INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

MESTRADO EM ENERGIAS SUSTENTÁVEIS

ANÁLISE TÉCNICO-FINANCEIRA DE UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA A CENTRAL EÓLICA DO ALTO DOURO, SOBRE EQUIPADA (EÓLICA) E HIBRIDIZADA (SOLAR

ALEXANDRE TEIXEIRA MAGALHÃES

outubro de 2023

POLITÉCNICO
DO PORTO

Instituto Superior de Engenharia do Porto

ANÁLISE TÉCNICO-FINANCEIRA DE UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA A CENTRAL EÓLICA DO ALTO DOURO, SOBRE EQUIPADA (EÓLICA) E HIBRIDIZADA (SOLAR)

Alexandre Teixeira Magalhães
1160964

2023

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Departamento de Engenharia Mecânica

POLITÉCNICO
DO PORTO

Instituto Superior de Engenharia do Porto

ANÁLISE TÉCNICO-FINANCEIRA DE UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA A CENTRAL EÓLICA DO ALTO DOURO, SOBRE EQUIPADA (EÓLICA) E HIBRIDIZADA (SOLAR)

Alexandre Teixeira Magalhães
1160964

Dissertação apresentada ao Instituto Superior de Engenharia do Porto para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Energias Sustentáveis, realizada sob a orientação do Doutor Manuel Carlos Malheiro de Carvalho Felgueiras.

2023

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Departamento de Engenharia Mecânica

POLITÉCNICO
DO PORTO

AGRADECIMENTOS

A realização deste projeto não teria sido possível sem a ajuda e apoio de todos aqueles que me acompanharam ao longo desta árdua jornada.

Em primeiro lugar gostaria de agradecer ao meu supervisor, o Engenheiro Celso Xavier, gestor de inovação da Finerge, pela sua simpatia e recetividade, por todas as informações vitais a este projeto que me prestou e por todas as lições de trabalho e de vida que nunca esquecerei.

Também queria agradecer ao meu orientador, o Professor Carlos Felgueiras, por todo o seu acompanhamento, orientação e disponibilidade ao longo de todo este trabalho.

Agradeço também à minha família, em especial aos meus pais, por todas as palavras de motivação que me deram.

Por último queria agradecer aos meus amigos, que sempre estiveram disponíveis para ouvir os meus desabafos, e em particular ao meu amigo João Dias, que me ajudou na parte deste projeto em que senti mais dificuldades.

PALAVRAS CHAVE

arbitragem de preços; bateria; curtailment; mercado grossista de eletricidade

RESUMO

As energias renováveis têm sido cada vez mais proeminentes para satisfazer as necessidades energéticas globais de forma não destrutiva ao planeta, especialmente agora em que o mundo está a entrar numa fase de decremento de energias fósseis e aumento dos preços da energia. Portugal, país com poucas reservas de energias fósseis e elevada dependência energética do exterior, tem sido dos países que mais tem investido em energias renováveis ao longo dos anos. Porém, os recursos renováveis como a água, a luz solar e o vento são relativamente imprevisíveis visto que estão dependentes das condições climáticas, o que pode causar variabilidades na produção de energia. De forma a colmatar esta desvantagem, sistemas de armazenamento de energia têm vindo a ser implementados com vista a reduzir estas variabilidades, tornando as energias renováveis num recurso mais estável ao fornecer energia quando há uma diminuição da produção desta.

Neste enquadramento, o objetivo deste trabalho é avaliar um sistema de armazenamento de energia, ou seja, determinar as suas características técnicas ideais de forma a se obter um maior lucro possível, a ser instalado na central eólica do Alto Douro, pertencente à empresa Finerge.

Para isso foi realizado um estudo da quantidade de energia a ser utilizada pelo sistema de armazenamento de energia, tendo sido feita posteriormente uma simulação de modo a determinar o comportamento do sistema em relação à utilização da energia e lucro obtido, alterando-se variáveis como a potência e a eficiência.

Concluiu-se que baterias de ião lítio com elevada capacidade de potência e pouco tempo de carga e descarga são a solução ideal para este projeto, sendo a eficiência das baterias e a sua modularidade bastante importantes para o lucro obtido no presente e no futuro.

KEYWORDS

battery; curtailment; price arbitrage; wholesale electricity market

ABSTRACT

Renewable energies have been ever more prominent to satisfy global energy needs in a non destructive way to the planet, especially now that the world is entering a fase of fossil energy decrease and an increase in energy prices. Portugal, a country with few fossil energy reserves and high energy dependence from the outside, has been one of the countries that has invested more in renewable energies in these past years. However, renewable resources such as water, sunlight and the wind are relatively unpredictable since they are dependent on climate conditions, which may cause variabilities in energy production. To face this disadvantage, energy storage systems have been continuously implemented to reduce these variabilities, making renewable energies a more stable resource by supplying energy when there is a decrease in its production.

With this in mind, the objective of this project is to evaluate an energy storage system, that is, to determine its ideal technical characteristics in order to obtain the most profit possible, to be installed in the Alto Douro wind farm, belonging to the company Finerge.

For that, a study of the quantity of energy to be used by the energy storage system was made, with a simulation being made after in order to determine the behavior of the system relative to the energy utilization and profit made, altering variables such as power and efficiency.

It was concluded that lithium ion batteries with a high power capacity and low charge and discharge times are the ideal solution for this project, with its efficiency and modularity being extremely important for the profit obtained in the present and future.

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

Lista de Siglas

APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GE	*General Electric*
GIS	*Gas Insulated Switchgear*
IPMA	Instituto Português do Mar e da Atmosfera
IPP	*Independant Power Producer*
LCOE	*Levelized Cost of Energy*
LID	*Light Induced Degradation*
DNV	*Det Norske Veritas*
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
NASA	*National Aeronautics and Space Administration*
OMIP	Operador do Mercado Ibérico (Portugal)
REN	Redes Energéticas Nacionais
RNT	Rede Nacional de Transporte
S.A.	Sociedade Anónima
SCADA	*Supervisory Control and Data Administration*
UPS	Uninterruptible Power Supply

Lista de Abreviaturas

p0	pressão estática ao nível médio da água do mar
T0	temperatura padrão ao nível médio da água do mar
g	constante de aceleração
L	gradiente de temperatura

R	constante do gás ideal
M	massa molar do ar seco
H	altitude
ρ	densidade
p	pressão estática
v	velocidade
z	altura
A	área
η	eficiência
I	irradiação
P	produção

Lista de Unidades

%	percentagem
m	metro
°C	grau Celsius
m/s	metro por segundo
W	Watt
kW	kilowatt
MW	megawatt
h	hora
Wh	Watt hora
kWh	kilowatt hora
MWh	megawatt hora
GWh	gigawatt hora
min	minuto
ha	horas úteis de utilização
V	Volt
kV	kilovolt
MVA	megavoltampere
Pa	Pascal
kg/m³	quilograma por metro cúbico
s	segundo
J	Joule
K	Kelvin

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 - LOCALIZAÇÃO DA CENTRAL EÓLICA DO ALTO DOURO 23
FIGURA 2 - LOCALIZAÇÃO DOS SUB-PARQUES DA CENTRAL EÓLICA DO ALTO DOURO 23
FIGURA 3 - INTERLIGAÇÃO DOS SUB-PARQUES À ESTAÇÃO DE SÃO MARTINHO 24
FIGURA 4 - AMOSTRA DOS DADOS DE PRODUÇÃO FORNECIDOS 25
FIGURA 5 - SUBESTAÇÃO DE SÃO MARTINHO 26
FIGURA 6 - LIGAÇÃO DO PRIMEIRO E DO SEGUNDO RAMAL 27
FIGURA 7 - LIGAÇÃO DO TERCEIRO RAMAL 27
FIGURA 8 - PRIMEIRO TRANSFORMADOR DA SUBESTAÇÃO DE SÃO MARTINHO 28
FIGURA 9 - SEGUNDO TRANSFORMADOR DA SUBESTAÇÃO DE SÃO MARTINHO 29
FIGURA 10 - SISTEMA GIS 30
FIGURA 11 - BATERIAS DE ARRANQUE 30
FIGURA 12 - SISTEMA DE MONITORIZAÇÃO SCADA 31
FIGURA 13 - AMOSTRA DOS DADOS DA VELOCIDADE DO VENTO 35
FIGURA 14 - TABELA DE POTÊNCIA DA TURBINA V150–4.5 MW 50/60 HZ DA VESTAS 36
FIGURA 15 - TABELA DE POTÊNCIA DA TURBINA 5.8-158 - 50/60HZ DA GE 36
FIGURA 16 - RELAÇÃO ENTRE A DENSIDADE E A TEMPERATURA PARA OS MESES DO ANO 38
FIGURA 17 – AMOSTRA DE DADOS PARA O MODELO DA GE 39
FIGURA 18 - AMOSTRA DE DADOS PARA O MODELO DA VESTAS 39
FIGURA 19 - AMOSTRA DOS RESULTADOS FINAIS PARA VELOCIDADES DO VENTO A 105 M DE ALTURA . 40
FIGURA 20 - AMOSTRA DA ENERGIA TOTAL PRODUZIDA PELO SOBRE EQUIPAMENTO 41
FIGURA 21 - AMOSTRA DOS DADOS DE IRRADIAÇÃO 42
FIGURA 22 - AMOSTRA DA ENERGIA PRODUZIDA PELA HIBRIDIZAÇÃO 44
FIGURA 23 - COORDENADAS DE MOIMENTA DA BEIRA NA FERRAMENTA DA NASA PARA IRRADIAÇÃO . 45
FIGURA 24 - AMOSTRA DOS VALORES DE IRRADIAÇÃO OBTIDOS ATRAVÉS DA FERRAMENTA DA NASA . 45
FIGURA 25 - PRODUÇÃO EÓLICA (EXISTENTE MAIS SOBRE EQUIPAMENTO) DA CENTRAL DO ALTO DOURO PARA 2015 46
FIGURA 26 - PRODUÇÃO DA HIBRIDIZAÇÃO DA CENTRAL DO ALTO DOURO PARA 2015 47
FIGURA 27 - PRODUÇÃO TOTAL DA CENTRAL DO ALTO DOURO PARA 2015 47
FIGURA 28 - AMOSTRA DE PREÇOS DE ELETRICIDADE 53

