 839,40 €	50 231,32 €	13 931,32 €
20% - 30%	4 839,47 €	50 232,04 €	13 932,04 €
30% - 40%	4 839,56 €	50 232,98 €	13 932,98 €
40% - 50%	4 839,66 €	50 234,02 €	13 934,02 €
50% - 60%	4 839,73 €	50 234,74 €	13 934,74 €
60% - 70%	4 839,77 €	50 235,16 €	13 935,16 €
70% - 80%	4 839,79 €	50 235,37 €	13 935,37 €
80% - 90%	4 839,81 €	50 235,57 €	13 935,57 €
90% - 100%	4 839,83 €	50 235,78 €	13 935,78 €
100% - 110%	4 839,83 €	50 235,78 €	13 935,78 €
110% - 120%	4 839,86 €	50 236,09 €	13 936,09 €
120% - 130%	4 839,86 €	50 236,09 €	13 936,09 €
130% - 140%	4 839,87 €	50 236,20 €	13 936,20 €
140% - 150%	4 839,89 €	50 236,40 €	13 936,40 €
150% - 160%	4 839,90 €	50 236,51 €	13 936,51 €
160% - 170%	4 839,91 €	50 236,61 €	13 936,61 €
170% - 180%	4 839,91 €	50 236,61 €	13 936,61 €
180% - 190%	4 839,93 €	50 236,82 €	13 936,82 €
190% - 200%	4 839,93 €	50 236,82 €	13 936,82 €

As Figuras 6.4, 6.5 e 6.6 representam a evolução dos resultados apresentados na tabela anterior. Em cada um destes gráfico encontra-se representado uma linha vertical vermelha que assinala o incremento a partir do qual os ganhos se tornam constantes.

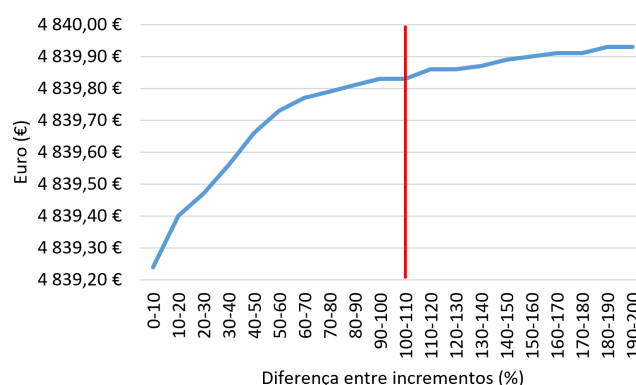


Figura 6.4: Evolução dos resultados no acréscimo da capacidade do parque para o proveito total.

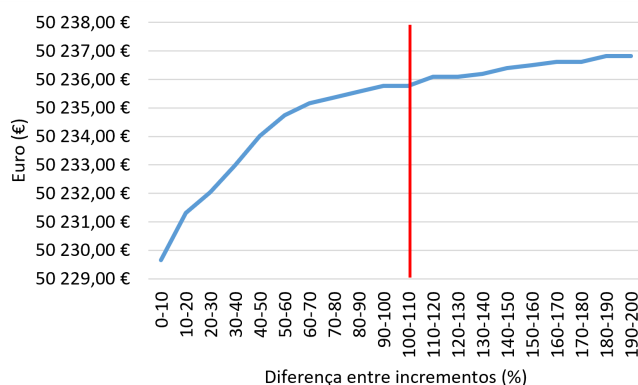


Figura 6.5: Evolução dos resultados no acréscimo da capacidade do parque para o retorno 15 anos.

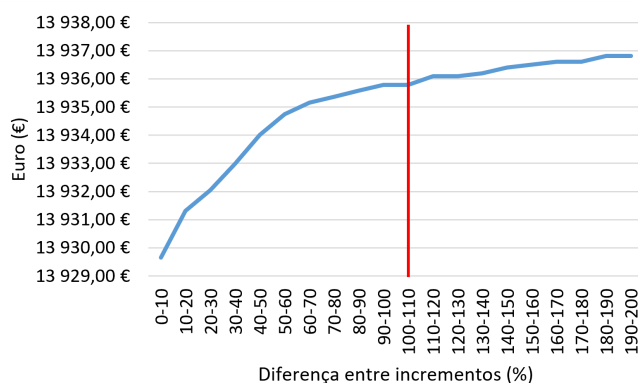


Figura 6.6: Evolução dos resultados no acréscimo da capacidade do parque para o VAL.

Pela análise da Tabela 6.3 é possível compreender que por cada incremento simulado o pro-
 veito total aumenta cerca de 4 839,00 €, o retorno aumenta entre 50 230,00 € e 50 237,00 € e o
 VAL aumenta entre 13 930,00 € e 13 937,00 €.

Já pela análise dos gráficos das Figuras 6.4, 6.5 e 6.6 verifica-se um crescimento maior no
 valor dos resultados com o aumento da capacidade do parque até os 100%-110%, porém a partir
 desses valores os ganhos estabilizam. Como referido anteriormente a linha vermelha marca esse
 momento.

Relativamente a TIR, do cenário inicial para o último, aumentou 2,04%.

6.3 Preço da energia elétrica no MIBEL

O terceiro parâmetro analisado neste capítulo foi o preço da energia elétrica no mercado diário do MIBEL e a influência deste na remuneração anual do parque FV. Ao invés das duas análises anteriores esta análise em nada irá variar o custo de investimento inicial da instalação, uma vez que a alteração se dá no preço de venda de energia, e este fator irá apenas influenciar o proveito total, o retorno ao fim de 15 anos e, consequentemente, o valor do VAL e da TIR.

Esta análise consiste em aumentar os preços do mercado diário do MIBEL nas horas estabelecidas como horário de descarga das baterias, horário esse entre as 18h e as 22h, e desta forma perceber de que maneira esse aumento permite aumentar a viabilidade ao investimento. O incremento dos preços utilizado foi em intervalos de 0,50 €/MWh.

A Tabela 6.4 apresenta os resultados obtidos para esta análise e as Figuras 6.7 e 6.8 representam graficamente estes resultados.

Tabela 6.4: Análise de sensibilidade ao preço do MIBEL.

Preços MIBEL	Investimento (€)	Proveito total (€)	Retorno 15 anos (€)	VAL (€)	TIR (%)
Original	442 500,00 €	48 652,63 €	504 997,66 €	62 497,66 €	7,02%
Orig. + 0,50 €	442 500,00 €	48 700,51 €	505 494,64 €	62 994,64 €	7,04%
Orig. + 1,00 €	442 500,00 €	48 745,27 €	505 959,23 €	63 459,23 €	7,05%
Orig. + 1,50 €	442 500,00 €	48 792,21 €	506 446,45 €	63 946,45 €	7,07%
Orig. + 2,00 €	442 500,00 €	48 838,75 €	506 929,52 €	64 429,52 €	7,08%
Orig. + 2,50 €	442 500,00 €	48 885,54 €	507 415,19 €	64 915,19 €	7,10%
Orig. + 3,00 €	442 500,00 €	48 932,34 €	507 900,96 €	65 400,96 €	7,11%
Orig. + 3,50 €	442 500,00 €	48 979,46 €	508 390,05 €	65 890,05 €	7,13%
Orig. + 4,00 €	442 500,00 €	49 026,48 €	508 878,10 €	66 378,10 €	7,14%
Orig. + 4,50 €	442 500,00 €	49 073,08 €	509 361,79 €	66 861,79 €	7,16%
Orig. + 5,00 €	442 500,00 €	49 120,19 €	509 850,77 €	67 350,77 €	7,17%
Orig. + 5,50 €	442 500,00 €	49 167,10 €	510 337,68 €	67 837,68 €	7,19%
Orig. + 6,00 €	442 500,00 €	49 214,99 €	510 834,77 €	68 334,77 €	7,20%
Orig. + 6,50 €	442 500,00 €	49 261,99 €	511 322,61 €	68 822,61 €	7,21%
Orig. + 7,00 €	442 500,00 €	49 308,82 €	511 808,69 €	69 308,69 €	7,24%
Orig. + 7,50 €	442 500,00 €	49 355,85 €	512 296,85 €	69 796,85 €	7,25%
Orig. + 8,00 €	442 500,00 €	49 402,78 €	512 783,96 €	70 283,96 €	7,27%

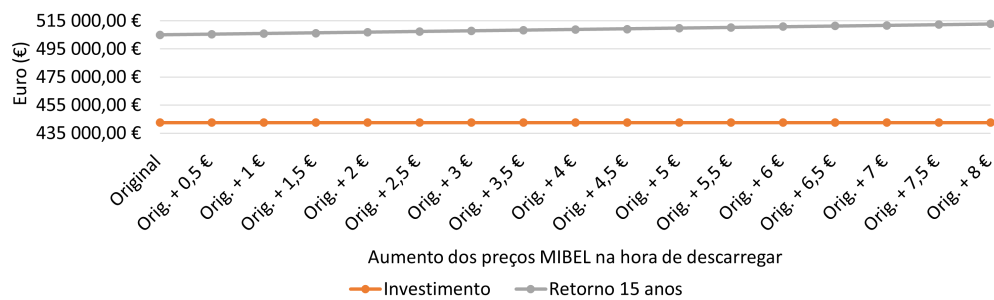


Figura 6.7: Evolução do impacto do acréscimo do Preço MIBEL no investimento e no Retorno 15 anos.

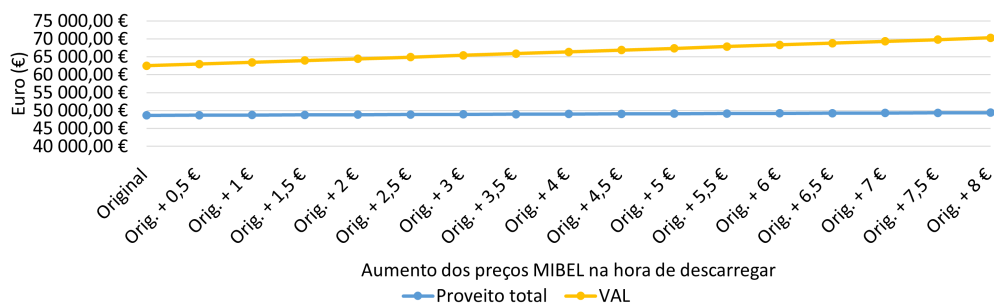


Figura 6.8: Evolução do impacto do acréscimo do Preço MIBEL no proveito total e no VAL.

Na Figuras 6.7 é possível verificar que o incremento gradual dos preços do mercado diário do MIBEL provoca o aumento do retorno ao fim de 15 anos mas que o investimento inicial se mantém inalterado, algo que seria expectável. Já na Figura 6.8 pode-se observar que o mesmo acréscimo dos preços provoca um ligeiro aumento do proveito total e um aumento do VAL.

Da mesma forma que no parâmetro anterior, também para os preços do MIBEL foi calculada a diferença de valores com o incremento do preço para perceber a influência daquele acréscimo nos resultados. Contudo, para este parâmetro não se calculou a diferença nos valores do VAL, dado que se o investimento se mantém inalterado e apenas varia o retorno, então os valores da diferença do VAL serão iguais aos valores da diferença do retorno.

A Tabela 6.5 apresenta os resultados obtidos para as diferenças entre cada incremento.

Tabela 6.5: Diferenças resultante do incremento dos preços do MIBEL.

Incremento do preço MIBEL	Proveito total (€)	Retorno 15 anos (€)
0 € - 0,50 €	47,88 €	496,98 €
0,50 € - 1,00 €	44,76 €	464,59 €
1,00 € - 1,50 €	46,94 €	487,22 €
1,50 € - 2,00 €	46,54 €	483,07 €
2,00 € - 2,50 €	46,79 €	485,66 €
2,50 € - 3,00 €	46,80 €	485,77 €
3,00 € - 3,50 €	47,12 €	489,09 €
3,50 € - 4,00 €	47,02 €	488,05 €
4,00 € - 4,50 €	46,60 €	483,69 €
4,50 € - 5,00 €	47,11 €	488,99 €
5,00 € - 5,50 €	46,91 €	486,91 €
5,50 € - 6,00 €	47,89 €	497,08 €
6,00 € - 6,50 €	47,00 €	487,84 €
6,50 € - 7,00 €	46,83 €	486,08 €
7,00 € - 7,50 €	47,03 €	488,16 €
7,50 € - 8,00 €	46,93 €	487,12 €

Verifica-se então que o incremento dos preços MIBEL resulta num aumento do valor do proveito total em torno dos 47,00 € e um aumento do valor do retorno, em média, de 487,00 €.

Relativamente ao aumento da TIR, desde o cenário original até ao último cenário em análise, registou-se um aumento de 0,25%, podendo isto indicar que os preços do MIBEL tem pouco impacto na melhoria da viabilidade do investimento. Tal é possível concluir uma vez que, mesmo tendo aumentado consideravelmente os preços da venda da energia elétrica armazenada face aos considerados inicialmente, a TIR não aumentou tanto como nos cenários analisados anteriormente.

6.4 Irradiação solar

O último parâmetro em análise diz respeito à irradiação solar, uma vez que o Caso em Estudo corresponde a um parque solar FV e a sua produção de energia está fortemente dependente deste parâmetro. Portanto, é expectável que este fator tenha um grande impacto nos resultados finais do proveito total, do retorno ao fim de 15 anos e, consequentemente, tenha impacto no VAL e na TIR.

De forma a realizar a análise deste parâmetro começou-se por aplicar o método apresentado anteriormente para uma localização onde seria expectável que houvesse uma maior exposição solar. Assim sendo, optou-se por uma zona na região do Deserto do *Saara*, visto que na área geográfica de Portugal Continental não se verificam grandes variações de exposição solar.

A Figura 6.9 ilustra a distribuição da irradiação solar num recorte do mapa mundo. Encontra-se também assinalado nesta imagem a localização escolhida no deserto do *Saara* para a análise deste parâmetro.