FIGURA 29 - AMOSTRA DAS MÉDIAS DOS PREÇOS OBTIDAS 54

FIGURA 30 - PREÇO MÉDIO DA ELETRICIDADE EM PORTUGAL PARA 2015, 2016, 2017, 2018 E 2019 55

FIGURA 31 - CURTAILMENT DA CENTRAL DO ALTO DOURO AO LONGO DE 2015 56

FIGURA 32 - AMOSTRA DOS PREÇOS MAIS BAIXOS (A AZUL) E MAIS ALTOS (A LARANJA) PARA JANEIRO, TENDO EM CONTA UMA BATERIA COM UM CICLO DE 4 HORAS DE CARREGAMENTO/DESCARREGAMENTO 60

FIGURA 33 - DIFERENÇA ENTRE AS MÉDIAS DOS PREÇOS DE CARREGAMENTO E DESCARREGAMENTO, PARA UMA BATERIA COM UMA AUTONOMIA DE 4 HORAS 61

FIGURA 34 - VIABILIDADE DA ARBITRAGEM DE PREÇOS PARA UMA BATERIA COM AUTONOMIA DE 4 HORAS E EFICIÊNCIA GLOBAL DE 90% 61

FIGURA 35 - AMOSTRA DOS PREÇOS MAIS BAIXOS (A AZUL) E MAIS ALTOS (A LARANJA) PARA JANEIRO, TENDO EM CONTA UMA BATERIA COM UM CICLO DE 2 HORAS DE CARREGAMENTO/DESCARREGAMENTO 63

FIGURA 36 - DIFERENÇA ENTRE AS MÉDIAS DOS PREÇOS DE CARREGAMENTO E DESCARREGAMENTO, PARA UMA BATERIA COM UMA AUTONOMIA DE 2 HORAS 64

FIGURA 37 - VIABILIDADE DA ARBITRAGEM DE PREÇOS PARA UMA BATERIA COM AUTONOMIA DE 2 HORAS E EFICIÊNCIA GLOBAL DE 90% 64

FIGURA 38 - EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DE ELETRICIDADE EM PORTUGAL SEGUNDO A CONSULTORA BARINGA 66

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1 - ORGANIZAÇÃO ESTRUTURAL DA CENTRAL EÓLICA DO ALTO DOURO 24

TABELA 2 - COMPONENTES DA FÓRMULA BAROMÉTRICA 37

TABELA 3 - COMPARAÇÃO ENTRE BATERIAS COM TEMPOS DE AUTONOMIA DIFERENTES E EFICIÊNCIAS E CAPACIDADES MÁXIMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA IGUAIS 65

TABELA 4 - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA UMA BATERIA COM 2 HORAS DE AUTONOMIA, 5 MW DE POTÊNCIA E 10 MWH DE CAPACIDADE MÁXIMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA 65

ÍNDICE

1 INTRODUÇÃO 1

1.1 Enquadramento geral 1

1.2 Contexto empresarial 2

1.3 Objetivos da Dissertação 2

1.4 Conteúdo da Dissertação 2

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 7

2.1 Sistema de armazenamento de energia 7

2.1.1 Vantagens 7

2.1.2 Tipos de sistemas de armazenamento de energia 8

2.2 Baterias 12

2.2.1 Chumbo-ácido 12

2.2.2 Níquel 12

2.2.3 Sódio-enxofre 13

2.2.4 Fluxo 13

2.2.5 Lítio 13

2.2.6 Sódio 14

2.2.7 Comparação 14

2.3 Projetos existentes 15

2.3.1 Projetos em Portugal 15

2.3.2 Projetos de maior dimensão 15

3 CASO DE ESTUDO 21

3.1 Descrição da base do projeto 21

3.2 Objetivos e metodologia 22

3.3 Caracterização da central eólica do Alto Douro 22

3.3.1 Subestação de São Martinho 25

4 QUANTIFICAÇÃO DA ENERGIA 35

4.1 Caraterização do sobre equipamento 35

4.2 Caracterização da hibridização 41

4.3 Produção total 46

5 SIMULAÇÃO DE ARMAZENAMENTO 51

5.1 Preços do Mercado Diário 51

5.1.1 Mercado Diário 51

5.1.2 Preços 52

5.2 Curtailment 55

5.2.1 Cenário A 56

5.2.2 Cenário B 57

5.2.3 Decisão 58

5.3 Arbitragem de preços 58

5.3.1 Bateria com 4 horas de autonomia 59

5.3.2 Bateria com 2 horas de autonomia 62

5.3.3 Decisão 64

5.4 Análise de sensibilidade 65

5.5 Curtailment futuro 66

6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS 69

6.1 Conclusões 69

6.2 Sugestões de trabalhos futuros 70

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 75

8 ANEXOS 81

8.1 Anexo 1 – *Amostra da produção total e curtailment* 81

8.2 Anexo 2 – *Método de cálculo de curtailment Cenário A* 82

8.3 Anexo 3 – *Método de cálculo de curtailment Cenário B* 85

8.4 Anexo 4 – *Método de cálculo de arbitragem de preços*..... 91

INTRODUÇÃO

1.1 Enquadramento geral

1.2 Contexto empresarial

1.3 Objetivos da Dissertação

1.4 Conteúdo da Dissertação

1 INTRODUÇÃO

A presente dissertação foi realizada no âmbito da obtenção do Mestrado em Energias Sustentáveis, do Departamento de Engenharia Mecânica do Instituto Superior de Engenharia do Porto. Neste capítulo é definido o tema principal deste projeto e o seu enquadramento e objetivos, bem como é definida a estrutura geral da tese.

1.1 Enquadramento geral

A transição para fontes de energia renovável tem sido um tema de destaque nas políticas energéticas globais nas últimas décadas. Portugal, sendo um país com baixas reservas fósseis, tem apostado significativamente na exploração de fontes de energia renováveis, tal que, em 2022, a produção de eletricidade em Portugal a partir destas fontes correspondeu a uma porção de 56,3% relativamente ao total, segundo o anuário da APREN (Associação Portuguesa de Energias Renováveis) para 2023 [1].

A energia eólica e solar, além de desempenharem um papel fundamental na descarbonização e redução das alterações climáticas, também contribuem para a diversificação da matriz energética, tornando-a mais resistente [2] [3].

No entanto, mesmo com o aumento da capacidade de geração de energia renovável, a variabilidade da produção eólica e solar apresenta desafios na estabilidade e fiabilidade da rede elétrica, devido à imprevisibilidade climatérica inerente a estas fontes de energia, o que causa incertezas relativas à previsão de produção e necessidade de meios que colmatem situações onde ocorra baixa produção [2] [3].

Uma solução tecnológica promissora para enfrentar estes desafios é a integração de sistemas de armazenamento de energia na infraestrutura das centrais eólicas e solares. Esta tese tem como objetivo realizar uma análise técnico-financeira abrangente a um destes sistemas de armazenamento de energia, com foco na central eólica do Alto Douro. A introdução deste sistema pode não só mitigar os impactos da variabilidade eólica e solar na rede, mas também abrir oportunidades para uma maior integração de fontes de energia renovável e melhorar a eficiência do sistema como um todo [2] [3].

A escolha deste tópico é relevante no contexto das metas de sustentabilidade de Portugal e dos compromissos internacionais, como o Acordo de Paris, que visam à redução das emissões de carbono e à transição para uma matriz energética mais limpa e sustentável [4]. Além disso, a análise técnico-financeira apresentada nesta tese contribui para o desenvolvimento de estratégias de investimento em energia renovável e armazenamento de energia em Portugal, neste caso referente à Finerge.

1.2 Contexto empresarial

Esta tesa foi desenvolvida no âmbito de um projeto real da empresa Finerge. A Finerge, S.A. é um IPP (Independant Power Producer) com mais de 20 anos de experiência e é hoje o segundo maior produtor de energia renovável em Portugal. A Finerge opera 68 centrais eólicas e 17 parques solares, em mais de 46 concelhos em Portugal e 3 províncias em Espanha, gerindo mais de 770 aerogeradores e milhares de módulos fotovoltaicos.

O projeto da Finerge centra-se em avaliar as características ideais de um sistema de armazenamento de energia para a central eólica do Alto Douro, após sobre equipamento e hibridização do mesmo, e subsequente escolha do modelo e potência tendo em conta várias propostas reais de fabricantes.

1.3 Objetivos da Dissertação

Este trabalho tem como objetivo principal o desenvolvimento de um projeto da Finerge, que consiste numa análise de componente técnica e componente financeira a um sistema de armazenamento de energia, ou seja, a definição das suas características, modo de uso e tecnologia de modo a se obter maior lucro, para ser utilizado na central eólica do Alto Douro, comparando-se posteriormente este projeto com projetos já existentes.

Para isso será necessário primeiramente fazer um levantamento de projetos existentes no mundo e as respetivas características para se poder fazer comparações com os resultados do projeto da Finerge.

Depois, relativamente ao projeto da Finerge em si, será necessário definir a energia total com que se irá trabalhar, fazendo seguidamente uma simulação do uso do sistema de armazenamento de energia para determinar as características ideais dentro da gama definida pela Finerge.

1.4 Conteúdo da Dissertação

O presente documento divide-se em 6 capítulos. No primeiro é feito um enquadramento do projeto em relação à atualidade, bem como são definidos os respetivos objetivos e é descrito o seu conteúdo. No segundo é definido o que é um sistema de armazenamento de energia e as suas vantagens e tipos de tecnologia, e também são descritos casos que existem atualmente. No terceiro capítulo é feita uma caracterização da central eólica estudada neste projeto, enquanto que no quarto são descritos como foram realizados o sobre equipamento e a hibridização e os respetivos resultados em termos de produção. No quinto capítulo é descrito o processo para a obtenção dos valores de curtailment através de 2 cenários diferentes, e é feito também um estudo de arbitragem de preços, uma análise de sensibilidade e um estudo sobre a evolução do curtailment e as respetivas consequências em projetos futuros similares.

Por fim no último capítulo são retiradas as conclusões adquiridas ao longo da realização da tese e são mencionadas sugestões de trabalhos futuros complementares a esta.

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Sistema de armazenamento de energia

2.2 Baterias

2.3 Projetos existentes

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo é definido o que é um sistema de armazenamento de energia e as suas vantagens e tipos de tecnologias. Também são mostrados casos que existem atualmente.

2.1 Sistema de armazenamento de energia

Um sistema de armazenamento de energia é um componente que permite capturar e armazenar energia quando esta é gerada em excesso ou quando a procura de eletricidade é baixa, podendo posteriormente ser libertada quando necessário.

2.1.1 Vantagens

Um sistema de armazenamento de energia desempenha um papel importante na otimização de uma central híbrida (eólica e solar), sendo algumas das suas vantagens as seguintes:

- Mitigação da variabilidade da energia produzida
- Aumento da confiabilidade do fornecimento de energia
- Maximização da utilização dos recursos eólicos e solares
- Contribuição para a estabilidade da rede elétrica
- Oportunidades de receita adicional
- Redução de custos de operação e manutenção
- Contribuição para metas de sustentabilidade

A principal vantagem de um sistema de armazenamento de energia consiste em mitigar a variabilidade dos recursos eólicos e solares, visto que a velocidade do vento pode flutuar consideravelmente ao longo do tempo, e que a radiação solar também oscila de acordo com as condições meteorológicas [5]. Isto é feito através do armazenamento do excesso de energia produzida pela central e do fornecimento dessa energia quando a produção é insuficiente, resultando numa produção de energia mais estável e confiável e melhorando a eficiência global da central [6] [7] [8].

A capacidade de armazenar energia também melhora a confiabilidade do fornecimento de energia. Em situações de falta de vento e radiação solar ou paragens de manutenção programadas, o sistema de armazenamento pode suprir a demanda de energia, evitando interrupções no fornecimento e garantindo um serviço mais consistente à rede [6] [7] [8].

Os sistemas de armazenamento de energia também desempenham um papel importante na estabilidade da rede elétrica. Eles podem ser usados para fornecer serviços auxiliares, como regulação de frequência e suporte à tensão, contribuindo para uma operação mais estável e confiável da rede [6] [7] [8].

Além das vantagens técnicas, um sistema de armazenamento de energia pode gerar receita adicional através da participação em mercados de serviços auxiliares e arbitragem de preços [6] [7] [8].

Uma outra vantagem é a capacidade de armazenar energia pode reduzir os custos operacionais e de manutenção de uma central eólica, uma vez que permite um planeamento mais flexível da operação e manutenção da central, otimizando o uso dos recursos disponíveis [6] [7] [8].

Por fim, a integração de sistemas de armazenamento de energia contribui para as metas de sustentabilidade, ao aumentar a penetração de fontes de energia renovável na matriz energética e assim evitado o uso de energia proveniente de fontes fósseis [6] [7] [8].

2.1.2 Tipos de sistemas de armazenamento de energia

Existem vários tipos de sistemas de armazenamento de energia, cada um destes com as suas vantagens e desvantagens. Estes tipos de sistemas podem-se dividir em mecânicos, elétricos, químicos, térmicos e eletroquímicos.

2.1.2.1 Armazenamento mecânico

O armazenamento de energia mecânico consiste em armazenar energia aplicando uma força a um meio apropriado. O princípio básico de funcionamento envolve o armazenamento e a recuperação de energia cinética e potencial. Os principais tipos de armazenamento mecânico são a bombagem de água, flywheels (massas rotativas) e ar comprimido.

A bombagem de água é um dos métodos mais estabelecidos e eficazes de armazenamento de energia mecânica. Este sistema envolve duas reservas de água situadas a diferentes alturas. Durante períodos de excesso de energia, a energia excedente é usada para bombear água da reserva mais baixa para a reserva mais alta, armazenando assim a energia potencial. Quando a energia é necessária, a água é libertada da reserva superior para a inferior, passando por turbinas que geram eletricidade [9].

Algumas das vantagens da bombagem de água são:

- Alta eficiência de conversão de energia
- Capacidade de armazenar grandes quantidades de energia por longos períodos
- Tempo de resposta rápido para atender às demandas de energia
- Vida útil longa e baixa degradação ao longo do tempo

Algumas das desvantagens da bombagem de água são:

- Requer terrenos adequados e recursos hídricos, o que limita a sua aplicabilidade geográfica
- Custos significativos de infraestrutura para construir as reservas e instalar turbinas e bombas

Os flywheels (massas rotativas) são sistemas de armazenamento de energia que aproveitam a inércia de uma massa rotativa para armazenar energia cinética. Durante períodos de excesso de energia, a energia é usada para acelerar o flywheel através de um motor, armazenando a energia cinética. Quando a energia é necessária, a energia cinética do flywheel é convertida de volta em eletricidade ao rodar uma turbina e usando um gerador [8].

Algumas das vantagens dos flywheels são:

- Alta taxa de resposta, adequada para aplicações que requerem rápida entrega de energia
- Vida útil longa com pouca degradação ao longo do tempo
- Eficiência de conversão de energia razoavelmente boa

Algumas das desvantagens dos flywheels são:

- As perdas por atrito podem ser significativas, resultando em degradação da energia armazenada ao longo do tempo
- Capacidade de armazenamento limitada em comparação com outros sistemas
- A energia armazenada está diretamente relacionada à velocidade de rotação, o que limita a flexibilidade em termos de capacidade de armazenamento ajustável

O armazenamento de ar comprimido é uma tecnologia de armazenamento mecânico que utiliza a compressão de ar para armazenar energia. Durante períodos de excesso de energia, o ar é comprimido e armazenado em reservatórios. Quando a energia é necessária, o ar comprimido é libertado e expande-se através de uma turbina, gerando eletricidade [10].

Algumas das vantagens do armazenamento de ar comprimido são:

- Capacidade de armazenar grandes quantidades de energia
- Ciclos ilimitados, sem degradação da capacidade de armazenamento ao longo do tempo
- Possibilidade de integração em locais subterrâneos para economizar espaço

Algumas das desvantagens do armazenamento de ar comprimido são:

- Dependência de geologia favorável para armazenamento subterrâneo, o que pode limitar a sua aplicação em algumas regiões
- Tecnologia complexa e cara

2.1.2.2 Armazenamento elétrico

Os sistemas de armazenamento elétrico armazenam eletricidade em campos elétricos e eletromagnéticos com perda mínima de energia. Os principais tipos de armazenamento elétrico são os supercapacitores e os supercondutores magnéticos.

Estes tipos de sistemas são apropriados para aplicações que exijam elevada potência e tempos de descarga curtos (segundos a minutos) [11]. São sistemas com elevada eficiência e vida útil, porém requerem custos elevados devido à sua complexidade.

2.1.2.3 Armazenamento químico

O armazenamento de energia químico refere-se à energia armazenada sob a forma de combustíveis químicos, os quais podem ser convertidos em energia mecânica, térmica ou elétrica para serem utilizados onde for necessário.

Um dos principais usos deste tipo de armazenamento é através do hidrogénio. Para tal, a excedente energia elétrica produzida é utilizada para realizar a eletrólise da água (H_2O), onde o hidrogénio (H_2) e o oxigénio (O_2) são separados. O hidrogénio é então armazenado em tanques ou reservatórios especiais. Quando necessário, o hidrogénio é alimentado numa célula de combustível, onde através de um catalisador é produzida eletricidade [12].

A principal vantagem desta tecnologia é a sua capacidade de armazenamento de energia a longo prazo. Contudo, também existem desvantagens associadas ao hidrogénio, como a baixa eficiência de conversão de energia, alta inflamabilidade e a complexidade do transporte e armazenamento, sendo necessários tubagens a alta pressão ou tanques de armazenamento criogénico [12].

2.1.2.4 Armazenamento térmico

O armazenamento de energia térmica armazena energia na forma de calor (ou frio), que pode ser libertada para utilização posterior. O exemplo mais comum atualmente em uso são os sais fundidos em centrais solares térmicas.

A energia produzida é transferida para estes sais, que são armazenados em tanques. Quando a energia é necessária novamente, o calor dos sais é transferido para água ou óleo térmico através de um permutador de calor para produzir vapor, que impulsiona uma turbina que gera eletricidade através de um gerador [13].

As principais vantagens dos sais fundidos como meio de armazenamento de energia térmica incluem a sua alta capacidade de armazenamento de calor, a capacidade de operar a temperaturas muito elevadas e a capacidade de manter a energia armazenada durante longos períodos. Porém, esta tecnologia também requer altos custos iniciais e grandes espaços para armazenamento, tal como possui uma baixa densidade de energia [13].

2.1.2.5 Armazenamento eletroquímico

O armazenamento de energia eletroquímico refere-se às baterias, dispositivos constituídos por células eletroquímicas, cada uma destas possuindo três partes principais: um ânodo (terminal negativo), um cátodo (terminal positivo) e um eletrólito.

Durante o processo de carga da bateria, no ânodo, ocorre uma reação que liberta eletrões, enquanto que no cátodo outra reação absorve esses eletrões. O eletrólito atua como um meio para o transporte de iões entre o ânodo e o cátodo.

A energia elétrica transmitida à bateria é usada para realizar as reações químicas que armazenam energia na forma de produtos químicos nos ânodos e cátodos.

Durante o processo de descarga da bateria, os eletrões fluem do ânodo para o cátodo através de um circuito externo, sendo que os produtos químicos armazenados nos ânodos e cátodos reagem, libertando a energia química armazenada e gerando eletricidade [14] [15].

Tipos diferentes de baterias incluem chumbo-ácido, níquel, sódio-enxofre, fluxo, lítio e sódio, sendo estes detalhados no subcapítulo 2.2.