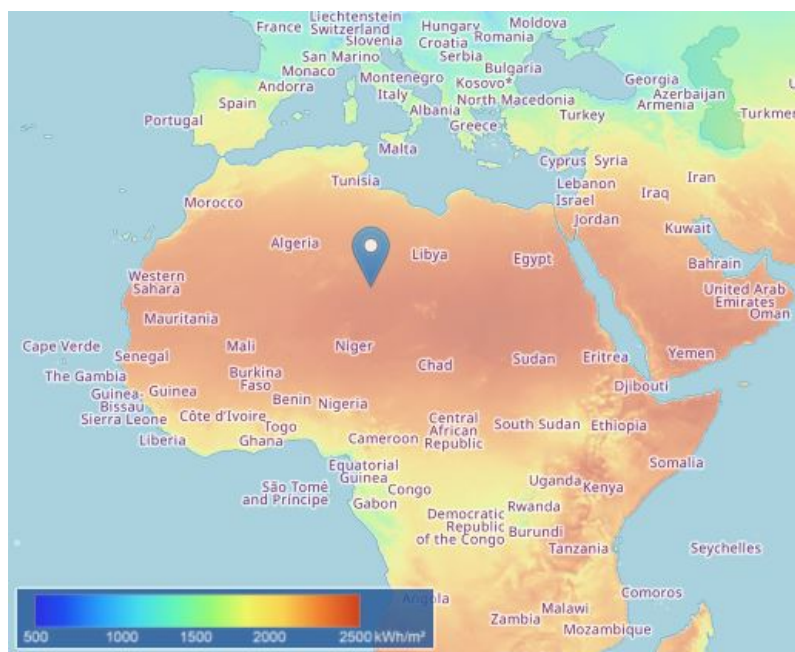


Figura 6.9: Recorte do mapa de irradiação solar. Fonte:[88]

Verifica-se pela Figura 6.9, através do sistema de cores, que Portugal possui uma exposição solar claramente pior que a registada no Deserto do *Saara*. Por um lado Portugal encontra-se colorido com cores entre o verde e o amarelo, ou seja, uma irradiação solar entre os 1500 e os 2000 kWh/m². Por seu lado, o Deserto do *Saara* encontra-se colorido com a cor vermelha, querendo indicar que aquela zona possui uma irradiação solar de 2500 kWh/m².

Considerando então esta localização obtiveram-se os resultados apresentados na Tabela 6.6 para a simulação no caso referente à localização do Parque FV no Deserto do *Saara*. A tabela apresenta os resultados económicos para os cenários em que o parque solar FV possui baterias e para o caso de não possuir estes equipamentos.

Tabela 6.6: Análise mensal económica - Caso do Deserto do *Saara*.

Mês	Retorno s/bat (€)	Retorno c/bat (€)	Diferença ret. (€)
1	6 765,70 €	6 785,52 €	19,82 €
2	5 187,65 €	5 215,66 €	28,00 €
3	5 095,41 €	5 108,82 €	13,41 €
4	5 606,90 €	5 628,81 €	21,91 €
5	5 105,45 €	5 104,58 €	- 0,88 €
6	4 399,03 €	4 417,52 €	18,49 €
7	4 792,59 €	4 790,00 €	- 2,60 €
8	4 200,40 €	4 210,38 €	9,98 €
9	4 074,49 €	4 098,59 €	24,10 €
10	4 767,91 €	4 810,43 €	42,52 €
11	4 447,84 €	4 486,06 €	38,22 €
12	3 918,28 €	3 954,86 €	36,58 €
SOMA	58 361,66 €	58 611,22 €	249,56 €

Em termos anuais e para o caso do parque solar FV com baterias os resultados obtidos encontram-se representados na Tabela 6.7

Tabela 6.7: Investimento vs Proveito total - Caso do Deserto do *Saara*.

Investimento	442 500,00 €
Proveito total	608 364,47 €
VAL	165 864,47 €
TIR	10,13%

Posto isto, quando comparado este cenário com os dois casos de estudo apresentados no Capítulo 5, é possível compreender de que forma o parâmetro da irradiação solar influencia os resultados finais. A Tabela 6.8 apresenta os resultados obtidos para esta análise.

Tabela 6.8: Análise de sensibilidade à Irradiação Solar.

Local	Investimento	Proveito total	Retorno 15 anos	VAL	TIR
Norte Portugal	442 500,00 €	42 839,98 €	444 664,29 €	2 164,29 €	5,07%
Sul Portugal	442 500,00 €	48 652,63 €	504 997,67 €	62 497,67 €	7,02%
Deserto Saara	442 500,00 €	58 611,22 €	608 364,47 €	165 864,47 €	10,13%

Analisando os resultados apresentados na tabela anterior é possível verificar que com o aumento da irradiação solar existe também um aumento dos ganhos, algo que seria espectacular.

Olhando aos dois casos em Portugal Continental, observa-se que a mudança de localização do norte para o sul do país possibilitou um aumento de 5 812,26 € no proveito total, o que resulta num ganho final do investimento de mais 60 333,38 €. Quando comparado o melhor cenário em Portugal (Sul) com o cenário referente ao Deserto do *Saara*, os ganhos são ainda maiores, isto é, o proveito total regista um aumento de 9 958,59 € o que resulta num aumento do valor do VAL de mais 103 366,80 €.

Relativamente a TIR esta regista um aumento de 5,06% entre o caso no Norte de Portugal e o caso do Deserto do *Saara*.

É portanto possível concluir que este parâmetro tem um peso significativo a nível económico num investimento deste género.

Capítulo 7

Considerações Finais

Neste capítulo, apresenta-se uma retrospectiva dos objetivos alcançados, bem como das principais conclusões a destacar em cada capítulo desta dissertação. Apresentam-se, ainda, algumas sugestões a seguir para trabalhos futuros com o intuito de melhorar e automatizar a ferramenta desenvolvida.

7.1 Conclusões

Nesta dissertação foi desenvolvido uma aplicação de simulação da operação de um parque solar fotovoltaico com baterias, tendo como principal objetivo estimar a remuneração anual de um parque FV e avaliar a viabilidade do investimento.

Os Capítulos 2 e 3 serviram como suporte inicial para este trabalho. Quer isto dizer que o Capítulo 2 foi essencial não só para compreender os recursos renováveis com aproveitamento energético existentes atualmente no mundo, bem como para compreender em termos de números como se encontra a aposta nas FER. Desta forma, foi então possível perceber que a energia solar é uma tecnologia que já se encontra bastante desenvolvida e que, por isso, os avanços nesta área são cada vez mais no sentido de maximizar a sua eficiência. Assim sendo, uma das formas de rentabilizar o seu rendimento surge da junção do recurso solar com as tecnologias de armazenamento.

O Capítulo 3 ajudou a conhecer as diferentes tecnologias de armazenamento de energia existentes, como também ajudou a perceber o nível de maturidade em que se encontra cada uma destas. Após uma análise às inúmeras tecnologias existentes, concluiu-se que a mais indicada para este trabalho corresponde às baterias de iões de lítio, uma vez que são dispositivos que já apresentam um bom nível de maturidade, uma eficiência bastante satisfatória, uma capacidade de armazenamento considerável e o seu preço de mercado tem vindo a diminuir.

Posto isto, foi desenvolvida a ferramenta de simulação da operação de um parque solar FV com baterias utilizando *software Excel*, na qual se pode alterar a potência instalada no parque FV e a capacidade de armazenamento das baterias. Estabelecidos os parâmetros anteriores e associando-lhes um perfil de produção e os preços de energia elétrica do MIBEL, a ferramenta de simulação permite estimar a remuneração anual do parque FV.

Tendo em conta os resultados obtidos para cada caso de estudo, observa-se que a localização tem uma grande influência na remuneração anual do parque FV e na viabilidade económica do sistema. Na simulação dos dois casos de estudo, as instalações possuíam as mesmas características (3000 módulos FV e 100 baterias), apenas se alterava a localização em cada caso. No Caso A, localizado a norte do país estimou-se que a remuneração anual era de 42 839,98 €, um valor inferior face aos 48 652,63 € da remuneração anual estimada para o Caso B, localizado a sul do país. Olhando ao retorno económico, no final dos 15 anos de vida esperados para o parque FV, o Caso A registou um retorno de 444 664,29 €, enquanto que o Caso B registou um retorno de 504 997,67 €. Sendo que os casos de estudo possuíam as mesmas características, então o custo de investimento inicial de 442 500,00 € era igual para ambos. Calculando o VAL para os dois casos, concluiu-se que um investimento deste género seria mais viável no Caso B que apresenta um VAL de 62 497,67 €, consideravelmente superior face ao Caso A, que apenas apresenta um VAL de 2 164,29 €.

A análise de sensibilidades realizada permitiu perceber que certos parâmetros têm maior impacto que outros no resultado final da estimativa da remuneração anual do parque FV. Em cada análise partiu-se do caso inicial e foram alterados os parâmetros até cenários extremos. Desta forma, depreende-se que dos parâmetros analisados a irradiação solar destaca-se como o fator que maior efeito tem sobre a remuneração anual, registando um aumento de 5,06% na TIR entre o cenário inicial e o final. Por seu lado, o parâmetro que menos impacto traz à remuneração anual do parque diz respeito ao preço do MIBEL, nos horários de descarga das baterias onde apenas se registou um aumento da TIR de 0,25% entre os dois cenários.

7.2 Trabalhos Futuros

A primeira sugestão para trabalhos futuros consiste em utilizar uma outra forma de identificar o preço mais alto para descarregar as baterias, visto que o método utilizado apenas faz a comparação dos preços com o valor imediatamente a seguir e indica como sendo o preço maior sempre que esta comparação for verdadeira. O descarregamento começa na primeira vez que esta comparação é verdadeira dentro do horário de descarga. Contudo esta hora pode não corresponder ao preço mais alto. Assim sendo, para trabalhos futuros seria útil utilizar um método que faça a comparação entre todos os valores horários dos preços de mercado.

A segunda sugestão passa por estabelecer um melhor método para definir os horários de descarga para as baterias. Uma vez que uma das principais limitações detetadas na ferramenta desenvolvida foi que em alguns dias do ano as baterias não descarregavam a energia armazenada. Esta situação acontecia porque a ferramenta estava restringida a encontrar o preço maior dentro do horário de descarga e, por vezes, não encontrava o preço mais alto nesse horário e armazenava para o dia seguinte. Porém, no dia seguinte as baterias podiam ser descarregadas a um preço inferior ao preço mais elevado do dia anterior. Desta forma, seria mais proveitoso não restringir o descarregamento a um horário, mas sim ao intervalo de tempo em que os preços são mais elevados.

A última sugestão desta dissertação seria tornar a ferramenta mais automatizada recorrendo a outro *software*, podendo desta forma resolver mais facilmente as limitações mencionadas nos parágrafos anteriores.

Anexo A

Caso de Estudo A - Norte

Nestes anexos serão apresentadas recorte das tabelas para análise diária de cada mês com todos os valores registrados para o caso de estudo A.

A.1 Janeiro

1	JANEIRO							
Dia	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat	Retorno s/bat (€)	Retorno (€)	Diferença ret. (€)
1	240	2353,09	2593,09	2593,09	0	164,42 €	165,38 €	0,96 €
2	240	1750,71	1990,71	1990,71	0	125,99 €	127,04 €	1,04 €
3	240	2320,95	2560,95	2560,95	0	173,69 €	174,03 €	0,34 €
4	240	2365,42	2605,42	2605,42	0	181,60 €	181,64 €	0,04 €
5	240	2309,24	2549,24	2549,24	0	165,44 €	165,58 €	0,14 €
6	240	2073,09	2313,09	2313,09	0	144,27 €	145,54 €	1,26 €
7	240	2421,02	2661,02	2661,02	0	180,56 €	180,56 €	0,01 €
8	240	2322,64	2562,64	2562,64	0	170,81 €	170,97 €	0,16 €
9	240	2392,33	2632,33	2632,33	0	172,76 €	172,95 €	0,20 €
10	240	2383,21	2623,21	2623,21	0	172,92 €	173,41 €	0,49 €
11	240	1880,44	2120,44	2120,44	0	142,73 €	142,98 €	0,26 €
12	240	2430,99	2670,99	2670,99	0	173,48 €	174,08 €	0,59 €
13	240	272,86	512,86	512,86	0	31,24 €	33,57 €	2,34 €
14	240	954,59	1194,59	1194,59	0	78,13 €	79,17 €	1,04 €
15	121,72	0,00	121,72	121,72	0	8,47 €	9,05 €	0,58 €
16	240	992,69	1232,69	1232,69	0	85,22 €	85,68 €	0,46 €
17	240	657,38	897,38	897,38	0	60,13 €	61,10 €	0,97 €
18	240	159,20	399,20	399,20	0	27,82 €	27,88 €	0,06 €
19	240	1730,11	1970,11	1970,11	0	129,57 €	129,78 €	0,20 €
20	240	1235,57	1475,57	1475,57	0	88,87 €	90,13 €	1,27 €
21	240	352,96	592,96	592,96	0	41,14 €	41,76 €	0,62 €
22	240	805,05	1045,05	1045,05	0	72,46 €	72,24 €	- 0,22 €
23	240	1437,32	1677,32	1677,32	0	106,17 €	106,54 €	0,37 €
24	240	2620,19	2860,19	2860,19	0	183,13 €	183,83 €	0,70 €
25	240	2496,19	2736,19	2736,19	0	185,84 €	185,94 €	0,10 €
26	240	2423,44	2663,44	2663,44	0	181,14 €	181,12 €	- 0,02 €
27	240	2474,09	2714,09	2714,09	0	126,35 €	131,63 €	5,28 €
28	240	2141,30	2381,30	2381,30	0	136,36 €	138,57 €	2,20 €
29	222,58	23,70	246,28	246,28	0	15,91 €	16,23 €	0,31 €
30	240	190,81	430,81	430,81	0	27,84 €	27,33 €	- 0,50 €
31	240	1787,42	2027,42	2027,42	0	120,70 €	120,01 €	- 0,69 €
SOMA	7304,30	49758,00	57062,30	57062,30	0	3 675,17 €	3 695,74 €	20,57 €

Figura A.1: Análise diária para o mês de janeiro - Caso de Estudo A

A.2 Fevereiro

2	FEVEREIRO							
Dia	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat	Retorno s/bat (€)	Retorno (€)	Diferença ret. (€)
1	240	1297,236	1537,236	1537,236	0	89,08 €	89,39 €	0,30 €
2	240	252,564	492,564	492,564	0	19,85 €	21,99 €	2,14 €
3	240	160,062	400,062	400,062	0	20,28 €	23,23 €	2,95 €
4	240	2023,35	2263,35	2263,35	0	145,74 €	146,78 €	1,03 €
5	240	2658,894	2898,894	2898,894	0	185,43 €	185,92 €	0,49 €
6	240	2155,236	2395,236	2395,236	0	147,27 €	147,63 €	0,36 €
7	240	2477,97	2717,97	2717,97	0	169,59 €	170,59 €	1,00 €
8	240	2902,152	3142,152	3142,152	0	186,41 €	186,32 €	- 0,09 €
9	240	2922,084	3162,084	3162,084	0	180,36 €	179,82 €	- 0,55 €
10	240	2836,386	3076,386	3076,386	0	110,94 €	117,41 €	6,47 €
11	240	1418,394	1658,394	1658,394	0	99,38 €	100,16 €	0,78 €
12	240	582,264	822,264	822,264	0	50,44 €	51,25 €	0,81 €
13	240	158,58	398,58	398,58	0	25,18 €	25,51 €	0,33 €
14	240	75,432	315,432	315,432	0	17,60 €	19,08 €	1,47 €
15	240	756,462	996,462	996,462	0	58,18 €	58,70 €	0,51 €
16	240	730,026	970,026	970,026	0	51,91 €	52,50 €	0,59 €
17	240	3088,668	3328,668	3328,668	0	154,95 €	158,11 €	3,16 €
18	240	3146,172	3386,172	3386,172	0	202,09 €	202,14 €	0,05 €
19	240	2436,594	2676,594	2676,594	0	160,59 €	160,74 €	0,15 €
20	240	341,424	581,424	581,424	0	33,25 €	33,67 €	0,42 €
21	240	3001,242	3241,242	3241,242	0	173,04 €	174,11 €	1,08 €
22	240	875,43	1115,43	1115,43	0	61,22 €	62,16 €	0,93 €
23	240	664,176	904,176	904,176	0	49,86 €	50,53 €	0,66 €
24	240	798,132	1038,132	1038,132	0	56,75 €	58,04 €	1,29 €
25	240	843,09	1083,09	1083,09	0	63,17 €	63,60 €	0,44 €
26	240	614,562	854,562	854,562	0	45,85 €	46,55 €	0,69 €
27	240	3109,11	3349,11	3349,11	0	183,41 €	184,11 €	0,71 €
28	240	591,654	831,654	831,654	0	45,67 €	46,06 €	0,39 €
29	0	0	0	0	0	- €	- €	- €
30	0	0	0	0	0	- €	- €	- €
31	0	0	0	0	0	- €	- €	- €
SOMA	6720	42917,346	49637,346	49637,346	0	2 787,51 €	2 816,10 €	28,58 €

Figura A.2: Análise diária para o mês de fevereiro - Caso de Estudo A

A.3 Março

3	MARÇO							
Dia	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat	Retorno s/bat (€)	Retorno (€)	Diferença ret. (€)
1	240	91,5	331,5	331,5	0	18,60 €	18,26 €	- 0,35 €
2	240	539,418	779,418	779,418	0	37,72 €	39,30 €	1,57 €
3	240	416,4	656,4	656,4	0	22,11 €	23,34 €	1,22 €
4	240	3150,15	3390,15	3390,15	0	165,42 €	166,98 €	1,55 €
5	240	3239,148	3479,148	3479,148	0	183,61 €	183,29 €	- 0,32 €
6	240	3135,288	3375,288	3375,288	0	125,71 €	127,58 €	1,87 €
7	240	3051,678	3291,678	3291,678	0	173,83 €	175,10 €	1,28 €
8	240	3015,18	3255,18	3255,18	0	183,95 €	184,09 €	0,14 €
9	180	3060,948	3240,948	3300,948	60	177,24 €	174,23 €	- 3,01 €
10	180	3034,698	3214,698	3214,698	0	154,30 €	155,09 €	0,79 €
11	240	2544,552	2784,552	2724,552	-60	149,86 €	154,30 €	4,44 €
12	240	391,098	631,098	631,098	0	31,08 €	31,64 €	0,57 €
13	240	3317,316	3557,316	3557,316	0	166,41 €	167,73 €	1,32 €
14	240	3334,344	3574,344	3574,344	0	187,95 €	188,34 €	0,39 €
15	240	3231,048	3471,048	3471,048	0	195,89 €	196,09 €	0,20 €
16	240	3339,696	3579,696	3579,696	0	176,02 €	176,31 €	0,29 €
17	180	1585,242	1765,242	1825,242	60	65,09 €	64,84 €	- 0,25 €
18	240	1573,344	1813,344	1753,344	-60	90,49 €	94,24 €	3,75 €
19	240	1564,782	1804,782	1804,782	0	91,36 €	92,10 €	0,74 €
20	240	2816,034	3056,034	3056,034	0	155,77 €	156,59 €	0,82 €
21	240	1940,568	2180,568	2180,568	0	118,29 €	118,62 €	0,33 €
22	240	2682,744	2922,744	2922,744	0	162,62 €	162,76 €	0,15 €
23	240	1606,95	1846,95	1846,95	0	91,65 €	92,47 €	0,82 €
24	240	3472,392	3712,392	3712,392	0	167,71 €	168,37 €	0,67 €
25	240	2719,782	2959,782	2959,782	0	143,72 €	143,08 €	- 0,65 €
26	240	297,588	537,588	537,588	0	24,29 €	25,02 €	0,72 €
27	240	3170,46	3410,46	3410,46	0	171,14 €	171,51 €	0,37 €
28	180	3326,352	3506,352	3566,352	60	187,36 €	184,47 €	- 2,89 €
29	180	2375,73	2555,73	2555,73	0	136,30 €	136,37 €	0,07 €
30	120	2791,464	2911,464	2971,464	60	152,29 €	149,27 €	- 3,01 €
31	120	3468,156	3588,156	3588,156	0	187,84 €	188,23 €	0,40 €
SOMA	6900	74284,05	81184,05	81304,05	120	4 095,65 €	4 109,64 €	14,00 €

Figura A.3: Análise diária para o mês de março - Caso de Estudo A

A.4 Abril

4	ABRIL							
Dia	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat	Retorno s/bat (€)	Retorno (€)	Diferença ret. (€)
1	240	3523,854	3763,854	3643,854	-120	214,68 €	221,98 €	7,30 €
2	240	3078,18	3318,18	3318,18	0	192,40 €	191,85 €	- 0,56 €
3	240	2541,372	2781,372	2781,372	0	138,95 €	139,61 €	0,66 €
4	240	3452,898	3692,898	3692,898	0	198,69 €	198,85 €	0,16 €
5	240	3375,522	3615,522	3615,522	0	195,58 €	195,39 €	- 0,18 €
6	240	3177,306	3417,306	3417,306	0	147,18 €	149,32 €	2,14 €
7	180	3361,86	3541,86	3601,86	60	179,16 €	176,57 €	- 2,59 €
8	240	669,21	909,21	849,21	-60	47,63 €	50,89 €	3,26 €
9	240	614,046	854,046	854,046	0	45,03 €	45,58 €	0,56 €
10	240	677,064	917,064	917,064	0	48,63 €	49,06 €	0,43 €
11	180	3077,694	3257,694	3317,694	60	181,30 €	178,12 €	- 3,19 €
12	180	3324,156	3504,156	3504,156	0	199,42 €	199,59 €	0,17 €
13	240	3276,21	3516,21	3456,21	-60	195,84 €	199,52 €	3,68 €
14	180	1483,116	1663,116	1723,116	60	93,22 €	91,07 €	- 2,15 €
15	180	1105,152	1285,152	1285,152	0	70,81 €	71,28 €	0,47 €
16	240	201,996	441,996	381,996	-60	22,08 €	25,23 €	3,15 €
17	180	1877,562	2057,562	2117,562	60	96,14 €	95,69 €	- 0,44 €
18	60	676,314	736,314	856,314	120	48,00 €	40,72 €	- 7,29 €
19	240	3468,114	3708,114	3528,114	-180	124,02 €	132,16 €	8,15 €
20	180	3020,514	3200,514	3260,514	60	119,07 €	118,25 €	- 0,82 €
21	180	2609,616	2789,616	2789,616	0	110,45 €	113,47 €	3,02 €
22	240	1115,346	1355,346	1295,346	-60	70,52 €	73,50 €	2,99 €
23	240	3461,964	3701,964	3701,964	0	195,38 €	195,24 €	- 0,13 €
24	240	500,82	740,82	740,82	0	32,20 €	31,87 €	- 0,33 €
25	240	831	1071	1071	0	36,31 €	37,87 €	1,56 €
26	180	1284,168	1464,168	1524,168	60	83,51 €	81,03 €	- 2,48 €
27	180	2053,848	2233,848	2233,848	0	121,91 €	122,24 €	0,33 €
28	180	1636,08	1816,08	1816,08	0	94,66 €	95,61 €	0,94 €
29	180	2493,342	2673,342	2673,342	0	157,71 €	157,72 €	0,01 €
30	240	602,31	842,31	782,31	-60	46,02 €	49,50 €	3,48 €
31	0	0	0	0	0	- €	- €	- €
SOMA	6300	62570,634	68870,634	68750,634	-120	3 506,49 €	3 528,77 €	22,28 €

Figura A.4: Análise diária para o mês de abril - Caso de Estudo A

A.5 Maio

5	MAIO							
Dia	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat	Retorno s/bat (€)	Retorno (€)	Diferença ret. (€)
1	240	231,378	471,378	471,378	0	22,30 €	21,74 €	- 0,57 €
2	180	2405,532	2585,532	2645,532	60	131,24 €	128,82 €	- 2,42 €
3	180	264,204	444,204	444,204	0	22,38 €	23,05 €	0,67 €
4	240	497,628	737,628	677,628	-60	32,21 €	33,86 €	1,66 €
5	180	1440,762	1620,762	1680,762	60	60,46 €	61,76 €	1,30 €
6	240	3357,99	3597,99	3537,99	-60	194,82 €	198,10 €	3,28 €
7	240	3270,444	3510,444	3510,444	0	179,06 €	179,24 €	0,17 €
8	240	1730,61	1970,61	1970,61	0	76,84 €	76,77 €	- 0,07 €
9	240	3245,022	3485,022	3485,022	0	176,73 €	176,38 €	- 0,35 €
10	180	3252,93	3432,93	3492,93	60	167,05 €	165,20 €	- 1,85 €
11	240	3256,008	3496,008	3436,008	-60	171,78 €	174,23 €	2,45 €
12	240	3236,544	3476,544	3476,544	0	128,46 €	131,96 €	3,50 €
13	240	1892,238	2132,238	2132,238	0	108,12 €	108,52 €	0,40 €
14	240	2791,56	3031,56	3031,56	0	166,49 €	166,70 €	0,20 €
15	0	3533,202	3533,202	3773,202	240	204,56 €	191,27 €	- 13,30 €
16	240	3714,918	3954,918	3714,918	-240	194,52 €	205,87 €	11,35 €
17	240	3415,896	3655,896	3655,896	0	158,42 €	160,65 €	2,23 €
18	180	3304,026	3484,026	3544,026	60	154,90 €	153,50 €	- 1,40 €
19	240	3631,194	3871,194	3811,194	-60	168,19 €	172,63 €	4,44 €
20	0	2833,35	2833,35	3073,35	240	169,34 €	156,02 €	- 13,32 €
21	0	3760,404	3760,404	3760,404	0	213,47 €	213,47 €	- €
22	180	3776,736	3956,736	3776,736	-180	217,28 €	227,80 €	10,52 €
23	240	3546,714	3786,714	3726,714	-60	215,69 €	218,00 €	2,31 €
24	240	3380,328	3620,328	3620,328	0	180,73 €	180,57 €	- 0,16 €
25	240	3339,888	3579,888	3579,888	0	154,00 €	154,83 €	0,83 €
26	180	3392,4	3572,4	3632,4	60	156,19 €	155,32 €	- 0,88 €
27	240	3492,54	3732,54	3672,54	-60	192,52 €	194,34 €	1,82 €
28	240	3324,042	3564,042	3564,042	0	177,86 €	177,12 €	- 0,74 €
29	240	3381,894	3621,894	3621,894	0	176,87 €	178,00 €	1,13 €
30	240	3430,176	3670,176	3670,176	0	203,70 €	204,00 €	0,30 €
31	0	3023,568	3023,568	3263,568	240	185,00 €	171,31 €	- 13,69 €
SOMA	6060	89154,126	95214,126	95454,126	240	4 761,18 €	4 761,01 €	- 0,17 €

Figura A.5: Análise diária para o mês de maio - Caso de Estudo A

A.6 Junho

6	JUNHO							
Dia	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat	Retorno s/bat (€)	Retorno (€)	Diferença ret. (€)
1	180	3178,782	3358,782	3178,782	-180	166,43 €	175,83 €	9,41 €
2	180	3392,598	3572,598	3572,598	0	161,35 €	163,20 €	1,85 €
3	180	3351,768	3531,768	3531,768	0	195,78 €	195,23 €	- 0,56 €
4	240	2998,704	3238,704	3178,704	-60	152,57 €	155,59 €	3,03 €
5	180	3249,15	3429,15	3489,15	60	148,60 €	148,57 €	- 0,03 €
6	240	3054,84	3294,84	3234,84	-60	134,09 €	135,70 €	1,61 €
7	180	2810,868	2990,868	3050,868	60	133,97 €	133,35 €	- 0,62 €
8	180	2559,462	2739,462	2739,462	0	127,65 €	127,40 €	- 0,25 €
9	180	2790,09	2970,09	2970,09	0	137,03 €	136,87 €	- 0,17 €
10	240	1417,098	1657,098	1597,098	-60	74,34 €	76,89 €	2,54 €
11	180	2949,996	3129,996	3189,996	60	144,06 €	142,05 €	- 2,01 €
12	240	651,666	891,666	831,666	-60	41,58 €	44,06 €	2,48 €
13	180	1358,148	1538,148	1598,148	60	75,43 €	72,79 €	- 2,64 €
14	120	1571,928	1691,928	1751,928	60	78,05 €	74,25 €	- 3,79 €
15	180	2424,348	2604,348	2544,348	-60	118,29 €	121,93 €	3,64 €
16	180	3225,726	3405,726	3405,726	0	155,64 €	156,60 €	0,96 €
17	180	3424,32	3604,32	3604,32	0	177,47 €	177,26 €	- 0,21 €
18	240	3444,978	3684,978	3624,978	-60	160,87 €	163,81 €	2,94 €
19	180	3270,048	3450,048	3510,048	60	171,03 €	168,28 €	- 2,74 €
20	180	3357,804	3537,804	3537,804	0	170,64 €	169,95 €	- 0,69 €
21	180	3257,604	3437,604	3437,604	0	165,52 €	165,44 €	- 0,08 €
22	240	2805,894	3045,894	2985,894	-60	137,06 €	140,04 €	2,98 €
23	180	569,946	749,946	809,946	60	33,81 €	33,10 €	- 0,71 €
24	0	3190,608	3190,608	3370,608	180	164,20 €	155,20 €	- 8,99 €
25	240	3507,816	3747,816	3507,816	-240	173,74 €	185,86 €	12,12 €
26	180	3322,602	3502,602	3562,602	60	167,97 €	165,37 €	- 2,60 €
27	180	3282,042	3462,042	3462,042	0	169,27 €	169,57 €	0,30 €
28	240	3303,45	3543,45	3483,45	-60	183,63 €	186,30 €	2,67 €
29	240	3206,976	3446,976	3446,976	0	170,31 €	170,20 €	- 0,11 €
30	180	3273,792	3453,792	3513,792	60	161,24 €	159,46 €	- 1,78 €
31	0	0	0	0	0	- €	- €	- €
SOMA	5700	84203,052	89903,052	89723,052	-180	4 251,62 €	4 270,16 €	18,54 €