As vantagens e desvantagens deste tipo de armazenamento diferem de acordo com o tipo de tecnologia, mas de um modo geral as principais vantagens são:

- Eficiência de conversão energética
- Resposta rápida às flutuações na demanda de energia
- Modularidade com possibilidade de armazenamento em grande escala
- Longa vida útil

Algumas das desvantagens podem incluir:

- Limitações de capacidade e de vida útil
- Possibilidade de degradação ou poluição

2.1.2.6 Comparação

Considerando as vantagens e desvantagens de cada tipo de sistema de armazenamento de energia, considerou-se o sistema eletroquímico (baterias) como sendo o ideal para ser instalado numa central híbrida (eólica e solar) em termos de comparação direta, devido principalmente aos seguintes fatores [6]:

- Eficiência na conversão de energia
- Confiabilidade devido a uso extensivo no mercado e experiência adquirida por vários fabricantes
- Custo relativamente baixo e a diminuir continuamente
- Tempo de descarga compatível com uma arbitragem de preços mais lucrativa

2.2 Baterias

Sendo as baterias o sistema de armazenamento de energia preferível para ser instalado numa central híbrida (eólica e solar), procedeu-se ao estudo dos diferentes tipos de tecnologia associados.

2.2.1 Chumbo-ácido

As baterias de chumbo-ácido são um tipo de bateria recarregável frequentemente usada em automóveis para fornecer energia inicial para a ignição e sistemas elétricos, bem como em sistemas de alimentação ininterrupta (UPS) para garantir a continuidade de operações críticas em caso de falha de energia. Também são utilizadas em sistemas de energia renovável de pequena escala [16] [17].

Uma das principais vantagens das baterias de chumbo-ácido é o seu baixo custo em comparação com muitas outras tecnologias de bateria. Estas também possuem uma longa história de uso confiável em várias aplicações e podem ser usadas em aplicações de alta potência com bom desempenho a temperaturas altas e baixas. Além disso, geralmente requerem pouca manutenção, para além se serem fáceis de operar [16] [17].

No entanto, estas baterias tendem a ser relativamente pesadas e volumosas, o que pode limitar sua aplicação em dispositivos portáteis, para além de terem uma capacidade de armazenamento de energia menor em comparação com baterias mais modernas, como as de ião lítio. As baterias de chumbo-ácido também têm a tendência de descarregar-se lentamente quando não estão em uso, e o ácido sulfúrico presente nelas é corrosivo e requer um manuseio cuidadoso [16] [17].

2.2.2 Níquel

As baterias de níquel, que incluem a família de baterias de níquel-cádmio (Ni-Cd) e baterias de níquel-metal-hidreto (Ni-MH), são tipos de baterias recarregáveis normalmente utilizadas em aplicações críticas ou trabalho pesado, como em comboios, aviões e em sistemas espaciais [18].

As vantagens destas baterias incluem serem baterias confiáveis e resilientes, com uma alta densidade de energia e relativamente seguras [18].

Por outro lado, apresentam desvantagens, como a dependência de minerais raros que requerem bastantes recursos para minar (para as baterias de níquel-metal-hidreto), e a alta quantidade de cádmio, que é um metal pesado tóxico (para as baterias de níquel-cádmio) [18].

2.2.3 Sódio-enxofre

As baterias de sódio-enxofre são um tipo de bateria bastante utilizado no Japão e na China, principalmente em sistemas de armazenamento de energia estacionária e veículos elétricos de grande porte [19].

Algumas das principais vantagens das baterias de sódio-enxofre é a sua alta densidade de energia e a abundância de materiais existente para o seu fabrico, para além de não conterem metais pesados tóxicos [19].

As desvantagens deste tipo de bateria incluem temperaturas elevadas de operação que podem obrigar a uma eficiência reduzida da bateria, devido a esta ser usada para manter estas temperaturas altas de operação. Além disso, as baterias de sódio-enxofre ainda estão em desenvolvimento e não são tão amplamente comercializadas como as baterias de ião lítio, sendo que o seu custo também é relativamente alto [19].

2.2.4 Fluxo

As baterias de fluxo são um tipo de baterias que armazena energia em soluções eletrolíticas contidas em tanques externos. Estas são usadas principalmente em aplicações de armazenamento de energia em larga escala, como sistemas de energia renovável, estabilização de redes elétricas e gestão de picos de demanda de energia [20].

Uma das principais vantagens das baterias de fluxo é a sua modularidade. Estas podem ser dimensionadas facilmente, aumentando ou diminuindo a capacidade de armazenamento simplesmente ajustando o tamanho dos tanques de eletrólito. Outra vantagem é a sua longa vida útil e capacidade de suportar um grande número de ciclos de carga e descarga, como também serem relativamente seguras [20].

No entanto, as baterias de fluxo têm a desvantagem de estarem restritas a uso estacionário devido ao seu tamanho e complexidade, para além do seu custo inicial de implementação ser elevado devido à necessidade de tanques externos e sistemas de bombagem [20].

2.2.5 Lítio

As baterias de lítio são uma tecnologia de armazenamento de energia amplamente utilizada e versátil, com uma vasta gama de aplicações, desde dispositivos eletrónicos portáteis, como smartphones e laptops, até veículos elétricos e sistemas de armazenamento de energia em larga escala [21].

Algumas das principais vantagens das baterias de lítio é a sua alta densidade de energia, o que significa que elas podem armazenar uma grande quantidade de energia em relação ao seu tamanho e peso, e uma baixa taxa de auto-descarga, o que significa que elas podem reter energia por longos períodos sem descarregar significativamente. Outras vantagens são a sua vida útil relativamente longa e a capacidade de suportar um grande número de ciclos de carga e descarga, bem como a sua modularidade [21].

No entanto, as baterias de lítio podem ser sensíveis à temperatura e podem sobreaquecer ou até mesmo incendiar se não forem adequadamente operadas, para além do lítio não ser um recurso abundante e o seu processo de mineração e produção ter impactos ambientais negativos [21].

2.2.6 Sódio

As baterias de sódio são um tipo de bateria recente que utiliza sódio como ânodo. Estas baterias estão a ser desenvolvidas como uma alternativa potencialmente mais acessível e sustentável às baterias de lítio em várias aplicações, tais como armazenamento de energia, veículos elétricos e maquinaria de construção [22].

Estas baterias possuem várias vantagens, tais como a abundância do sódio na Terra, tornando-o um recurso mais amplamente disponível e potencialmente mais barato em comparação com o lítio, o que pode ajudar a reduzir os custos de produção das baterias de sódio. Além disso, as baterias de sódio têm o potencial de serem mais seguras do que as baterias de lítio, uma vez que o lítio pode ser inflamável em certas condições [22].

No entanto, as baterias de sódio ainda estão num estado inicial de desenvolvimento, sendo que a sua densidade de energia ainda é relativamente baixa. Além disso, a infraestrutura existente de produção de baterias de lítio pode tornar a transição para baterias de sódio mais lenta [22].

2.2.7 Comparação

Comparando os tipos de tecnologias diferentes de baterias, consideraram-se as baterias de ião lítio como sendo as melhores a serem usadas no âmbito desta tese, ou seja, numa central eólica e solar.

A justificação para esta escolha está centrada no facto de as fontes de receita disponíveis para o armazenamento de energia atualmente na Europa (arbitragem de preços e serviços auxiliares) justificarem tecnologias de curta duração. As tecnologias para armazenamento de energia de longa duração não são rentáveis com as oportunidades de arbitragem de preços atuais e a falta de incentivos de capacidade/adequação. Das tecnologias de curta duração comercialmente maduras disponíveis hoje em grande escala na rede, o ião lítio mostrou ser superior em desempenho e custo total de propriedade, para além de possuir a maior eficiência energética de carga e descarga e vida útil do ciclo [14] [15] [23]. A produção em massa de baterias de ião lítio para a indústria de veículos elétricos também reduziu os seus custos aproximadamente por um fator de 10 de 2010 a 2020, fazendo com que o mercado de armazenamento de energia estacionária aumentasse de praticamente zero para mais de 20 GW no mesmo período [23]. Além disso, a experiência adquirida por fabricantes e financiadores continuará a tornar o ião lítio a tecnologia preferida, reduzindo o risco e aumentando a viabilidade junto das instituições financeiras.

Outro dos principais fatores que se teve em conta foi a flexibilidade das baterias de ião lítio em relação ao tempo de descarga comparado com a capacidade de potência, sendo

este fator um dos mais decisivos para a determinação das características técnicas ideais da bateria, como é explicado no subcapítulo 5.3.

2.3 Projetos existentes

De seguida é feito um resumo de vários projetos existentes relativos a sistemas de armazenamento de energia, destacando o tipo de sistema utilizado, a localização, o ano de comissionamento, a potência e a capacidade.

A partir da base de dados da Finerge, foi possível averiguar a existência de 228 sistemas de armazenamento de energia anunciados/planeados, 2909 comissionados e 148 já financiados ou em construção até 2021.

Destes sistemas, 1043 estão localizados nos Estados Unidos da América, 654 na China e 486 na Europa, incluindo 9 em Portugal.

A maior parte destes sistemas utiliza tecnologia de baterias de ião lítio, totalizando 2063, pelo que se confirma a confiabilidade e histórico de uso deste tipo de baterias. Em contrapartida, apenas 145 utilizam baterias de chumbo-ácido, enquanto que 139 tiram partido de baterias de fluxo.

É importante referir que a maior parte destes sistemas possuem uma potência inferior a 1 MW, estando os projetos de maior capacidade (>100 MW) localizados maioritariamente nos Estados Unidos da América e na China, sendo a tecnologia mais usada para estes projetos baterias de ião lítio.

2.3.1 Projetos em Portugal

Dos 7 projetos de sistemas de armazenamento de energia existentes em Portugal, 6 destes encontram-se instalados nos Açores. Destes destacam-se o “La Graciosa Leclanche Microgrid Project”, comissionado em 2016 com uma potência de 4 MW, e o “Graciolica Lda Graciosa Energy Storage Project”, comissionado em 2019 com uma potência de 3,2 MW. O tipo de tecnologia utilizada nestes projetos é a bateria de ião lítio.