Figura A.6: Análise diária para o mês de junho - Caso de Estudo A

A.7 Julho

7	JULHO							
Dia	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat	Retorno s/bat (€)	Retorno (€)	Diferença ret. (€)
1	180	1843,416	2023,416	2023,416	0	103,48 €	103,07 €	- 0,41 €
2	240	3350,256	3590,256	3530,256	-60	184,73 €	187,27 €	2,54 €
3	240	3393,078	3633,078	3633,078	0	194,46 €	194,35 €	- 0,11 €
4	240	3080,538	3320,538	3320,538	0	181,18 €	181,14 €	- 0,03 €
5	120	3176,448	3296,448	3416,448	120	193,02 €	185,95 €	- 7,07 €
6	60	3411,984	3471,984	3531,984	60	177,57 €	174,32 €	- 3,26 €
7	180	3503,13	3683,13	3563,13	-120	177,53 €	184,02 €	6,49 €
8	180	3301,176	3481,176	3481,176	0	193,74 €	193,32 €	- 0,42 €
9	240	3313,218	3553,218	3493,218	-60	190,01 €	192,75 €	2,74 €
10	240	2318,286	2558,286	2558,286	0	141,94 €	141,68 €	- 0,26 €
11	240	3287,238	3527,238	3527,238	0	196,95 €	196,83 €	- 0,11 €
12	240	3260,784	3500,784	3500,784	0	204,45 €	204,29 €	- 0,16 €
13	180	3199,464	3379,464	3439,464	60	179,63 €	175,84 €	- 3,79 €
14	180	3274,638	3454,638	3454,638	0	167,52 €	168,86 €	1,35 €
15	240	3278,544	3518,544	3458,544	-60	191,33 €	194,05 €	2,72 €
16	240	2877,618	3117,618	3117,618	0	171,75 €	170,91 €	- 0,84 €
17	240	2934,99	3174,99	3174,99	0	175,96 €	175,42 €	- 0,54 €
18	240	1981,782	2221,782	2221,782	0	126,86 €	126,64 €	- 0,23 €
19	240	2639,886	2879,886	2879,886	0	156,99 €	155,87 €	- 1,12 €
20	180	3168,342	3348,342	3408,342	60	182,15 €	177,80 €	- 4,35 €
21	180	1672,806	1852,806	1852,806	0	93,22 €	94,35 €	1,12 €
22	240	3215,88	3455,88	3395,88	-60	193,31 €	196,54 €	3,22 €
23	240	3350,28	3590,28	3590,28	0	199,04 €	199,74 €	0,70 €
24	240	1954,602	2194,602	2194,602	0	124,12 €	124,35 €	0,23 €
25	240	3303,654	3543,654	3543,654	0	196,71 €	197,15 €	0,44 €
26	240	2890,734	3130,734	3130,734	0	171,25 €	170,58 €	- 0,67 €
27	180	3296,934	3476,934	3536,934	60	161,79 €	158,49 €	- 3,30 €
28	180	3436,05	3616,05	3616,05	0	162,68 €	164,82 €	2,14 €
29	240	3201,516	3441,516	3381,516	-60	173,92 €	175,43 €	1,51 €
30	240	2227,56	2467,56	2467,56	0	131,07 €	130,43 €	- 0,64 €
31	240	1359,078	1599,078	1599,078	0	80,62 €	80,12 €	- 0,50 €
SOMA	6600	90503,91	97103,91	97043,91	-60	5 178,97 €	5 176,39 €	- 2,59 €

Figura A.7: Análise diária para o mês de julho - Caso de Estudo A

A.8 Agosto

8	AGOSTO							
Dia	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat	Retorno s/bat (€)	Retorno (€)	Diferença ret. (€)
1	240	3326,496	3566,496	3566,496	0	179,15 €	179,10 €	- 0,05 €
2	240	3353,352	3593,352	3593,352	0	183,80 €	183,53 €	- 0,27 €
3	120	3187,212	3307,212	3427,212	120	165,41 €	159,28 €	- 6,13 €
4	180	3430,95	3610,95	3550,95	-60	163,30 €	167,09 €	3,80 €
5	180	3436,86	3616,86	3616,86	0	186,64 €	186,55 €	- 0,10 €
6	240	3439,74	3679,74	3619,74	-60	184,88 €	187,45 €	2,58 €
7	240	3311,682	3551,682	3551,682	0	183,58 €	183,44 €	- 0,14 €
8	240	3362,364	3602,364	3602,364	0	173,03 €	172,70 €	- 0,33 €
9	240	3279,45	3519,45	3519,45	0	155,82 €	157,47 €	1,65 €
10	240	3248,37	3488,37	3488,37	0	162,26 €	162,78 €	0,52 €
11	240	3304,908	3544,908	3544,908	0	149,38 €	150,04 €	0,67 €
12	240	1846,854	2086,854	2086,854	0	95,92 €	96,27 €	0,36 €
13	240	567,132	807,132	807,132	0	37,36 €	37,32 €	- 0,04 €
14	240	1691,1	1931,1	1931,1	0	91,38 €	91,35 €	- 0,04 €
15	180	1954,488	2134,488	2194,488	60	89,50 €	88,03 €	- 1,47 €
16	180	1247,112	1427,112	1427,112	0	64,58 €	64,68 €	0,10 €
17	180	2697,204	2877,204	2877,204	0	119,31 €	119,53 €	0,22 €
18	180	3285,612	3465,612	3465,612	0	136,11 €	137,04 €	0,94 €
19	240	3281,082	3521,082	3461,082	-60	158,50 €	160,62 €	2,12 €
20	240	3188,142	3428,142	3428,142	0	150,21 €	150,31 €	0,10 €
21	240	3164,862	3404,862	3404,862	0	156,02 €	155,98 €	- 0,04 €
22	240	609,168	849,168	849,168	0	37,55 €	37,96 €	0,40 €
23	240	502,152	742,152	742,152	0	31,65 €	32,20 €	0,55 €
24	180	2869,062	3049,062	3109,062	60	128,54 €	126,42 €	- 2,12 €
25	180	3217,482	3397,482	3397,482	0	127,26 €	128,57 €	1,31 €
26	240	1967,808	2207,808	2147,808	-60	94,28 €	98,03 €	3,75 €
27	240	1404,192	1644,192	1644,192	0	81,88 €	82,16 €	0,27 €
28	240	2899,446	3139,446	3139,446	0	160,92 €	161,18 €	0,26 €
29	240	3096,924	3336,924	3336,924	0	169,07 €	169,03 €	- 0,04 €
30	240	2961,558	3201,558	3201,558	0	158,67 €	159,03 €	0,36 €
31	240	662,19	902,19	902,19	0	38,15 €	38,94 €	0,79 €
SOMA	6840	79794,954	86634,954	86634,954	-4,54747E-13	4 014,12 €	4 024,08 €	9,96 €

Figura A.8: Análise diária para o mês de agosto - Caso de Estudo A

A.9 Setembro

9	SETEMBRO							
Dia	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat	Retorno s/bat (€)	Retorno (€)	Diferença ret. (€)
1	240	2988,138	3228,138	3228,138	0	123,83 €	124,38 €	0,55 €
2	240	2149,314	2389,314	2389,314	0	101,53 €	102,85 €	1,33 €
3	240	2590,206	2830,206	2830,206	0	133,47 €	133,98 €	0,51 €
4	240	3130,104	3370,104	3370,104	0	150,93 €	149,73 €	- 1,20 €
5	240	3167,724	3407,724	3407,724	0	134,14 €	134,55 €	0,41 €
6	240	3233,52	3473,52	3473,52	0	139,86 €	139,91 €	0,04 €
7	240	2730,276	2970,276	2970,276	0	102,30 €	103,10 €	0,80 €
8	240	3060,372	3300,372	3300,372	0	116,19 €	118,00 €	1,81 €
9	240	1197,732	1437,732	1437,732	0	65,72 €	64,54 €	- 1,18 €
10	240	3116,142	3356,142	3356,142	0	111,46 €	113,07 €	1,61 €
11	240	2518,524	2758,524	2758,524	0	95,69 €	97,03 €	1,34 €
12	240	2372,874	2612,874	2612,874	0	108,43 €	108,42 €	- 0,01 €
13	240	611,886	851,886	851,886	0	34,57 €	35,18 €	0,61 €
14	240	1385,268	1625,268	1625,268	0	61,96 €	63,19 €	1,23 €
15	225,918	28,644	254,562	254,562	0	9,83 €	11,79 €	1,95 €
16	240	1131,024	1371,024	1371,024	0	68,54 €	68,83 €	0,29 €
17	240	2365,266	2605,266	2605,266	0	130,50 €	130,68 €	0,18 €
18	240	3248,256	3488,256	3488,256	0	176,01 €	176,60 €	0,59 €
19	240	3225,936	3465,936	3465,936	0	175,96 €	176,74 €	0,78 €
20	240	3159,366	3399,366	3399,366	0	162,25 €	162,51 €	0,25 €
21	240	3197,946	3437,946	3437,946	0	131,08 €	132,67 €	1,59 €
22	240	2635,734	2875,734	2875,734	0	101,79 €	105,68 €	3,89 €
23	240	3017,652	3257,652	3257,652	0	149,10 €	149,52 €	0,43 €
24	240	3075,66	3315,66	3315,66	0	145,19 €	146,24 €	1,05 €
25	240	2890,368	3130,368	3130,368	0	143,51 €	144,21 €	0,70 €
26	240	3018,582	3258,582	3258,582	0	155,67 €	156,06 €	0,39 €
27	240	3006,45	3246,45	3246,45	0	156,86 €	157,05 €	0,19 €
28	240	3112,956	3352,956	3352,956	0	146,29 €	146,98 €	0,70 €
29	240	2573,064	2813,064	2813,064	0	112,08 €	115,05 €	2,97 €
30	240	2654,556	2894,556	2894,556	0	143,27 €	143,80 €	0,54 €
31	0	0	0	0	0	- €	- €	- €
SOMA	7185,918	76593,54	83779,458	83779,458	0	3 588,00 €	3 612,34 €	24,34 €

Figura A.9: Análise diária para o mês de setembro - Caso de Estudo A

A.10 Outubro

10	OUTUBRO							
Dia	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat	Retorno s/bat (€)	Retorno (€)	Diferença ret. (€)
1	240	3039,93	3279,93	3279,93	0	150,40 €	151,06 €	0,66 €
2	240	3131,55	3371,55	3371,55	0	145,63 €	147,23 €	1,60 €
3	240	1832,694	2072,694	2072,694	0	93,61 €	95,00 €	1,39 €
4	240	97,422	337,422	337,422	0	17,81 €	18,24 €	0,44 €
5	240	790,134	1030,134	1030,134	0	49,68 €	50,71 €	1,03 €
6	240	648,9	888,9	888,9	0	39,38 €	40,50 €	1,12 €
7	240	2590,434	2830,434	2830,434	0	141,01 €	142,20 €	1,19 €
8	240	3013,77	3253,77	3253,77	0	175,27 €	175,61 €	0,34 €
9	240	2156,574	2396,574	2396,574	0	118,07 €	118,56 €	0,49 €
10	240	308,022	548,022	548,022	0	25,71 €	28,05 €	2,34 €
11	240	81,006	321,006	321,006	0	15,31 €	16,43 €	1,11 €
12	240	2144,64	2384,64	2384,64	0	88,79 €	89,84 €	1,04 €
13	240	2992,338	3232,338	3232,338	0	112,83 €	117,32 €	4,49 €
14	240	2926,368	3166,368	3166,368	0	138,83 €	139,57 €	0,74 €
15	240	2846,274	3086,274	3086,274	0	142,11 €	142,98 €	0,88 €
16	240	990,228	1230,228	1230,228	0	51,61 €	54,34 €	2,73 €
17	240	1034,568	1274,568	1274,568	0	62,94 €	63,80 €	0,85 €
18	225,15	15,114	240,264	240,264	0	11,84 €	12,06 €	0,22 €
19	240	1316,646	1556,646	1556,646	0	67,96 €	68,95 €	0,99 €
20	180	2645,112	2825,112	2885,112	60	122,24 €	121,63 €	- 0,60 €
21	240	2879,652	3119,652	3059,652	-60	163,69 €	167,60 €	3,91 €
22	240	2756,22	2996,22	2996,22	0	146,17 €	146,42 €	0,25 €
23	240	1507,482	1747,482	1747,482	0	86,71 €	87,76 €	1,05 €
24	240	155,778	395,778	395,778	0	17,31 €	20,23 €	2,92 €
25	240	753,744	993,744	993,744	0	45,44 €	47,77 €	2,33 €
26	240	504,834	744,834	744,834	0	32,07 €	35,34 €	3,27 €
27	240	926,298	1166,298	1166,298	0	50,96 €	53,75 €	2,79 €
28	240	402,3	642,3	642,3	0	34,77 €	36,02 €	1,25 €
29	166,254	116,142	282,396	282,396	0	15,52 €	16,53 €	1,01 €
30	240	295,914	535,914	535,914	0	29,55 €	30,42 €	0,87 €
31	240	1089,132	1329,132	1329,132	0	69,04 €	70,12 €	1,08 €
SOMA	7291,404	45989,22	53280,624	53280,624	0	2 462,25 €	2 506,05 €	43,80 €

Figura A.10: Análise diária para o mês de outubro - Caso de Estudo A

A.11 Novembro

11	NOVEMBRO							
Dia	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat	Retorno s/bat (€)	Retorno (€)	Diferença ret. (€)
1	240	1277,022	1517,022	1517,022	0	51,24 €	51,25 €	0,01 €
2	240	274,128	514,128	514,128	0	15,63 €	16,55 €	0,92 €
3	221,718	139,686	361,404	361,404	0	6,22 €	10,21 €	3,99 €
4	217,896	90,18	308,076	308,076	0	10,66 €	12,96 €	2,30 €
5	193,374	29,298	222,672	222,672	0	7,22 €	10,04 €	2,82 €
6	240	923,826	1163,826	1163,826	0	48,38 €	49,17 €	0,79 €
7	240	2647,902	2887,902	2887,902	0	115,44 €	115,89 €	0,45 €
8	240	2615,298	2855,298	2855,298	0	103,15 €	105,43 €	2,28 €
9	240	2345,214	2585,214	2585,214	0	107,96 €	108,15 €	0,19 €
10	240	2562,546	2802,546	2802,546	0	97,83 €	101,37 €	3,54 €
11	240	2044,584	2284,584	2284,584	0	105,72 €	106,40 €	0,68 €
12	240	2103,912	2343,912	2343,912	0	113,76 €	114,45 €	0,70 €
13	240	2214,36	2454,36	2454,36	0	123,38 €	123,81 €	0,43 €
14	240	2448,672	2688,672	2688,672	0	120,30 €	122,50 €	2,20 €
15	240	2480,994	2720,994	2720,994	0	134,55 €	136,23 €	1,68 €
16	240	1469,526	1709,526	1709,526	0	77,90 €	78,69 €	0,78 €
17	240	446,406	686,406	686,406	0	29,31 €	31,70 €	2,39 €
18	240	2221,38	2461,38	2461,38	0	125,03 €	127,49 €	2,46 €
19	240	2002,614	2242,614	2242,614	0	136,80 €	137,58 €	0,78 €
20	240	1701,798	1941,798	1941,798	0	120,28 €	120,25 €	- 0,03 €
21	240	1122,282	1362,282	1362,282	0	82,60 €	83,00 €	0,40 €
22	240	196,71	436,71	436,71	0	21,58 €	21,28 €	- 0,29 €
23	240	2489,832	2729,832	2729,832	0	96,79 €	100,29 €	3,50 €
24	240	1365,03	1605,03	1605,03	0	69,01 €	70,52 €	1,51 €
25	234,018	82,164	316,182	316,182	0	16,01 €	16,79 €	0,78 €
26	240	1846,794	2086,794	2086,794	0	98,07 €	97,67 €	- 0,40 €
27	240	2127,57	2367,57	2367,57	0	105,35 €	105,99 €	0,64 €
28	240	2277,504	2517,504	2517,504	0	111,69 €	113,41 €	1,72 €
29	240	2268,426	2508,426	2508,426	0	128,88 €	129,34 €	0,46 €
30	240	2230,464	2470,464	2470,464	0	104,05 €	105,13 €	1,08 €
31	0	0	0	0	0	- €	- €	- €
SOMA	7107,006	48046,122	55153,128	55153,128	0	2 484,79 €	2 523,56 €	38,77 €