Dois outros projetos na ilha Terceira também já foram anunciados em 2019 e 2020, sendo previstos 15 MW de capacidade para cada um destes através de baterias de ião lítio.

2.3.2 Projetos de maior dimensão

Dos projetos de maior dimensão destaca-se o “China Three Gorges Elion Eerduosi Hangjin Kubuqi Solar Energy Storage Project”, comissionado em 2021 na China e com uma capacidade de 400 MW. Outro projeto de grandes dimensões é o “LS Power Gateway Energy Storage Project”, comissionado na Califórnia, Estados Unidos da América em 2020 e com uma capacidade de 250 MW. As baterias utilizadas para ambos estes projetos são de ião lítio.

Em relação a projetos futuros, o “Intersect Juno Solar Energy Storage Project” é o mais proeminente, tendo sido anunciado em 2019 para ser instalado no Texas, Estados Unidos da América com uma capacidade de 495 MW, tirando partido de baterias de ião lítio também.

CASO DE ESTUDO

3.1 Descrição da base do projeto

3.2 Objetivos e metodologia

3.3 Caracterização da central eólica do Alto Douro

3 CASO DE ESTUDO

Este capítulo descreve a origem da existência deste projeto, bem como a metodologia para a sua execução e os respetivos objetivos. Também é feita uma caracterização da central eólica do Alto Douro no momento da realização desta tese.

3.1 Descrição da base do projeto

Este projeto origina de um projeto anterior da Finerge, onde se é pretendido aumentar a potência instalada na central eólica do Alto Douro, através de um sobre equipamento e da hibridização da mesma. O sobre equipamento irá consistir na instalação de turbinas eólicas adicionais, sendo a área de construção previamente analisada pela Finerge, com a conclusão de que os valores da velocidade do vento serão viáveis para a execução do projeto. Similarmente, a área de construção para a hibridização também foi analisada e aprovada como possuindo recursos suficientes para o sucesso do projeto, hibridização esta que irá consistir na instalação de painéis solares, sendo o recurso a luz do Sol.

A hibridização irá complementar o sobre equipamento e a central já existente no sentido de que irá reduzir as variabilidades na produção de energia da central. Isto acontece porque o recurso a ser usado para os painéis solares, a luz do Sol, irá geralmente ser maior nos momentos em que a velocidade do vento será menor, como ilustrado no subcapítulo 4.3, o que irá colmatar as inconsistências que existem em relação ao vento, sendo que este recurso não é completamente previsível nem estável, resultando numa produção final de energia mais constante e previsível. Tanto o sobre equipamento como a hibridização irão ser instalados em terrenos já pertencentes à Finerge, fazendo uso da instalação elétrica já existente na central eólica do Alto Douro, sendo estas vantagens pontos adicionais que viabilizam mais este projeto.

Com o aumento da potência instalada, iremos ter por consequência uma maior quantidade de energia que irá ultrapassar o limite de exportação, isto é, o valor máximo permitido para a produção da central. Esta quantidade de energia acima do limite de produção é denominada de curtailment.

Sem capacidade de armazenamento, a energia produzida acima do limite, ou o curtailment, iria ser desperdiçado. Tendo isto em conta, fará sentido então realizar um estudo a fim de se determinar a viabilidade económica da instalação de um sistema de armazenamento de energia, visto que desta maneira estaremos a aproveitar um recurso que normalmente seria desconsiderado. Este será então o tema principal deste projeto.

Devido ao que foi concluído na revisão bibliográfica deste projeto e à preferência da Finerge, foram consideradas baterias como o sistema de armazenamento de energia para a central do Alto Douro.

Para a realização deste projeto foram utilizados dados dos anos 2015, 2016, 2017 e 2018, de modo a se poder usufruir de uma base de dados ampla que negligencie diferenças extremas de produção que possam acontecer pontualmente. Os dados para as produções foram fornecidos pela Finerge num período de 15 em 15 minutos, valorizando-se assim um certo detalhe que irá contrabalançar as incertezas que irão surgir ao longo da realização deste projeto.

3.2 Objetivos e metodologia

O objetivo principal deste projeto é determinar as características técnicas ideais de uma bateria a ser utilizada na central eólica do Alto Douro, pertencente à Finerge.

Para isso, a realização deste projeto está centrada em duas fases principais:

- quantificação da energia a ser utilizada;

- simulação do uso da bateria.

A quantificação da energia a ser utilizada é vital para obtermos a gama de valores com que a bateria irá trabalhar, para daí se poder realizar uma simulação de uso. A quantificação da energia é obtida através do cálculo da produção total da central que irá ultrapassar o limite de exportação. Sendo o limite de exportação fixo, foi necessário calcular a produção total através da soma dos valores de produção já existentes com a produção adicional do sobre equipamento e da hibridização.

Em relação ao uso da bateria, foi criada uma simulação em Excel que tem como objetivo calcular o lucro obtido exclusivamente através do uso da bateria, tendo em conta variáveis como a potência da bateria, a sua eficiência, a sua capacidade máxima, a sua autonomia e os preços da eletricidade para o mercado diário. Com esta simulação foi possível retirar conclusões acerca das características técnicas da bateria que seriam ideias para a execução do projeto.

3.3 Caracterização da central eólica do Alto Douro

A central eólica do Alto Douro fica situada no distrito de Viseu, região norte de Portugal, indicada através do círculo vermelho na Figura 1, e é constituída por sete sub-parques divididos por três ramais, todos estes ligados a uma subestação, sendo a localização geográfica destes ilustrada na Figura 2.

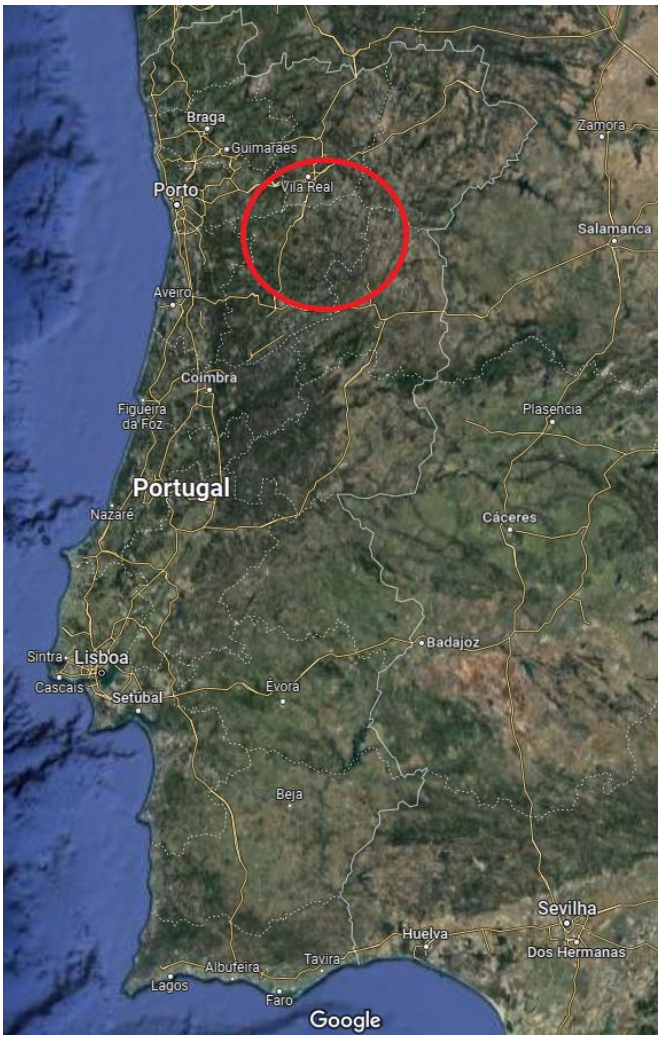

Figura 1 - Localização da central eólica do Alto Douro

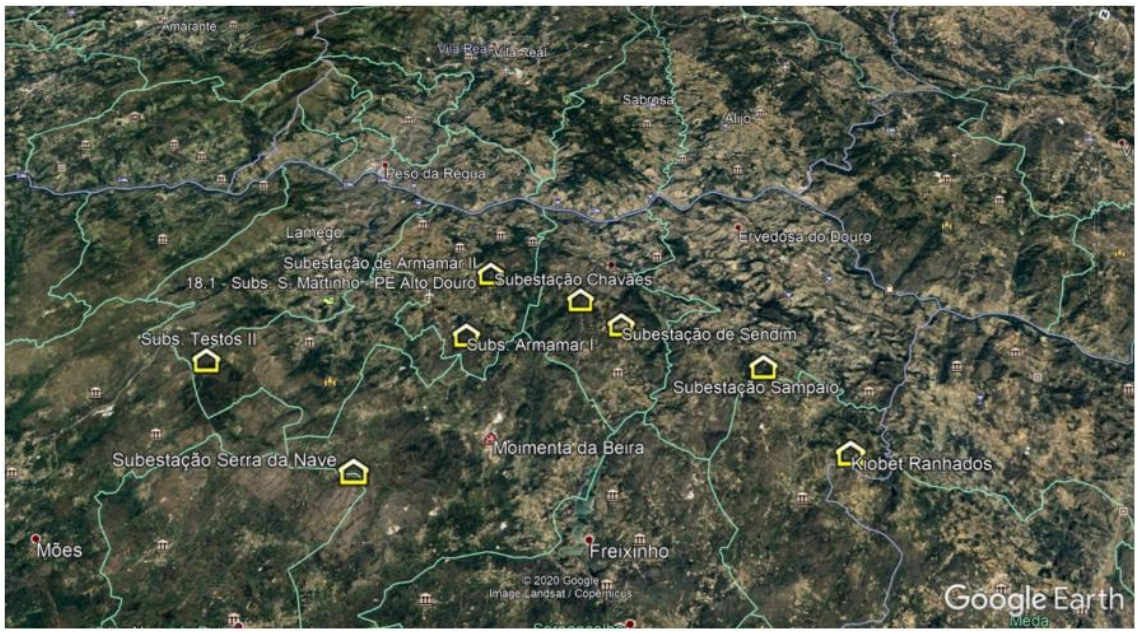

Figura 2 - Localização dos sub-parques da central eólica do Alto Douro

O primeiro ramal é constituído apenas pelo sub-parque de Sendim, enquanto que o segundo ramal é composto pelos sub-parques de Armamar 2, Chavães e Serra de Sampaio-Ranhados. O terceiro ramal compreende os sub-parques de Armamar, Serra da Nave e Testos 2. Todos estes sub-parques encontram-se ligados à subestação de São Martinho, sendo a sua configuração de ligação representada na Figura 3.