Figura A.11: Análise diária para o mês de novembro - Caso de Estudo A

A.12 Dezembro

12	DEZEMBRO							
Dia	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat	Retorno s/bat (€)	Retorno (€)	Diferença ret. (€)
1	240	1980,354	2220,354	2220,354	0	102,27 €	103,39 €	1,13 €
2	240	1155,252	1395,252	1395,252	0	64,41 €	65,22 €	0,81 €
3	240	1691,478	1931,478	1931,478	0	98,42 €	101,17 €	2,75 €
4	240	2036,472	2276,472	2276,472	0	127,71 €	127,54 €	- 0,17 €
5	240	2315,22	2555,22	2555,22	0	119,65 €	121,63 €	1,97 €
6	240	2266,824	2506,824	2506,824	0	120,01 €	121,00 €	0,99 €
7	240	360,888	600,888	600,888	0	29,33 €	29,34 €	0,01 €
8	240	517,332	757,332	757,332	0	29,74 €	31,59 €	1,85 €
9	240	1602,126	1842,126	1842,126	0	80,43 €	81,91 €	1,48 €
10	240	2093,748	2333,748	2333,748	0	113,42 €	113,88 €	0,47 €
11	240	2277,012	2517,012	2517,012	0	112,24 €	112,32 €	0,08 €
12	240	1653,366	1893,366	1893,366	0	79,33 €	79,18 €	- 0,15 €
13	240	676,038	916,038	916,038	0	29,84 €	31,02 €	1,17 €
14	240	631,518	871,518	871,518	0	25,13 €	26,36 €	1,23 €
15	240	1481,724	1721,724	1721,724	0	49,12 €	52,94 €	3,82 €
16	240	1542,51	1782,51	1782,51	0	77,30 €	77,27 €	- 0,02 €
17	240	1206,6	1446,6	1446,6	0	67,87 €	68,98 €	1,11 €
18	240	800,67	1040,67	1040,67	0	42,17 €	42,57 €	0,40 €
19	240	1324,986	1564,986	1564,986	0	47,10 €	47,79 €	0,68 €
20	240	1067,346	1307,346	1307,346	0	30,57 €	31,93 €	1,37 €
21	240	1535,346	1775,346	1775,346	0	4,08 €	4,42 €	0,33 €
22	240	1733,982	1973,982	1973,982	0	2,52 €	3,52 €	1,00 €
23	240	308,904	548,904	548,904	0	18,00 €	18,74 €	0,74 €
24	240	307,446	547,446	547,446	0	15,20 €	16,54 €	1,34 €
25	240	1749,96	1989,96	1989,96	0	24,34 €	28,58 €	4,25 €
26	240	2037,192	2277,192	2277,192	0	70,65 €	71,98 €	1,33 €
27	240	1844,346	2084,346	2084,346	0	78,27 €	78,99 €	0,72 €
28	148,41	14,382	162,792	162,792	0	5,27 €	6,82 €	1,55 €
29	240	1993,53	2233,53	2233,53	0	70,59 €	73,10 €	2,52 €
30	240	19,884	259,884	259,884	0	10,14 €	12,08 €	1,94 €
31	240	601,182	841,182	841,182	0	33,24 €	34,33 €	1,09 €
SOMA	7348,41	40827,618	48176,028	48176,028	0	1 778,35 €	1 816,13 €	37,78 €

Figura A.12: Análise diária para o mês de dezembro - Caso de Estudo A

Anexo B

Caso de Estudo B - Sul

Nestes anexos serão apresentadas recorte das tabelas para análise diária de cada mês com todos os valores registrados para o caso de estudo B.

B.1 Janeiro

1	JANEIRO							
Dia	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat	Retorno s/bat (€)	Retorno (€)	Diferença ret. (€)
1	240	2483,31	2723,31	2723,31	0	172,55 €	173,50 €	0,96 €
2	240	2472,546	2712,546	2712,546	0	171,35 €	172,40 €	1,04 €
3	240	2468,742	2708,742	2708,742	0	183,75 €	184,09 €	0,34 €
4	240	2440,23	2680,23	2680,23	0	186,83 €	186,88 €	0,04 €
5	240	2149,986	2389,986	2389,986	0	153,74 €	153,88 €	0,14 €
6	240	2213,742	2453,742	2453,742	0	152,09 €	153,35 €	1,26 €
7	240	403,248	643,248	643,248	0	43,52 €	43,53 €	0,01 €
8	240	2061,204	2301,204	2301,204	0	152,54 €	152,70 €	0,16 €
9	240	2521,512	2761,512	2761,512	0	181,20 €	181,40 €	0,20 €
10	240	2284,902	2524,902	2524,902	0	166,39 €	166,89 €	0,49 €
11	240	2577,486	2817,486	2817,486	0	190,55 €	190,78 €	0,23 €
12	240	2217,618	2457,618	2457,618	0	160,63 €	161,22 €	0,59 €
13	240	2553,684	2793,684	2793,684	0	174,82 €	177,16 €	2,34 €
14	240	1863,09	2103,09	2103,09	0	139,09 €	140,12 €	1,04 €
15	240	860,772	1100,772	1100,772	0	76,56 €	77,43 €	0,87 €
16	240	2363,718	2603,718	2603,718	0	182,47 €	182,82 €	0,35 €
17	240	2199,216	2439,216	2439,216	0	163,55 €	164,49 €	0,94 €
18	240	871,044	1111,044	1111,044	0	76,64 €	76,71 €	0,07 €
19	240	2946,522	3186,522	3186,522	0	209,29 €	209,49 €	0,20 €
20	240	1461,438	1701,438	1701,438	0	106,87 €	108,24 €	1,37 €
21	240	2208,156	2448,156	2448,156	0	171,11 €	171,59 €	0,48 €
22	240	2491,386	2731,386	2731,386	0	187,26 €	187,04 €	- 0,22 €
23	240	607,524	847,524	847,524	0	54,36 €	54,72 €	0,37 €
24	240	2808,726	3048,726	3048,726	0	195,27 €	195,97 €	0,70 €
25	240	2906,232	3146,232	3146,232	0	213,79 €	213,89 €	0,10 €
26	240	2887,374	3127,374	3127,374	0	212,37 €	212,35 €	- 0,02 €
27	240	2883,606	3123,606	3123,606	0	144,78 €	150,05 €	5,28 €
28	240	2750,13	2990,13	2990,13	0	170,38 €	172,58 €	2,20 €
29	240	1605,312	1845,312	1845,312	0	114,21 €	114,09 €	- 0,12 €
30	240	389,526	629,526	629,526	0	40,59 €	39,95 €	- 0,64 €
31	240	2197,584	2437,584	2437,584	0	145,44 €	145,02 €	- 0,42 €
SOMA	7440	65149,566	72589,566	72589,566	0	4 693,97 €	4 714,35 €	20,37 €

Figura B.1: Análise diária para o mês de janeiro - Caso de Estudo B

B.2 Fevereiro

2	FEVEREIRO							
Dia	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat	Retorno s/bat (€)	Retorno (€)	Diferença ret. (€)
1	240	2360,208	2600,208	2600,208	0	146,37 €	146,67 €	0,30 €
2	240	492,324	732,324	732,324	0	29,17 €	31,28 €	2,11 €
3	240	591,762	831,762	831,762	0	40,91 €	43,93 €	3,02 €
4	240	3022,242	3262,242	3262,242	0	208,35 €	209,39 €	1,03 €
5	240	2970,852	3210,852	3210,852	0	205,52 €	206,01 €	0,49 €
6	240	2662,776	2902,776	2902,776	0	180,22 €	180,58 €	0,36 €
7	240	2856,66	3096,66	3096,66	0	192,87 €	193,87 €	1,00 €
8	240	3027,792	3267,792	3267,792	0	193,94 €	193,85 €	- 0,09 €
9	240	2948,364	3188,364	3188,364	0	181,97 €	181,42 €	- 0,55 €
10	240	509,268	749,268	749,268	0	26,85 €	33,32 €	6,47 €
11	240	2044,338	2284,338	2284,338	0	138,00 €	138,78 €	0,78 €
12	240	2437,98	2677,98	2677,98	0	164,17 €	164,98 €	0,81 €
13	240	2299,65	2539,65	2539,65	0	156,78 €	156,94 €	0,16 €
14	240	1151,496	1391,496	1391,496	0	77,59 €	78,72 €	1,13 €
15	240	810,42	1050,42	1050,42	0	60,09 €	60,64 €	0,55 €
16	240	841,746	1081,746	1081,746	0	52,91 €	53,82 €	0,91 €
17	240	3175,992	3415,992	3415,992	0	159,02 €	162,18 €	3,16 €
18	240	3151,032	3391,032	3391,032	0	202,39 €	202,44 €	0,05 €
19	240	3107,07	3347,07	3347,07	0	199,99 €	200,14 €	0,15 €
20	240	1451,352	1691,352	1691,352	0	96,37 €	96,78 €	0,41 €
21	240	2366,4	2606,4	2606,4	0	136,72 €	137,80 €	1,08 €
22	240	2874,78	3114,78	3114,78	0	165,41 €	166,28 €	0,88 €
23	240	1109,052	1349,052	1349,052	0	74,28 €	74,95 €	0,66 €
24	240	2554,17	2794,17	2794,17	0	152,39 €	153,68 €	1,29 €
25	240	2183,706	2423,706	2423,706	0	141,23 €	141,61 €	0,38 €
26	240	3095,526	3335,526	3335,526	0	173,15 €	173,84 €	0,69 €
27	240	2869,23	3109,23	3109,23	0	169,51 €	170,21 €	0,71 €
28	240	2326,482	2566,482	2566,482	0	141,05 €	141,43 €	0,39 €
29	0	0	0	0	0	- €	- €	- €
30	0	0	0	0	0	- €	- €	- €
31	0	0	0	0	0	- €	- €	- €
SOMA	6720	61292,67	68012,67	68012,67	0	3 867,20 €	3 895,54 €	28,34 €

Figura B.2: Análise diária para o mês de fevereiro - Caso de Estudo B

B.3 Março

3	MARÇO							
Dia	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat	Retorno s/bat (€)	Retorno (€)	Diferença ret. (€)
1	240	2872,176	3112,176	3112,176	0	172,74 €	172,19 €	- 0,56 €
2	240	653,7	893,7	893,7	0	40,43 €	42,20 €	1,78 €
3	240	1964,646	2204,646	2204,646	0	71,22 €	72,43 €	1,20 €
4	240	2722,854	2962,854	2962,854	0	144,88 €	146,44 €	1,55 €
5	240	3158,676	3398,676	3398,676	0	179,30 €	178,98 €	- 0,32 €
6	240	3118,656	3358,656	3358,656	0	124,94 €	126,82 €	1,87 €
7	240	3079,764	3319,764	3319,764	0	175,27 €	176,55 €	1,28 €
8	240	3076,074	3316,074	3316,074	0	187,38 €	187,52 €	0,14 €
9	180	3068,358	3248,358	3308,358	60	177,57 €	174,56 €	- 3,01 €
10	180	3106,608	3286,608	3286,608	0	157,23 €	158,02 €	0,79 €
11	240	3139,146	3379,146	3319,146	-60	181,62 €	186,06 €	4,44 €
12	240	3066,198	3306,198	3306,198	0	164,37 €	164,69 €	0,32 €
13	240	3142,572	3382,572	3382,572	0	157,97 €	159,30 €	1,32 €
14	240	3123,312	3363,312	3363,312	0	176,52 €	176,91 €	0,39 €
15	240	3183,312	3423,312	3423,312	0	193,20 €	193,40 €	0,20 €
16	240	3262,314	3502,314	3502,314	0	172,11 €	172,40 €	0,29 €
17	180	590,982	770,982	830,982	60	28,24 €	28,46 €	0,22 €
18	240	1184,262	1424,262	1364,262	-60	70,52 €	74,27 €	3,75 €
19	240	2529,618	2769,618	2769,618	0	141,24 €	141,98 €	0,74 €
20	240	2344,512	2584,512	2584,512	0	132,03 €	132,84 €	0,82 €
21	240	1744,836	1984,836	1984,836	0	107,74 €	108,07 €	0,33 €
22	240	1116,444	1356,444	1356,444	0	75,27 €	75,42 €	0,15 €
23	240	1852,248	2092,248	2092,248	0	103,93 €	104,75 €	0,82 €
24	240	1125,606	1365,606	1365,606	0	60,33 €	61,04 €	0,70 €
25	240	3648,552	3888,552	3888,552	0	190,31 €	189,66 €	- 0,65 €
26	240	2993,274	3233,274	3233,274	0	141,82 €	142,42 €	0,60 €
27	240	3380,976	3620,976	3620,976	0	181,51 €	181,88 €	0,37 €
28	180	3362,208	3542,208	3602,208	60	189,27 €	186,37 €	- 2,89 €
29	180	3447,402	3627,402	3627,402	0	193,78 €	193,85 €	0,07 €
30	120	3530,58	3650,58	3710,58	60	191,06 €	188,04 €	- 3,01 €
31	120	3547,71	3667,71	3667,71	0	191,80 €	192,20 €	0,40 €
SOMA	6900	82137,576	89037,576	89157,576	120	4 475,62 €	4 489,71 €	14,09 €