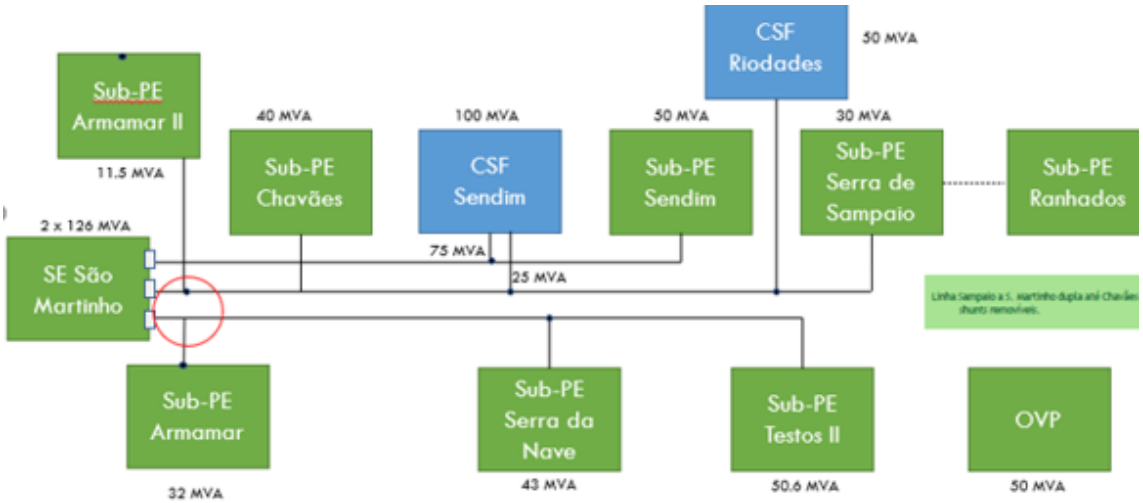

Figura 3 - Interligação dos sub-parques à estação de São Martinho

Na mesma Figura 3 podemos observar as potências correspondentes, em MVA, de cada componente da central eólica do Alto Douro, estando os sub-parques já existentes e a subestação de São Martinho representados em verde, e o sobre equipamento e a hibridização a ser instalados representados a azul. As características do sobre equipamento e da hibridização serão especificadas no capítulo 4. Na Tabela 1 podemos observar a organização estrutural da central.

Tabela 1 - Organização estrutural da central eólica do Alto Douro

Sub-parque	Concelhos	Capacidade (MW)
Armamar	Armamar	32,4
Armamar II	Armamar	11,5
Chavães	Tabuaço	34,5
Sendim	Tabuaço	46
Serra de Sampaio-Ranhados	Penedono S. João da Pesqueira Ranhados	34,5

Sub-parque	Concelhos	Capacidade (MW)
Serra da Nave	Vila Nova de Paiva Moimenta da Beira	43,7
Testos II	Tarouca Lamego Castro Daire	50,6

Esta central possui uma potência instalada total de 253,2 MW, distribuída pelos sete sub-parques, e encontra-se interligada à RNT (Rede Nacional de Transporte) a 220 kV, a partir da subestação de São Martinho.

Para este projeto foi considerado o funcionamento da central como um todo, ou seja, considerando todos os sub-parques, não tendo sido feitas análises apenas por ramais, ou a sub-parques específicos.

Os dados de produção da central foram fornecidos pela Finerge, num período de 15 em 15 minutos para os anos de 2015, 2016, 2017 e 2018, em kWh, tendo sido já descontadas as perdas através das ligações. Uma amostra dos dados fornecidos encontra-se representada na Figura 4.

	Produção (kWh)						
Data e hora	Armamar	Armamar II	Serra da Nave	Testos II	Chavães	Serra de Sampaio-Ranhados	Sendim
01/01/2015 00:15	10	0	5970	2080	550	1060	320
01/01/2015 00:30	10	90	6120	2160	750	1300	760
01/01/2015 00:45	100	130	7090	2120	800	1050	840
01/01/2015 01:00	60	140	7090	1880	900	1710	1040
01/01/2015 01:15	160	30	6700	1400	630	2400	680
01/01/2015 01:30	240	150	5740	1400	1150	1440	1080
01/01/2015 01:45	490	20	5980	1560	1890	2350	2360
01/01/2015 02:00	90	0	7370	1640	1460	2670	2560
01/01/2015 02:15	20	0	6930	1640	1120	2550	1040
01/01/2015 02:30	20	10	5960	2080	930	1980	680
01/01/2015 02:45	260	180	6070	2640	1100	1360	1000
01/01/2015 03:00	420	250	7220	3080	2140	1780	1760

Figura 4 - Amostra dos dados de produção fornecidos

Estes dados serão usados no capítulo 4 para o cálculo do curtailment.

3.3.1 Subestação de São Martinho

A subestação de São Martinho, vista na Figura 5, é onde todos os sub-parques se encontram ligados e onde é efetuada a gestão e monitorização da produção total da central eólica do Alto Douro. O primeiro e o segundo ramal estão conectados através de linha elétrica dupla a 60 kV. Já o terceiro ramal é ligado à subestação a partir de linha

elétrica de cabo duplo, também a 60 kV. Estas ligações podem ser vistas nas Figuras 6 e 7, respetivamente.

Figura 5 - Subestação de São Martinho

Figura 6 - Ligação do primeiro e do segundo ramal

Figura 7 - Ligação do terceiro ramal

A subestação possui 2 transformadores de 60-220 kV que fazem a transição da energia elétrica da subestação até à rede a uma voltagem de 220 kV, energia elétrica esta que provém dos sub-parques e que chega a partir de linhas elétricas de 60 kV. Os transformadores estão representados nas Figuras 8 e 9.

Figura 8 - Primeiro transformador da subestação de São Martinho

Figura 9 - Segundo transformador da subestação de São Martinho

A subestação de São Martinho também contém um sistema de proteção GIS (Gas Insulated Switchgear), que é um conjunto de disjuntores isolados em gás inerte que pode ser operado de forma segura em espaços confinados [24]. A subestação também possui baterias de arranque para o caso de haver um corte de energia. O sistema GIS e as baterias de arranque podem ser vistos nas Figuras 10 e 11, respetivamente.

Figura 10 - Sistema GIS

Figura 11 - Baterias de arranque

O sistema de monitorização SCADA (Supervisory Control and Data Administration) da subestação pode-se observar na Figura 12.

Figura 12 - Sistema de monitorização SCADA

QUANTIFICAÇÃO DA ENERGIA

4.1 Caraterização do sobre equipamento

4.2 Caracterização da hibridização

4.3 Produção total

4 QUANTIFICAÇÃO DA ENERGIA

Este capítulo descreve o modo como é realizada a quantificação da energia total disponível para a realização deste projeto, sendo definidos os métodos de cálculo para o sobre equipamento e para a hibridização.

4.1 Caraterização do sobre equipamento

Para o cálculo da produção do sobre equipamento, foram fornecidos pela Finerge os dados da velocidade do vento para uma altura de 80 metros na Serra de Montemuro, local a ser instalado este sobre equipamento. Os dados encontram-se num período de 15 em 15 minutos, para os anos de 2015, 2016, 2017 e 2018, em m/s, sendo uma amostra destes dados representada na Figura 13.

Data e hora	Velocidade (m/s)
01/01/2015 00:15	3,7
01/01/2015 00:30	3
01/01/2015 00:45	3,1
01/01/2015 01:00	3,1
01/01/2015 01:15	3,1
01/01/2015 01:30	3,3
01/01/2015 01:45	3
01/01/2015 02:00	2,9
01/01/2015 02:15	2,6
01/01/2015 02:30	2,7
01/01/2015 02:45	4
01/01/2015 03:00	4,2

Figura 13 - Amostra dos dados da velocidade do vento

A potência total definida pela Finerge para o sobre equipamento é de 43 MW, estando este valor relacionado com a legislação imposta sobre a potência do sobre equipamento de centrais eólicas (20% da potência total instalada).

Em relação ao modelo da turbina eólica a ser instalado, foram consideradas duas opções pré-determinadas pela Finerge, sendo as fichas técnicas dos dois modelos a ter em consideração fornecidas pela empresa (por motivos de confidencialidade não é possível partilhar todos os dados técnicos presentes nestas fichas).

Os modelos definidos são os seguintes:

- V150–4.5 MW 50/60 Hz da Vestas, com uma potência nominal de 4,5 MW;

- 5.8-158 - 50/60Hz da GE (General Electric), com uma potência nominal de 5,8 MW.

Das fichas técnicas destes dois modelos foram retiradas as tabelas correspondentes à curva de potência para diversas densidades e valores de velocidade do vento a turbulência baixa, tabelas estas representadas parcialmente nas Figuras 14 e 15, para o modelo da Vestas e da GE, respetivamente.

Wind Speed at Hub Height [m/s]	Electrical Power [kW]										
	Air density ρ = 1.02 kg/m³	Air density ρ = 1.04 kg/m³	Air density ρ = 1.06 kg/m³	Air density ρ = 1.08 kg/m³	Air density ρ = 1.1 kg/m³	Air density ρ = 1.12 kg/m³	Air density ρ = 1.14 kg/m³	Air density ρ = 1.16 kg/m³	Air density ρ = 1.18 kg/m³	Air density ρ = 1.2 kg/m³	Air density ρ = 1.225 kg/m³
3.0	54	56	58	60	63	65	67	69	71	74	76
3.5	135	139	143	147	151	155	158	162	166	170	174
4.0	240	246	252	258	264	270	276	281	287	293	300
4.5	371	380	388	397	405	413	422	430	439	447	458
5.0	530	542	553	565	577	588	600	612	623	635	650
5.5	723	738	754	769	785	801	816	832	847	863	882
6.0	952	972	992	1012	1032	1052	1073	1093	1113	1133	1158
6.5	1224	1249	1275	1301	1326	1351	1376	1402	1427	1453	1485
7.0	1540	1571	1603	1634	1666	1698	1729	1761	1792	1824	1864
7.5	1908	1947	1985	2024	2063	2102	2141	2179	2218	2257	2305
8.0	2324	2372	2418	2465	2511	2557	2604	2650	2696	2742	2799
8.5	2793	2849	2904	2958	3012	3065	3117	3169	3220	3269	3328
9.0	3306	3368	3428	3487	3544	3600	3653	3705	3754	3801	3857

Figura 14 - Tabela de potência da turbina V150–4.5 MW 50/60 Hz da Vestas

	Air density [kg/m³]													
WS [m/s]	1.225	0.950	0.975	1.000	1.025	1.050	1.075	1.100	1.125	1.150	1.175	1.200	1.250	1.275
3.0	81	51	54	56	59	62	65	67	70	73	76	78	84	86
3.5	172	122	127	131	136	140	145	149	154	158	163	167	176	181
4.0	285	210	217	223	230	237	244	251	258	264	271	278	291	298
4.5	424	317	327	337	346	356	366	375	385	395	404	414	433	443
5.0	596	451	464	477	491	504	517	530	543	557	570	583	609	622
5.5	808	615	632	650	668	685	703	720	738	755	773	790	825	843
6.0	1061	811	834	857	880	902	925	948	970	993	1016	1039	1084	1106
6.5	1360	1044	1072	1101	1130	1159	1188	1217	1245	1274	1303	1331	1389	1417
7.0	1710	1317	1353	1389	1425	1461	1496	1532	1568	1604	1639	1675	1746	1781
7.5	2106	1629	1673	1717	1761	1805	1848	1891	1935	1978	2021	2064	2149	2191
8.0	2549	1982	2034	2086	2138	2190	2242	2293	2345	2396	2447	2498	2599	2649
8.5	3021	2376	2437	2498	2559	2620	2678	2737	2795	2854	2909	2965	3075	3129
9.0	3471	2794	2860	2926	2992	3058	3119	3180	3241	3302	3358	3415	3524	3578

Figura 15 - Tabela de potência da turbina 5.8-158 - 50/60Hz da GE

Com esta informação, acoplando aos dados da velocidade do vento, resta saber a densidade correspondente para obtermos o valor de potência para um determinado ponto.

Para calcular a densidade, em kg/m³, foi utilizada a equação 4.1 [25], na qual ρ é a densidade, p é a pressão absoluta, em Pa, M é a massa molar do ar seco, em kg/mol, R é a constante do gás ideal, em J/(mol.K), e T é a temperatura, em K.

$$\rho = p * \frac{M}{R*T} \qquad (4.1)$$

Sendo que necessitamos da pressão absoluta antes de calcular a densidade, esta foi determinada em Pa com base na fórmula barométrica 4.2 [25], em que p é a pressão absoluta, p0 é a pressão estática ao nível médio da água do mar, em Pa, L é o gradiente da temperatura, em K/m, h é a altitude do local da instalação do sobre equipamento (Serra de Montemuro), em m, T0 é a temperatura padrão ao nível médio da água do mar, em K, g é a constante de aceleração, em m/s², M é a massa molar do ar seco, em kg/mol, e R é a constante do gás ideal, em J/(mol.K).

$$p = p0 * \left(1 - \frac{L*h}{T0}\right)^{\frac{g*M}{R0*L}} \qquad (4.2)$$

Na Tabela 2 estão representados os valores das constantes mencionadas.

Tabela 2 - Componentes da fórmula barométrica

Símbolo	Significado	Valor	Unidades
p0	pressão estática ao nível médio da água do mar	101325 [25]	Pa
T0	temperatura padrão ao nível médio da água do mar	288,15 [25]	K
g	constante de aceleração	9,80665 [25]	m/s²
L	gradiente de temperatura	0,0065 [25]	K/m
R	constante do gás ideal	8,31447 [25]	J/(mol.K)
M	massa molar do ar seco	0,028964 [25]	kg/mol
h	altitude	1382	m

Em relação à temperatura, foi retirado um valor correspondente para cada mês e para a localização da Lagoa de S. João, sendo este valor a temperatura média para cada mês no ano 2021, valores estes recolhidos do site do IPMA (Instituto Português do Mar e da Atmosfera) [26]. Foi considerado o ano 2021 por este ser o ano com dados completos mais recentes.

A Figura 16 representa os valores para a temperatura e respetiva densidade para cada mês do ano.

	Temperatura média 2021 (°C)	Densidade (kg/m³)
Janeiro	7	1,067
Fevereiro	11	1,052
Março	11	1,052
Abril	14	1,041
Maio	15	1,037
Junho	19	1,023
Julho	21	1,016
Agosto	21	1,016
Setembro	19	1,023
Outubro	16	1,034
Novembro	9	1,059
Dezembro	8	1,063

Figura 16 - Relação entre a densidade e a temperatura para os meses do ano

Tendo os valores para a densidade de cada mês e os valores da velocidade do vento, verificou-se que os valores representados nas tabelas das fichas técnicas dos modelos das turbinas não tinham a correspondência exata. Sendo assim, fez-se então uma interpolação dos valores, tanto das densidades como das velocidades do vento, para se conseguir obter valores exatos correspondentes aos valores das densidades calculadas e aos valores de vento fornecidos. Uma amostra das tabelas finais obtidas para os modelos da GE e da Vestas está representada nas Figuras 17 e 18, respetivamente.

	Potência elétrica (kW)											
	Densidade do ar (kg/m³)											
Velocidade do vento (m/s)	**1,06**	**1,067**	**1,074**	**1,08**	**1,082**	**1,097**	**1,1**	**1,104**	**1,112**	**1,12**	**1,136**	**1,14**
3,0	58,0	58,7	59,4	60,0	60,3	62,6	63,0	63,4	64,2	65,0	66,6	67,0
3,1	75,0	75,8	76,7	77,4	77,7	80,1	80,6	81,1	82,0	83,0	84,8	85,2
3,2	92,0	93,0	94,0	94,8	95,1	97,7	98,2	98,8	99,9	101,0	102,9	103,4
3,3	109,0	110,1	111,2	112,2	112,6	115,3	115,8	116,4	117,7	119,0	121,1	121,6
3,4	126,0	127,3	128,5	129,6	130,0	132,8	133,4	134,1	135,6	137,0	139,2	139,8
3,5	143,0	144,4	145,8	147,0	147,4	150,4	151,0	151,8	153,4	155,0	157,4	158,0
3,6	164,8	166,3	167,9	169,2	169,6	172,9	173,6	174,5	176,2	178,0	180,9	181,6
3,7	186,6	188,3	190,0	191,4	191,9	195,5	196,2	197,2	199,1	201,0	204,4	205,2
3,8	208,4	210,2	212,0	213,6	214,1	218,0	218,8	219,8	221,9	224,0	227,8	228,8
3,9	230,2	232,2	234,1	235,8	236,4	240,6	241,4	242,5	244,8	247,0	251,3	252,4
4,0	252,0	254,1	256,2	258,0	258,6	263,1	264,0	265,2	267,6	270,0	274,8	276,0

Figura 17 – Amostra de dados para o modelo da GE

	Potência elétrica (kW)												
	Densidade do ar (kg/m³)												
Velocidade do vento (m/s)	**1,05**	**1,067**	**1,074**	**1,075**	**1,082**	**1,097**	**1,1**	**1,104**	**1,112**	**1,12**	**1,125**	**1,136**	**1,15**
3	62,0	64,0	64,9	65,0	65,6	66,8	67,0	67,5	68,4	69,4	70,0	71,3	73,0
3,1	77,6	79,9	80,9	81,0	81,7	83,1	83,4	83,9	85,0	86,1	86,8	88,2	90,0
3,2	93,2	95,8	96,8	97,0	97,8	99,5	99,8	100,4	101,6	102,8	103,6	105,1	107,0
3,3	108,8	111,7	112,8	113,0	113,9	115,8	116,2	116,9	118,2	119,6	120,4	122,0	124,0
3,4	124,4	127,5	128,8	129,0	130,0	132,2	132,6	133,3	134,8	136,3	137,2	138,9	141,0
3,5	140,0	143,4	144,8	145,0	146,1	148,5	149,0	149,8	151,4	153,0	154,0	155,8	158,0
3,6	159,4	163,1	164,6	164,8	166,1	168,8	169,4	170,3	172,0	173,7	174,8	176,7	179,2
3,7	178,8	182,7	184,4	184,6	186,1	189,2	189,8	190,7	192,6	194,4	195,6	197,7	200,4
3,8	198,2	202,4	204,2	204,4	206,0	209,5	210,2	211,2	213,2	215,2	216,4	218,7	221,6
3,9	217,6	222,1	223,9	224,2	226,0	229,8	230,6	231,7	233,8	235,9	237,2	239,7	242,8
4	237,0	241,8	243,7	244,0	246,0	250,2	251,0	252,1	254,4	256,6	258,0	260,6	264,0

Figura 18 - Amostra de dados para o modelo da Vestas

Seguidamente, foram retirados os valores de potência em kW correspondentes para cada valor de velocidade do vento e densidade do mês equivalente.