Figura B.3: Análise diária para o mês de março - Caso de Estudo B

B.4 Abril

4	ABRIL							
Dia	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat	Retorno s/bat (€)	Retorno (€)	Diferença ret. (€)
1	240	3345,66	3585,66	3465,66	-120	204,19 €	211,49 €	7,30 €
2	240	2925,558	3165,558	3165,558	0	183,95 €	183,39 €	- 0,56 €
3	240	2444,64	2684,64	2684,64	0	135,70 €	136,36 €	0,66 €
4	240	3150,39	3390,39	3390,39	0	182,53 €	182,69 €	0,16 €
5	240	3000,18	3240,18	3240,18	0	174,48 €	174,30 €	- 0,18 €
6	240	660,876	900,876	900,876	0	37,86 €	40,06 €	2,20 €
7	180	2038,206	2218,206	2278,206	60	112,90 €	110,32 €	- 2,59 €
8	240	1027,554	1267,554	1207,554	-60	66,72 €	69,98 €	3,26 €
9	240	2313,162	2553,162	2553,162	0	131,98 €	132,54 €	0,56 €
10	240	852,486	1092,486	1092,486	0	57,88 €	58,28 €	0,39 €
11	180	2937,114	3117,114	3177,114	60	174,09 €	170,90 €	- 3,19 €
12	180	2323,836	2503,836	2503,836	0	143,92 €	144,09 €	0,17 €
13	240	3415,512	3655,512	3595,512	-60	203,13 €	206,81 €	3,68 €
14	180	2054,676	2234,676	2294,676	60	117,72 €	115,65 €	- 2,07 €
15	180	2191,068	2371,068	2371,068	0	120,23 €	120,80 €	0,56 €
16	240	2756,16	2996,16	2936,16	-60	169,26 €	172,31 €	3,05 €
17	180	2525,922	2705,922	2765,922	60	120,96 €	120,52 €	- 0,44 €
18	60	3024,042	3084,042	3204,042	120	181,01 €	173,72 €	- 7,29 €
19	240	3472,02	3712,02	3532,02	-180	123,72 €	131,87 €	8,15 €
20	180	3193,794	3373,794	3433,794	60	125,36 €	124,54 €	- 0,82 €
21	180	2776,692	2956,692	2956,692	0	116,35 €	119,37 €	3,02 €
22	240	2975,274	3215,274	3155,274	-60	176,23 €	179,21 €	2,99 €
23	240	3324,054	3564,054	3564,054	0	188,31 €	188,18 €	- 0,13 €
24	240	916,482	1156,482	1156,482	0	46,98 €	46,44 €	- 0,54 €
25	240	1385,202	1625,202	1625,202	0	53,36 €	54,91 €	1,56 €
26	180	2473,146	2653,146	2713,146	60	148,00 €	145,51 €	- 2,48 €
27	180	1757,628	1937,628	1937,628	0	105,32 €	105,65 €	0,33 €
28	180	3361,398	3541,398	3541,398	0	183,62 €	184,57 €	0,94 €
29	180	3455,412	3635,412	3635,412	0	213,59 €	213,61 €	0,01 €
30	240	3484,638	3724,638	3664,638	-60	214,90 €	218,38 €	3,48 €
31	0	0	0	0	0	- €	- €	- €
SOMA	6300	75562,782	81862,782	81742,782	-120	4 214,26 €	4 236,43 €	22,18 €

Figura B.4: Análise diária para o mês de abril - Caso de Estudo B

B.5 Maio

5	MAIO							
Dia	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat	Retorno s/bat (€)	Retorno (€)	Diferença ret. (€)
1	240	3236,406	3476,406	3476,406	0	170,26 €	169,39 €	- 0,87 €
2	180	3267,474	3447,474	3507,474	60	174,54 €	172,12 €	- 2,42 €
3	180	1097,304	1277,304	1277,304	0	65,26 €	65,87 €	0,60 €
4	240	853,512	1093,512	1033,512	-60	50,85 €	52,17 €	1,32 €
5	180	2278,566	2458,566	2518,566	60	87,56 €	88,86 €	1,30 €
6	240	3394,044	3634,044	3574,044	-60	196,80 €	200,08 €	3,28 €
7	240	3440,778	3680,778	3680,778	0	186,88 €	187,05 €	0,17 €
8	240	2511	2751	2751	0	105,72 €	105,65 €	- 0,07 €
9	240	3231,906	3471,906	3471,906	0	176,13 €	175,79 €	- 0,35 €
10	180	3201,882	3381,882	3441,882	60	164,18 €	162,33 €	- 1,85 €
11	240	3301,728	3541,728	3481,728	-60	173,63 €	176,08 €	2,45 €
12	240	3126,102	3366,102	3366,102	0	124,56 €	128,07 €	3,50 €
13	240	2907,252	3147,252	3147,252	0	159,32 €	159,72 €	0,40 €
14	240	3369,75	3609,75	3609,75	0	198,63 €	198,84 €	0,20 €
15	0	3443,73	3443,73	3683,73	240	199,82 €	186,53 €	- 13,30 €
16	240	3569,982	3809,982	3569,982	-240	186,97 €	198,31 €	11,35 €
17	240	3202,92	3442,92	3442,92	0	149,05 €	151,28 €	2,23 €
18	180	2910,96	3090,96	3150,96	60	139,15 €	137,75 €	- 1,40 €
19	240	3486,108	3726,108	3666,108	-60	161,98 €	166,41 €	4,44 €
20	0	3333,948	3333,948	3573,948	240	196,80 €	183,48 €	- 13,32 €
21	0	3551,46	3551,46	3551,46	0	201,61 €	201,61 €	- €
22	180	3527,694	3707,694	3527,694	-180	202,95 €	213,47 €	10,52 €
23	240	3357,012	3597,012	3537,012	-60	204,69 €	207,00 €	2,31 €
24	240	2570,508	2810,508	2810,508	0	141,66 €	141,50 €	- 0,16 €
25	240	2653,8	2893,8	2893,8	0	126,12 €	126,95 €	0,83 €
26	180	3023,244	3203,244	3263,244	60	140,92 €	140,05 €	- 0,88 €
27	240	3114,642	3354,642	3294,642	-60	172,98 €	174,81 €	1,82 €
28	240	2842,158	3082,158	3082,158	0	155,50 €	154,76 €	- 0,74 €
29	240	2945,556	3185,556	3185,556	0	155,68 €	156,81 €	1,13 €
30	240	3242,736	3482,736	3482,736	0	193,29 €	193,59 €	0,30 €
31	0	3277,35	3277,35	3517,35	240	199,25 €	185,56 €	- 13,69 €
SOMA	6060	93271,512	99331,512	99571,512	240	4 962,76 €	4 961,88 €	- 0,88 €

Figura B.5: Análise diária para o mês de maio - Caso de Estudo B

B.6 Junho

6	JUNHO							
Dia	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat	Retorno s/bat (€)	Retorno (€)	Diferença ret. (€)
1	180	3501,384	3681,384	3501,384	-180	182,72 €	192,13 €	9,41 €
2	180	3177,486	3357,486	3357,486	0	151,75 €	153,60 €	1,85 €
3	180	3157,974	3337,974	3337,974	0	185,17 €	184,62 €	- 0,56 €
4	240	3207,396	3447,396	3387,396	-60	163,45 €	166,47 €	3,03 €
5	180	3099,594	3279,594	3339,594	60	142,20 €	142,17 €	- 0,03 €
6	240	3090,528	3330,528	3270,528	-60	134,29 €	135,90 €	1,61 €
7	180	2133	2313	2373	60	104,08 €	103,45 €	- 0,62 €
8	180	1736,994	1916,994	1916,994	0	89,77 €	89,52 €	- 0,25 €
9	180	3110,328	3290,328	3290,328	0	148,33 €	148,17 €	- 0,17 €
10	240	2920,41	3160,41	3100,41	-60	146,88 €	149,42 €	2,54 €
11	180	1758,81	1938,81	1998,81	60	89,05 €	87,04 €	- 2,01 €
12	240	2422,884	2662,884	2602,884	-60	129,41 €	131,89 €	2,48 €
13	180	1954,344	2134,344	2194,344	60	104,29 €	101,61 €	- 2,67 €
14	120	2114,802	2234,802	2294,802	60	104,55 €	100,73 €	- 3,82 €
15	180	2729,466	2909,466	2849,466	-60	130,85 €	134,49 €	3,64 €
16	180	3284,31	3464,31	3464,31	0	158,45 €	159,41 €	0,96 €
17	180	3228,84	3408,84	3408,84	0	167,88 €	167,67 €	- 0,21 €
18	240	3132,678	3372,678	3312,678	-60	147,08 €	150,02 €	2,94 €
19	180	3034,986	3214,986	3274,986	60	159,53 €	156,79 €	- 2,74 €
20	180	3161,022	3341,022	3341,022	0	161,08 €	160,39 €	- 0,69 €
21	180	3219,138	3399,138	3399,138	0	163,76 €	163,68 €	- 0,08 €
22	240	3262,122	3502,122	3442,122	-60	157,52 €	160,50 €	2,98 €
23	180	3248,592	3428,592	3488,592	60	144,46 €	143,75 €	- 0,71 €
24	0	3255,504	3255,504	3435,504	180	167,59 €	158,59 €	- 8,99 €
25	240	3358,986	3598,986	3358,986	-240	166,57 €	178,69 €	12,12 €
26	180	3035,484	3215,484	3275,484	60	154,63 €	152,02 €	- 2,60 €
27	180	3033,546	3213,546	3213,546	0	157,31 €	157,61 €	0,30 €
28	240	3036,312	3276,312	3216,312	-60	169,61 €	172,28 €	2,67 €
29	240	3102,828	3342,828	3342,828	0	165,20 €	165,09 €	- 0,11 €
30	180	3147,06	3327,06	3387,06	60	155,47 €	153,68 €	- 1,78 €
31	0	0	0	0	0	- €	- €	- €
SOMA	5700	87656,808	93356,808	93176,808	-180	4 402,90 €	4 421,39 €	18,49 €

Figura B.6: Análise diária para o mês de junho - Caso de Estudo B

B.7 Julho

7	JULHO							
Dia	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat	Retorno s/bat (€)	Retorno (€)	Diferença ret. (€)
1	180	2598,834	2778,834	2778,834	0	142,29 €	141,88 €	- 0,41 €
2	240	3279,828	3519,828	3459,828	-60	181,18 €	183,72 €	2,54 €
3	240	3177,81	3417,81	3417,81	0	182,97 €	182,86 €	- 0,11 €
4	240	3128,742	3368,742	3368,742	0	183,68 €	183,65 €	- 0,03 €
5	120	3158,802	3278,802	3398,802	120	192,23 €	185,16 €	- 7,07 €
6	60	3243,648	3303,648	3363,648	60	169,26 €	166,00 €	- 3,26 €
7	180	3242,454	3422,454	3302,454	-120	164,58 €	171,07 €	6,49 €
8	180	3180,414	3360,414	3360,414	0	187,07 €	186,65 €	- 0,42 €
9	240	3228,078	3468,078	3408,078	-60	185,38 €	188,12 €	2,74 €
10	240	3090,876	3330,876	3330,876	0	184,24 €	183,99 €	- 0,26 €
11	240	3179,994	3419,994	3419,994	0	190,99 €	190,88 €	- 0,11 €
12	240	3174,276	3414,276	3414,276	0	199,43 €	199,27 €	- 0,16 €
13	180	3137,766	3317,766	3377,766	60	176,62 €	172,83 €	- 3,79 €
14	180	3157,518	3337,518	3337,518	0	161,92 €	163,27 €	1,35 €
15	240	3130,662	3370,662	3310,662	-60	183,25 €	185,97 €	2,72 €
16	240	3117,822	3357,822	3357,822	0	184,98 €	184,13 €	- 0,84 €
17	240	2507,766	2747,766	2747,766	0	152,90 €	152,36 €	- 0,54 €
18	240	3183,78	3423,78	3423,78	0	195,73 €	195,50 €	- 0,23 €
19	240	3188,952	3428,952	3428,952	0	188,21 €	187,09 €	- 1,12 €
20	180	3171,258	3351,258	3411,258	60	182,39 €	178,04 €	- 4,35 €
21	180	3236,964	3416,964	3416,964	0	173,95 €	175,08 €	1,12 €
22	240	3229,002	3469,002	3409,002	-60	194,13 €	197,35 €	3,22 €
23	240	3191,634	3431,634	3431,634	0	190,21 €	190,91 €	0,70 €
24	240	2991,822	3231,822	3231,822	0	183,83 €	184,06 €	0,23 €
25	240	3196,098	3436,098	3436,098	0	190,71 €	191,15 €	0,44 €
26	240	3107,88	3347,88	3347,88	0	182,57 €	181,91 €	- 0,67 €
27	180	3175,644	3355,644	3415,644	60	156,76 €	153,46 €	- 3,30 €
28	180	3198,096	3378,096	3378,096	0	151,97 €	154,11 €	2,14 €
29	240	3266,112	3506,112	3446,112	-60	177,68 €	179,19 €	1,51 €
30	240	3146,886	3386,886	3386,886	0	179,70 €	179,06 €	- 0,64 €
31	240	2746,206	2986,206	2986,206	0	151,24 €	150,72 €	- 0,51 €
SOMA	6600	96765,624	103365,624	103305,624	-60	5 522,04 €	5 519,45 €	- 2,60 €

Figura B.7: Análise diária para o mês de julho - Caso de Estudo B

B.8 Agosto

8	AGOSTO							
Dia	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat	Retorno s/bat (€)	Retorno (€)	Diferença ret. (€)
1	240	3112,062	3352,062	3352,062	0	168,37 €	168,32 €	- 0,05 €
2	240	3142,47	3382,47	3382,47	0	173,05 €	172,78 €	- 0,27 €
3	120	1956,264	2076,264	2196,264	120	103,23 €	97,10 €	- 6,13 €
4	180	3310,614	3490,614	3430,614	-60	157,90 €	161,70 €	3,80 €
5	180	3230,796	3410,796	3410,796	0	176,04 €	175,95 €	- 0,10 €
6	240	2908,56	3148,56	3088,56	-60	157,70 €	160,27 €	2,58 €
7	240	2525,466	2765,466	2765,466	0	143,16 €	143,02 €	- 0,14 €
8	240	2251,596	2491,596	2491,596	0	119,53 €	119,20 €	- 0,33 €
9	240	500,892	740,892	740,892	0	32,50 €	34,23 €	1,73 €
10	240	3036,666	3276,666	3276,666	0	152,45 €	152,97 €	0,52 €
11	240	3124,344	3364,344	3364,344	0	141,94 €	142,61 €	0,67 €
12	240	1687,908	1927,908	1927,908	0	89,97 €	90,33 €	0,36 €
13	240	3117,036	3357,036	3357,036	0	157,45 €	157,40 €	- 0,06 €
14	240	3294,966	3534,966	3534,966	0	166,77 €	166,73 €	- 0,04 €
15	180	3271,83	3451,83	3511,83	60	142,61 €	141,13 €	- 1,47 €
16	180	2341,686	2521,686	2521,686	0	113,05 €	113,15 €	0,10 €
17	180	3225,498	3405,498	3405,498	0	140,39 €	140,61 €	0,22 €
18	180	2908,35	3088,35	3088,35	0	121,37 €	122,30 €	0,94 €
19	240	3173,88	3413,88	3353,88	-60	153,70 €	155,82 €	2,12 €
20	240	2849,04	3089,04	3089,04	0	135,13 €	135,23 €	0,10 €
21	240	2546,16	2786,16	2786,16	0	128,16 €	128,12 €	- 0,04 €
22	240	3224,514	3464,514	3464,514	0	153,48 €	153,90 €	0,42 €
23	240	2187,228	2427,228	2427,228	0	104,96 €	105,54 €	0,58 €
24	180	3092,382	3272,382	3332,382	60	137,72 €	135,60 €	- 2,12 €
25	180	3216,516	3396,516	3396,516	0	127,10 €	128,41 €	1,31 €
26	240	3213,954	3453,954	3393,954	-60	149,28 €	153,00 €	3,72 €
27	240	3182,1	3422,1	3422,1	0	171,21 €	171,45 €	0,24 €
28	240	3102,45	3342,45	3342,45	0	171,69 €	171,95 €	0,26 €
29	240	2854,8	3094,8	3094,8	0	157,10 €	157,05 €	- 0,04 €
30	240	3063,738	3303,738	3303,738	0	163,53 €	163,89 €	0,36 €
31	240	2584,014	2824,014	2824,014	0	120,23 €	120,96 €	0,72 €
SOMA	6840	87237,78	94077,78	94077,78	0	4 330,79 €	4 340,73 €	9,94 €

Figura B.8: Análise diária para o mês de agosto - Caso de Estudo B

B.9 Setembro

9	SETEMBRO							
Dia	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat	Retorno s/bat (€)	Retorno (€)	Diferença ret. (€)
1	240	2513,514	2753,514	2753,514	0	105,67 €	106,22 €	0,55 €
2	240	3261,582	3501,582	3501,582	0	147,36 €	148,69 €	1,33 €
3	240	2445,606	2685,606	2685,606	0	126,37 €	126,88 €	0,51 €
4	240	2921,988	3161,988	3161,988	0	141,01 €	139,81 €	- 1,20 €
5	240	1843,878	2083,878	2083,878	0	82,00 €	82,42 €	0,41 €
6	240	3170,514	3410,514	3410,514	0	137,22 €	137,27 €	0,04 €
7	240	3074,184	3314,184	3314,184	0	113,10 €	113,90 €	0,80 €
8	240	2990,034	3230,034	3230,034	0	113,87 €	115,68 €	1,81 €
9	240	3091,368	3331,368	3331,368	0	148,48 €	147,30 €	- 1,18 €
10	240	2955,66	3195,66	3195,66	0	106,80 €	108,41 €	1,61 €
11	240	3176,658	3416,658	3416,658	0	119,83 €	121,17 €	1,34 €
12	240	3053,628	3293,628	3293,628	0	135,96 €	135,95 €	- 0,01 €
13	240	3153,18	3393,18	3393,18	0	137,16 €	137,66 €	0,50 €
14	240	2460,93	2700,93	2700,93	0	102,00 €	103,23 €	1,23 €
15	240	943,65	1183,65	1183,65	0	45,14 €	47,01 €	1,87 €
16	240	910,266	1150,266	1150,266	0	57,41 €	57,73 €	0,32 €
17	240	2862,066	3102,066	3102,066	0	155,59 €	155,77 €	0,18 €
18	240	3276,954	3516,954	3516,954	0	177,45 €	178,05 €	0,59 €
19	240	3103,59	3343,59	3343,59	0	169,75 €	170,53 €	0,78 €
20	240	3054,936	3294,936	3294,936	0	157,36 €	157,62 €	0,25 €
21	240	2636,964	2876,964	2876,964	0	110,60 €	112,19 €	1,59 €
22	240	3176,766	3416,766	3416,766	0	121,34 €	125,23 €	3,89 €
23	240	3144,15	3384,15	3384,15	0	155,19 €	155,62 €	0,43 €
24	240	2832,582	3072,582	3072,582	0	135,01 €	136,06 €	1,05 €
25	240	2999,664	3239,664	3239,664	0	148,53 €	149,23 €	0,70 €
26	240	2964,852	3204,852	3204,852	0	153,17 €	153,57 €	0,39 €
27	240	2958,846	3198,846	3198,846	0	154,62 €	154,81 €	0,19 €
28	240	1466,826	1706,826	1706,826	0	77,16 €	78,04 €	0,88 €
29	240	2314,83	2554,83	2554,83	0	101,12 €	104,09 €	2,97 €
30	240	2543,604	2783,604	2783,604	0	138,05 €	138,58 €	0,53 €
31	0	0	0	0	0	- €	- €	- €
SOMA	7200	81303,27	88503,27	88503,27	0	3 774,36 €	3 798,72 €	24,36 €

Figura B.9: Análise diária para o mês de setembro - Caso de Estudo B

B.10 Outubro

10	OUTUBRO							
Dia	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat	Retorno s/bat (€)	Retorno (€)	Diferença ret. (€)
1	240	2837,67	3077,67	3077,67	0	141,22 €	141,88 €	0,66 €
2	240	2713,188	2953,188	2953,188	0	126,72 €	128,32 €	1,60 €
3	240	1766,892	2006,892	2006,892	0	91,74 €	93,13 €	1,39 €
4	240	1086,93	1326,93	1326,93	0	70,61 €	70,79 €	0,18 €
5	240	1757,532	1997,532	1997,532	0	94,14 €	95,17 €	1,03 €
6	240	2001,294	2241,294	2241,294	0	98,35 €	99,44 €	1,09 €
7	240	2800,542	3040,542	3040,542	0	152,20 €	153,39 €	1,19 €
8	240	2932,482	3172,482	3172,482	0	170,82 €	171,16 €	0,34 €
9	240	2740,272	2980,272	2980,272	0	147,30 €	147,80 €	0,49 €
10	240	525,222	765,222	765,222	0	36,16 €	38,50 €	2,33 €
11	240	1175,232	1415,232	1415,232	0	67,53 €	68,32 €	0,79 €
12	240	1371,468	1611,468	1611,468	0	58,89 €	59,93 €	1,04 €
13	240	1034,538	1274,538	1274,538	0	44,72 €	49,22 €	4,49 €
14	240	2440,074	2680,074	2680,074	0	115,42 €	116,16 €	0,74 €
15	240	2014,752	2254,752	2254,752	0	102,53 €	103,41 €	0,88 €
16	240	2116,734	2356,734	2356,734	0	94,39 €	97,07 €	2,69 €
17	240	972	1212	1212	0	60,07 €	60,98 €	0,91 €
18	240	1053,372	1293,372	1293,372	0	65,74 €	65,42 €	- 0,32 €
19	240	411,912	651,912	651,912	0	27,15 €	28,71 €	1,56 €
20	180	1339,344	1519,344	1579,344	60	65,49 €	64,88 €	- 0,60 €
21	240	2693,31	2933,31	2873,31	-60	153,91 €	157,82 €	3,91 €
22	240	2841,642	3081,642	3081,642	0	150,57 €	150,82 €	0,25 €
23	240	395,538	635,538	635,538	0	31,10 €	32,15 €	1,05 €
24	240	154,65	394,65	394,65	0	17,75 €	20,59 €	2,84 €
25	240	1530,084	1770,084	1770,084	0	81,53 €	83,79 €	2,26 €
26	240	1563,816	1803,816	1803,816	0	76,58 €	79,99 €	3,41 €
27	240	1424,85	1664,85	1664,85	0	73,65 €	76,50 €	2,85 €
28	240	1311,78	1551,78	1551,78	0	84,38 €	85,57 €	1,18 €
29	240	2703,912	2943,912	2943,912	0	159,90 €	161,25 €	1,35 €
30	240	1866,228	2106,228	2106,228	0	115,01 €	115,84 €	0,83 €
31	240	679,56	919,56	919,56	0	46,80 €	47,88 €	1,08 €
SOMA	7380	52256,82	59636,82	59636,82	0	2 822,38 €	2 865,90 €	43,51 €

Figura B.10: Análise diária para o mês de outubro - Caso de Estudo B

B.11 Novembro

11	NOVEMBRO							
Dia	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat	Retorno s/bat (€)	Retorno (€)	Diferença ret. (€)
1	213,756	16,62	230,376	230,376	0	7,73 €	7,99 €	0,26 €
2	240	805,974	1045,974	1045,974	0	30,98 €	31,91 €	0,93 €
3	240	1279,2	1519,2	1519,2	0	26,10 €	30,63 €	4,52 €
4	240	578,148	818,148	818,148	0	30,53 €	32,20 €	1,67 €
5	240	610,338	850,338	850,338	0	26,58 €	29,82 €	3,24 €
6	240	2824,776	3064,776	3064,776	0	125,87 €	126,67 €	0,79 €
7	240	2787,582	3027,582	3027,582	0	121,33 €	121,78 €	0,45 €
8	240	2760,696	3000,696	3000,696	0	108,55 €	110,83 €	2,28 €
9	240	2667,012	2907,012	2907,012	0	121,89 €	122,08 €	0,19 €
10	240	2657,274	2897,274	2897,274	0	101,14 €	104,68 €	3,54 €
11	240	2616,018	2856,018	2856,018	0	133,43 €	134,11 €	0,68 €
12	240	2609,352	2849,352	2849,352	0	140,24 €	140,94 €	0,70 €
13	240	2615,88	2855,88	2855,88	0	144,60 €	145,03 €	0,43 €
14	240	2545,326	2785,326	2785,326	0	125,01 €	127,21 €	2,20 €
15	240	2520,12	2760,12	2760,12	0	136,65 €	138,33 €	1,68 €
16	240	2435,832	2675,832	2675,832	0	126,27 €	126,91 €	0,63 €
17	240	2567,442	2807,442	2807,442	0	118,94 €	121,33 €	2,39 €
18	240	2551,86	2791,86	2791,86	0	142,01 €	144,47 €	2,46 €
19	240	2385,594	2625,594	2625,594	0	160,06 €	160,84 €	0,78 €
20	240	2337,87	2577,87	2577,87	0	160,09 €	160,05 €	- 0,03 €
21	240	1960,218	2200,218	2200,218	0	132,76 €	133,21 €	0,46 €
22	240	2064,504	2304,504	2304,504	0	115,83 €	114,95 €	- 0,88 €
23	240	2622,378	2862,378	2862,378	0	101,30 €	104,80 €	3,50 €
24	240	2170,698	2410,698	2410,698	0	102,51 €	104,01 €	1,51 €
25	240	2332,854	2572,854	2572,854	0	130,69 €	131,37 €	0,68 €
26	240	2508,87	2748,87	2748,87	0	130,76 €	130,37 €	- 0,40 €
27	240	2201,4	2441,4	2441,4	0	109,40 €	110,03 €	0,64 €
28	240	1997,67	2237,67	2237,67	0	98,99 €	100,71 €	1,72 €
29	240	2398,242	2638,242	2638,242	0	135,68 €	136,14 €	0,46 €
30	240	2196,552	2436,552	2436,552	0	102,64 €	103,72 €	1,08 €
31	0	0	0	0	0	- €	- €	- €
SOMA	7173,756	64626,3	71800,056	71800,056	0	3 248,55 €	3 287,12 €	38,57 €

Figura B.11: Análise diária para o mês de novembro - Caso de Estudo B

B.12 Dezembro

12	DEZEMBRO							
Dia	Armazenado (kWh)	Direto (kWh)	Total (kWh)	Produção (kWh)	Diferença Bat	Retorno s/bat (€)	Retorno (€)	Diferença ret. (€)
1	240	1982,004	2222,004	2222,004	0	100,78 €	101,91 €	1,13 €
2	240	2249,808	2489,808	2489,808	0	116,42 €	117,03 €	0,61 €
3	240	2473,812	2713,812	2713,812	0	138,37 €	141,13 €	2,75 €
4	240	2101,896	2341,896	2341,896	0	131,72 €	131,55 €	- 0,17 €
5	240	2423,556	2663,556	2663,556	0	124,78 €	126,76 €	1,97 €
6	240	1564,62	1804,62	1804,62	0	87,47 €	88,46 €	0,99 €
7	240	385,698	625,698	625,698	0	30,06 €	30,09 €	0,04 €
8	240	1245,264	1485,264	1485,264	0	59,47 €	61,45 €	1,98 €
9	240	730,092	970,092	970,092	0	42,35 €	43,83 €	1,48 €
10	240	1973,238	2213,238	2213,238	0	107,91 €	108,38 €	0,47 €
11	240	934,32	1174,32	1174,32	0	52,93 €	53,01 €	0,08 €
12	240	2103	2343	2343	0	98,05 €	97,90 €	- 0,15 €
13	240	1276,086	1516,086	1516,086	0	47,46 €	48,61 €	1,15 €
14	240	387,33	627,33	627,33	0	18,25 €	19,38 €	1,13 €
15	240	2310,99	2550,99	2550,99	0	72,21 €	76,03 €	3,82 €
16	240	2107,512	2347,512	2347,512	0	101,37 €	101,34 €	- 0,02 €
17	240	2091,942	2331,942	2331,942	0	109,20 €	110,31 €	1,11 €
18	240	1953,33	2193,33	2193,33	0	89,91 €	89,88 €	- 0,03 €
19	240	1612,77	1852,77	1852,77	0	55,93 €	56,61 €	0,68 €
20	240	640,782	880,782	880,782	0	19,90 €	21,40 €	1,50 €
21	240	1671,15	1911,15	1911,15	0	4,35 €	4,68 €	0,33 €
22	240	867,144	1107,144	1107,144	0	1,39 €	2,38 €	1,00 €
23	240	449,742	689,742	689,742	0	22,03 €	22,77 €	0,74 €
24	240	1878,288	2118,288	2118,288	0	58,18 €	59,47 €	1,29 €
25	240	2238,048	2478,048	2478,048	0	29,87 €	34,15 €	4,28 €
26	240	1973,844	2213,844	2213,844	0	70,13 €	71,46 €	1,33 €
27	240	2337,768	2577,768	2577,768	0	95,33 €	96,06 €	0,72 €
28	240	679,056	919,056	919,056	0	29,17 €	30,75 €	1,59 €
29	240	2143,614	2383,614	2383,614	0	75,44 €	77,96 €	2,52 €
30	240	1004,484	1244,484	1244,484	0	47,12 €	48,64 €	1,52 €
31	240	955,176	1195,176	1195,176	0	47,08 €	48,02 €	0,94 €
SOMA	7440	48746,364	56186,364	56186,364	0	2 084,64 €	2 121,41 €	36,78 €

Figura B.12: Análise diária para o mês de dezembro - Caso de Estudo B

Referências

- [1] CONSELHO DE MINISTROS. Diário da República, 1.^a série-N.º 70-10 de abril de 2013 PRESIDÊNCIA DO CONSELHO DE MINISTROS. Relatório técnico, 2013.
- [2] Oeste Sustentável - Notícias - PNAEE E PNAER aprovados em Conselho de Ministros. URL: <http://oestesustentavel.pt/?/noticias/241>.
- [3] Metas PNEC 2030: Energias Renováveis | Observatório da Energia. URL: <https://www.observatoriodaenergia.pt/pt/comunicar-energia/post/8528/metas-pnec-2030-energias-renovaveis/>.
- [4] Tao Ma, Hongxing Yang, e Lin Lu. Solar photovoltaic system modeling and performance prediction. Relatório técnico, Renewable and Sustainable Energy Reviews, ago 2014.
- [5] Michael Schmela e SolarPower Europe. Global Market Outlook for Solar Power 2020-2024. Relatório técnico, Solar Power Europe, 2020.
- [6] Wim C. Turkenburg. energy and the challenge of sustainability. Relatório técnico, United Nations Development Programme, 2000.
- [7] Bp. bp Statistical Review of World Energy 2020. Relatório técnico.
- [8] Matthew J. Burke e Jennie C. Stephens. Political power and renewable energy futures: A critical review. *Energy Research and Social Science*, 35:78–93, jan 2018.
- [9] Dolf Gielen, Francisco Boshell, Deger Saygin, Morgan D. Bazilian, Nicholas Wagner, e Ricardo Gorini. The role of renewable energy in the global energy transformation. *Energy Strategy Reviews*, 24:38–50, abr 2019.
- [10] Objetivo 7: Energias renováveis e acessíveis - Nações Unidas - ONU Portugal. URL: <https://unric.org/pt/objetivo-7-energias-renovaveis-e-acessiveis/>.
- [11] CO2 emissions statistics – Data services - IEA. URL: <https://www.iea.org/subscribe-to-data-services/co2-emissions-statistics>.
- [12] Hannah Ritchie e Max Roser. Renewable Energy. *Our World in Data*, 2020. URL: <https://ourworldindata.org/renewable-energy>.
- [13] Mix de eletricidade - Nosso mundo em dados. URL: <https://ourworldindata.org/electricity-mix?fbclid=IwAR2L93fV0koPg1YnZE9kMufKhryMCq3g51lX7yhtpQIPHmzEtDNWwdxpcB8#renewables-what-share-of-electricity-comes-from-renewables>.

- [14] Renewable energy to expand by 50energy | The Guardian. URL: <https://www.theguardian.com/environment/2019/oct/21/renewable-energy-to-expand-by-50-in-next-five-years-report>.
- [15] CONSELHO DE MINISTROS. Diário da República, 1.ª série PRESIDÊNCIA DO CONSELHO DE MINISTROS. Relatório técnico, 2020.
- [16] Pedro Reis. Energia Eólica, 2019. URL: <https://www.portal-energia.com/energia-eolica/>.
- [17] As maravilhas da rota da serra da Boa Viagem | A rota da serra da boa viagem. URL: <https://zediogasantos.wordpress.com/as-maravilhas-da-rota-da-serra-da-boia-viagem/>.
- [18] Segunda plataforma do projeto WindFloat Atlantic parte do porto de Ferrol em direção a Viana do Castelo | Ambiente Magazine. URL: <https://www.ambientemagazine.com/segunda-plataforma-do-projeto-windfloat-atlantic-parte-do-porto-de-ferrol-em-dir>
- [19] APREN - O que são. URL: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/o-que-sao>.
- [20] APREN. A Energia Eólica: Presente e Futuro. Relatório técnico, 2018.
- [21] Energia hídrica. URL: http://pt.hidroerg.pt/energia_hidrica.html.
- [22] INESC TEC em projeto para melhorar eficiência de centrais hidroelétricas. URL: <https://noticias.up.pt/inesc-tec-em-projeto-europeu-para-melhorar-eficiencia-de-centrais-hidroeletricas>
- [23] Energia hídrica vantagens e desvantagens. URL: <https://www.portal-energia.com/energia-hidrica-vantagens-e-desvantagens/>.
- [24] Visão hidrelétrica: Novo relatório destaca caminhos futuros para a hidreletricidade nos EUA | Departamento de Energia. URL: <https://www.energy.gov/articles/hydropower-vision-new-report-highlights-future-pathways-us-hydropower>.
- [25] IRENA. Energia geotérmica. URL: <https://www.irena.org/geothermal>.
- [26] Energia Geotérmica e o calor da terra. URL: <https://www.portal-energia.com/energia-geotermica-calor-da-terra/>.
- [27] Energia geotérmica: A matriz energética do centro da terra. URL: <https://br.pinterest.com/pin/626915210601380331/?autologin=true>.
- [28] A doce energia dos vulcões!-Projetos - Política Regional - Comissão Europeia. URL: https://ec.europa.eu/regional_policy/pt/projects/portugal/the-soft-energy-of-volcanoes.
- [29] Vantagens e desvantagens da energia geotérmica. URL: <https://www.portal-energia.com/vantagens-e-desvantagens-da-energia-geotermica/>.
- [30] M. Soltani, Farshad Moradi Kashkooli, Mohammad Souri, Behnam Rafiei, Mohammad Jabarifar, Kobra Gharali, e Jatin S. Nathwani. Environmental, economic, and social impacts of geothermal energy systems. Relatório técnico, Renewable and Sustainable Energy Reviews, abr 2021.

- [31] Behnaz Rezaie Austin Anderson. Geothermal technology: Trends and potential role in a sustainable future. Relatório técnico, Applied Energy, ago 2019.
- [32] O que é a energia da Biomassa? Tudo sobre Biomassa. URL: <https://www.portal-energia.com/o-que-e-energia-biomassa/>.
- [33] Vantagens e desvantagens da energia a biomassa. URL: <https://www.portal-energia.com/vantagens-e-desvantagens-da-energia-biomassa/>.
- [34] :: Portal das Energias Renováveis :: URL: http://energiasrenovaveis.com/DetalheConceitos.asp?ID_conteudo=3&ID_area=2&ID_sub_area=2.
- [35] Como a Biomassa se transforma em Energia Elétrica? - CBIE. URL: <https://cbie.com.br/artigos/como-a-biomassa-se-transforma-em-energia-eletrica/>.
- [36] Yongxing Zhang, Yongjie Zhao, Wei Sun, e Jiaxuan Li. Ocean wave energy converters: Technical principle, device realization, and performance evaluation. Relatório técnico, Renewable and Sustainable Energy Reviews, mai 2021.
- [37] Wave Energy | Open Energy Information. URL: https://openei.org/wiki/Wave_Energy.
- [38] energia das marés | National Geographic Society. URL: <https://www.nationalgeographic.org/encyclopedia/tidal-energy/>.
- [39] Energia das Ondas :: Energias Renováveis. URL: <https://energiasalternativas.webnode.com.pt/energia-das-ondas/>.
- [40] Vantagens e desvantagens da Energia das ondas e marés. URL: <https://www.portal-energia.com/energia-ondas-e-mares-vantagens-e-desvantagens/>.
- [41] Em Portugal, energia dos oceanos com potencial por alcançar. URL: <https://www.quercus.pt/comunicados/2016-col-150/novembro/4993-em-portugal-energia-dos-oceanos-com-potencial-por-alcancar>.
- [42] Dina Silva, Paulo Martinho, e C. Guedes Soares. Wave energy distribution along the Portuguese continental coast based on a thirty three years hindcast. Relatório técnico, Renewable Energy, nov 2018.
- [43] R. P.G. Mendes, M. R.A. Calado, e S. J.P.S. Mariano. Wave energy potential in Portugal-Assessment based on probabilistic description of ocean waves parameters. Relatório técnico, Renewable Energy, nov 2012.
- [44] Em Portugal, energia dos oceanos com potencial por alcançar. URL: <https://www.quercus.pt/comunicados/2016-col-150/novembro/4993-em-portugal-energia-dos-oceanos-com-potencial-por-alcancar>.
- [45] IST-GREENPRO. *Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projeto e instalação*. 2004.
- [46] Os dois tipos de energia solar. | Planète Énergies. URL: <https://www.planete-energies.com/en/medias/close/two-types-solar-energy>.

- [47] solar energy | National Geographic Society. URL: <https://www.nationalgeographic.org/encyclopedia/solar-energy/>.
- [48] Efeito fotovoltaico - Energia Solar. URL: <https://energiasolarecb.weebly.com/efeito-fotovoltaico.html#>.
- [49] Omar A. Al-Shahri, Firas B. Ismail, M. A. Hannan, M. S.Hossain Lipu, Ali Q. Al-Shetwi, R. A. Begum, Nizar F.O. Al-Muhsen, e Ebrahim Soujeri. Solar photovoltaic energy optimization methods, challenges and issues: A comprehensive review. *Journal of Cleaner Production*, fev 2021.
- [50] Renewables 2019 Global Status Report | UNEP - UN Environment Programme. URL: <https://www.unep.org/resources/report/renewables-2019-global-status-report>.
- [51] • Global cumulative installed solar PV capacity 2019 | Statista. URL: <https://www.statista.com/statistics/280220/global-cumulative-installed-solar-pv-capacity/>.
- [52] International Renewable Energy Agency. *Renewable Energy Capacity Statistics 2019*. 2019. URL: www.irena.org.
- [53] Miguel Prado. Expresso | Portugal ultrapassa a marca de 1 gigawatt em centrais solares. *Expresso*, 2020. URL: <https://expresso.pt/economia/2020-12-03-Portugal-ultrapassa-a-marca-de-1-gigawatt-em-centrais-solares>.
- [54] Célula fotovoltaica - Educação em Energia. URL: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Photovoltaic_cell.
- [55] Célula Fotovoltaica (Células Solares) e O Efeito Fotovoltaico. URL: <https://blog.bluesol.com.br/celula-fotovoltaica-guia-completo/>.
- [56] Nuno Miguel Gomes Alves. Identificação de Parâmetros de Modelos Elétricos DC de Centrais Fotovoltaicas. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia Universidade do Porto, 2018.
- [57] Energia Solar Fotovoltaica E Energia Solar Térmica: Saiba A Diferença. URL: <https://www.oceanenergia.com/blog/energia-solar/energia-solar-fotovoltaica-energia-solar-termica-saiba-diferenca/>.
- [58] O que é energia solar térmica? Energia solar térmica. URL: <https://pt.solar-energia.net/solar-termica/energia-solar-termoeletrica>.
- [59] Manuel António Matos Ricardo Jorge Bessa Rúben Almeida Soares Ricardo Jorge Ferreira Jean Sumaili Fabian Heymann Carlos Santos Silva (IST IN+) Diana Neves (IST IN+) João Tomé Saraiva, João Abel Peças Lopes. Consultoria Técnica e Prestação de Serviços no Âmbito das Tecnologias de Armazenamento de Energia e seu Potencial para os Sistemas Elétricos. Relatório técnico, 2015.
- [60] EU-Solaris> Tecnologia> Calha Parabólica. URL: <http://eusolaris.eu/Technology/ParabolicTrough.aspx>.
- [61] EU-Solaris> Tecnologia> Parabolic Dish. URL: <http://eusolaris.eu/Technology/ParabolicDish.aspx>.

- [62] EU-Solaris> Tecnologia> Fresnel Linear. URL: <http://eusolaris.eu/Technology/LinearFresnel.aspx>.
- [63] EU-Solaris> Tecnologia> Receptor Central. URL: <http://eusolaris.eu/Technology/CentralReceiver.aspx>.
- [64] Vantagens e desvantagens da energia solar. URL: <https://www.portal-energia.com/vantagens-e-desvantagens-da-energia-solar/>.
- [65] Tecnologias avançadas de armazenamento de energia | Associação de Armazenamento de Energia. URL: <https://energystorage.org/why-energy-storage/technologies/>.
- [66] EASE Activity Report 2020 | EASE: Why Energy Storage? | EASE. URL: <https://ease-storage.eu/publication/ease-activity-report-2020/>.
- [67] Armazenamento de energia - Análise - IEA. URL: <https://www.iea.org/reports/energy-storage>.
- [68] Energia hidrelétrica bombeada - Associação de armazenamento de energia. URL: <https://energystorage.org/why-energy-storage/technologies/pumped-hydropower/>.
- [69] René Domingos Tavares Sanches. Instalação, comissionamento e ensaios de uma bateria de sais fundidos ($NaNiCl_2$). Tese de mestrado, Universidade de Évora - Escola de Ciências e Tecnologias, 2020.
- [70] Você sabe para que servem as usinas hidrelétricas de bombeamento? - Iberdrola. URL: <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/central-hidroelectrica-bombeo>.
- [71] André Rodrigues de Oliveira. Estimativa do Impacto da Presença de Dispositivos de Armazenamento nos Preços de Mercado. Tese de mestrado, Faculdade de Engenharia Universidade do Porto, 2019.
- [72] Ana Sofia Pereira dos Santos. Análise da Evolução Tecnológica na Área de Armazenamento de Energia Elétrica. Tese de mestrado, Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, 2016.
- [73] Armazenamento de energia - Análise - IEA. URL: <https://www.iea.org/reports/energy-storage>.
- [74] Christina Wulf, Jochen Linssen, e Petra Zapp. Power-to-gas-concepts, demonstration, and prospects. Em *Hydrogen Supply Chain: Design, Deployment and Operation*, páginas 309–345. Elsevier, jan 2018.
- [75] Jianli Ma, Qi Li, Michael Kühn, e Natalie Nakaten. Power-to-gas based subsurface energy storage: A review. Relatório técnico, Renewable and Sustainable Energy Reviews, dez 2018.
- [76] M. Thema, F. Bauer, e M. Sterner. Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review. Relatório técnico, Renewable and Sustainable Energy Reviews, set 2019.
- [77] Ricardo Barbosa. MAIS DE 30 ANOS A CONVERTER CONHECIMENTO EM VALOR © INEGI todos os direitos reservados Hidrogénio e armazenamento de energia Roadmap para o Hidrogénio: a visão da AP2H2 para Portugal. Relatório técnico.

- [78] Armazenamento de energia magnética supercondutora (SMES) | Superpotência. URL: <http://www.superpower-inc.com/content/superconducting-magnetic-energy-storage-smes>.
- [79] O que é Distrito de Energia? | DISTRICT ENERGY INITIATIVE. URL: <http://www.districtenergyinitiative.org/what-district-energy>.
- [80] District Heating and Cooling : A smart solution for smart cities : Climaespaço, the Lisbon DHC. Relatório técnico, Engie.
- [81] Energia Distrital em Portugal | Euroheat & Power. URL: <https://www.euroheat.org/knowledge-hub/district-energy-portugal/>.
- [82] Tecnologia de bateria de eletrodo sólido | Associação de armazenamento de energia. URL: <https://energystorage.org/why-energy-storage/technologies/solid-electrode-batteries/>.
- [83] This Dutch football stadium creates its own energy and stores it in electric car batteries | World Economic Forum. URL: <https://www.weforum.org/agenda/2018/07/netherlands-football-johan-crujff-stadium-electric-car-batteries/>.
- [84] Furquan Nadeem, S. M.Suhail Hussain, Prashant Kumar Tiwari, Arup Kumar Goswami, e Taha Selim Ustun. Comparative review of energy storage systems, their roles, and impacts on future power systems. Relatório técnico, IEEE Access, 2019.
- [85] David Dent. Technology and Market Readiness Levels. Relatório técnico, Dent Associates, 2011. URL: www.statistics.gov.uk.
- [86] Ben Dawson. The Impact of Technology Insertion on Organisations. Relatório técnico, 2007.
- [87] Celine Jullien) InnoEnergy (Anna Darmani. Innovation Readiness Level Report Energy Storage Technologies. Relatório técnico, REEEM, 2017.
- [88] JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission. URL: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#MR.
- [89] Alfredo Lavrador. 111€/kWh. Preços das baterias continuam a cair – Observador. *Observador*, 2020. URL: <https://observador.pt/2020/12/19/111e-kwh-precos-das-baterias-continuam-a-cair/>.