Porém, ainda não temos os valores definitivos de potência, pois os dados da velocidade do vento fornecidos correspondem a uma altura de 80 m, altura esta diferente da altura do hub definido para ambos os modelos das turbinas. Assim sendo, através da fórmula 4.3 [27], em que v2 é a velocidade do vento à altura z2, em m/s, v1 é a velocidade à altura z1, em m/s, z2 é a altura à qual queremos calcular a velocidade do vento, em m, z1 é a altura de referência inicial, em m, e α é o coeficiente de potência do vento, adimensional e igual a 1/7, temos a correspondência dos valores de potência de uma altura de 80 m para uma altura de 105 m, altura esta a definida nas fichas técnicas dos modelos das turbinas. Uma amostra dos resultados finais está ilustrada na Figura 19.

$$v_2 = v_{1^*} \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^{\alpha} \qquad (4.3)$$

Data e hora	Velocidade (m/s)	Velocidade a 105 m de altura do hub (m/s)
01/01/2015 00:15	3,7	3,8
01/01/2015 00:30	3,0	3,1
01/01/2015 00:45	3,1	3,2
01/01/2015 01:00	3,1	3,2
01/01/2015 01:15	3,1	3,2
01/01/2015 01:30	3,3	3,4
01/01/2015 01:45	3,0	3,1
01/01/2015 02:00	2,9	3,0
01/01/2015 02:15	2,6	2,7
01/01/2015 02:30	2,7	2,8
01/01/2015 02:45	4,0	4,1
01/01/2015 03:00	4,2	4,3
01/01/2015 03:15	4,0	4,1
01/01/2015 03:30	4,6	4,8
01/01/2015 03:45	4,9	5,1
01/01/2015 04:00	5,5	5,7

Figura 19 - Amostra dos resultados finais para velocidades do vento a 105 m de altura

De seguida, foi determinado qual dos dois modelos considerar para o seguimento do projeto. Para isso, dividiu-se a potência total do sobre equipamento pela potência nominal de cada modelo, para se obter o número total de turbinas correspondentes.

Constatou-se que para o modelo da GE iria ser preciso um número menor de turbinas, tendo esta opção um custo menor, pelo que foi então definido este modelo. Os custos específicos de compra, instalação e manutenção para os dois modelos das turbinas não foi fornecido, pelo que a decisão se centrou principalmente no número inferior de turbinas correspondentes à potência do sobre equipamento definida, sendo a opção do modelo da GE confirmada pela Finerge como a mais viável neste momento do projeto.

Como não se obteve um valor exato do número de turbinas para a potência de 43 MW, definiu-se um limite de potência para cada turbina do modelo da GE, com potência nominal de 5,8 MW, de modo a corresponder exatamente à potência total do sobre equipamento, pelo que se chegou à conclusão de que a opção mais viável seria ter 8 turbinas do modelo da GE, cada uma limitada a uma potência de 5,3 MW.

Adicionalmente foi considerado um valor de perdas totais de 2,5%, percentagem esta dada pela Finerge, que corresponde de grosso modo às perdas das turbinas já instaladas da central eólica do Alto Douro.

Com todas estas informações, foi possível então calcular a energia total produzida pelo sobre equipamento, em kWh, para os anos de 2015, 2016, 2017 e 2018, num período de 15 em 15 minutos, tal como mostra a Figura 20.

Data e hora	Produção GE com limite (kW)	Produção total GE (kW)	Produção total GE com perdas (kW)
01/01/2015 00:15	227,8	1822,7	1777,2
01/01/2015 00:30	84,8	678,1	661,1
01/01/2015 00:45	102,9	823,4	802,8
01/01/2015 01:00	102,9	823,4	802,8
01/01/2015 01:15	102,9	823,4	802,8
01/01/2015 01:30	139,2	1113,9	1086,1
01/01/2015 01:45	84,8	678,1	661,1
01/01/2015 02:00	0,0	0,0	0,0
01/01/2015 02:15	0,0	0,0	0,0
01/01/2015 02:30	0,0	0,0	0,0
01/01/2015 02:45	303,9	2431,0	2370,3
01/01/2015 03:00	362,0	2896,3	2823,9
01/01/2015 03:15	303,9	2431,0	2370,3
01/01/2015 03:30	491,2	3929,3	3831,0
01/01/2015 03:45	597,6	4780,8	4661,3
01/01/2015 04:00	864,2	6913,3	6740,4

Figura 20 - Amostra da energia total produzida pelo sobre equipamento

No final iremos ter uma média de horas equivalentes de 3161, ou seja, o número de horas anuais onde ocorreu produção, o que corresponde a uma melhoria ao valor médio da central de 2367 horas equivalentes, o que é expectável devido à elevada eficiência do modelo utilizado, modelo este recente no mercado.

4.2 Caracterização da hibridização

Para o cálculo da energia produzida através dos painéis solares a serem instalados, ou seja, a hibridização da central eólica, foram dados pela Finerge os dados da irradiação direta e difusa, em Wh/m², para o local a serem instalados os painéis num período horário para os anos de 2015, 2016, 2017 e 2018, sendo uma amostra destes dados representada na Figura 21, sendo a radiação difusa cerca de 20% da radiação direta.

Ano	Mês	Dia	Hora	Irradiação (Wh/m²)
2015	1	1	0	0
2015	1	1	1	0
2015	1	1	2	0
2015	1	1	3	0
2015	1	1	4	0
2015	1	1	5	0
2015	1	1	6	0
2015	1	1	7	0
2015	1	1	8	1,1
2015	1	1	9	199,3
2015	1	1	10	802,7
2015	1	1	11	1331,3
2015	1	1	12	1688,6
2015	1	1	13	1809,8
2015	1	1	14	1682,6
2015	1	1	15	1402,4
2015	1	1	16	921,2
2015	1	1	17	320,6
2015	1	1	18	1,5
2015	1	1	19	0
2015	1	1	20	0
2015	1	1	21	0
2015	1	1	22	0
2015	1	1	23	0
2015	1	2	0	0

Figura 21 - Amostra dos dados de irradiação

A potência total definida pela Finerge para a hibridização é de 180 MW.

O modelo dos painéis solares a serem utilizados, a sugestão da Finerge devido à sua eficiência e potência de pico, foi o modelo Tiger Neo 78HC-BDV da Jinko Solar. Uma comparação entre modelos diferentes de painéis solares não foi feita, porque não só já tinha sido sugerido previamente pela Finerge utilizar o modelo escolhido, como também o âmbito principal do projeto é o estudo do sistema de armazenamento de energia, e não concretamente a escolha entre modelos de painéis solares.

Para o cálculo da energia produzida por cada painel solar num período horário, em Wh, foi utilizada a fórmula 4.4, em que P é a produção de cada painel solar, em Wh, I é a irradiação direta e difusa em Moimenta da Beira, Viseu, local onde irão ser instalados os painéis solares, em Wh/m², η_g é a eficiência global, adimensional, A_m é a área de cada módulo do painel solar, em m², igual a 2,8, e η_m é a eficiência do painel solar, adimensional, igual a 22%.

$$P = I * \eta_g * A_m * \eta_m \qquad (4.4)$$

Para o valor da eficiência global, foram consideradas perdas baseadas num estudo de um projeto anterior realizado pela Finerge, sendo estas perdas relativas à temperatura, sujidade, ângulo de incidência, sombras, qualidade dos módulos, nível da irradiância, LID (Light Induced Degradation), indisponibilidade do sistema, perdas óhmicas, perdas de módulos e strings com mismatch e perdas do inversor. A eficiência global resultou então num valor de cerca de 75%, valor este o utilizado na fórmula 4.4 para a eficiência global.

Para o cálculo da energia total produzida pela hibridização, em kWh, foi utilizada a fórmula 4.5, em que P_t é a potência total produzida, em Wh, P é a produção de cada painel solar, em Wh, P_m é a potência máxima de hibridização, igual a 180 MW, e P_p é a potência máxima produzida por painel solar, em Wh, tendo em conta que a produção total resultante não poderá ser superior a 180 MW.

$$P_t = P * \frac{P_m}{P_p} \qquad (4.5)$$

Com todas estas informações, foi possível então calcular a energia total produzida pela hibridização, em kWh, para os anos de 2015, 2016, 2017 e 2018, num período horário, tal como mostra a Figura 22. Estes valores foram posteriormente traduzidos de um período horário para um período de 15 em 15 minutos, de modo a corresponder ao período dos valores calculados previamente.

Ano	Mês	Dia	Hora	Irradiação (Wh/m²)	Produção por painel (Wh)	Produção 180 MW (kWh)
2015	1	1	0	0	0,0	0,0
2015	1	1	1	0	0,0	0,0
2015	1	1	2	0	0,0	0,0
2015	1	1	3	0	0,0	0,0
2015	1	1	4	0	0,0	0,0
2015	1	1	5	0	0,0	0,0
2015	1	1	6	0	0,0	0,0
2015	1	1	7	0	0,0	0,0
2015	1	1	8	0	0,0	0,0
2015	1	1	9	55	25,4	7424,6
2015	1	1	10	223	102,9	30103,4
2015	1	1	11	370	170,7	49947,4
2015	1	1	12	469	216,3	63311,7
2015	1	1	13	503	232,0	67901,5
2015	1	1	14	467	215,4	63041,7
2015	1	1	15	390	179,9	52647,3
2015	1	1	16	256	118,1	34558,2
2015	1	1	17	89	41,0	12014,4
2015	1	1	18	0	0,0	0,0
2015	1	1	19	0	0,0	0,0
2015	1	1	20	0	0,0	0,0
2015	1	1	21	0	0,0	0,0
2015	1	1	22	0	0,0	0,0
2015	1	1	23	0	0,0	0,0
2015	1	2	0	0	0,0	0,0

Figura 22 - Amostra da energia produzida pela hibridização

No final iremos ter um valor de horas equivalentes de 1718, o que corresponde a uma melhoria significativa do valor médio atual de cerca de 1500 horas equivalentes, baseado noutros projetos da Finerge, o que é expectável devido à elevada eficiência do modelo utilizado, modelo este recente no mercado.

Contudo, e de modo a se poder valorizar os resultados obtidos, foram retirados do site da NASA (National Aeronautics and Space Administration) os valores de irradiação total para Moimenta da Beira, num período horário, para os anos de 2001 a 2020, tendo sido introduzidas as respetivas coordenadas necessárias para este cálculo, representado na Figura 23 [28]. Uma amostra destes resultados pode ser consultada na Figura 24.

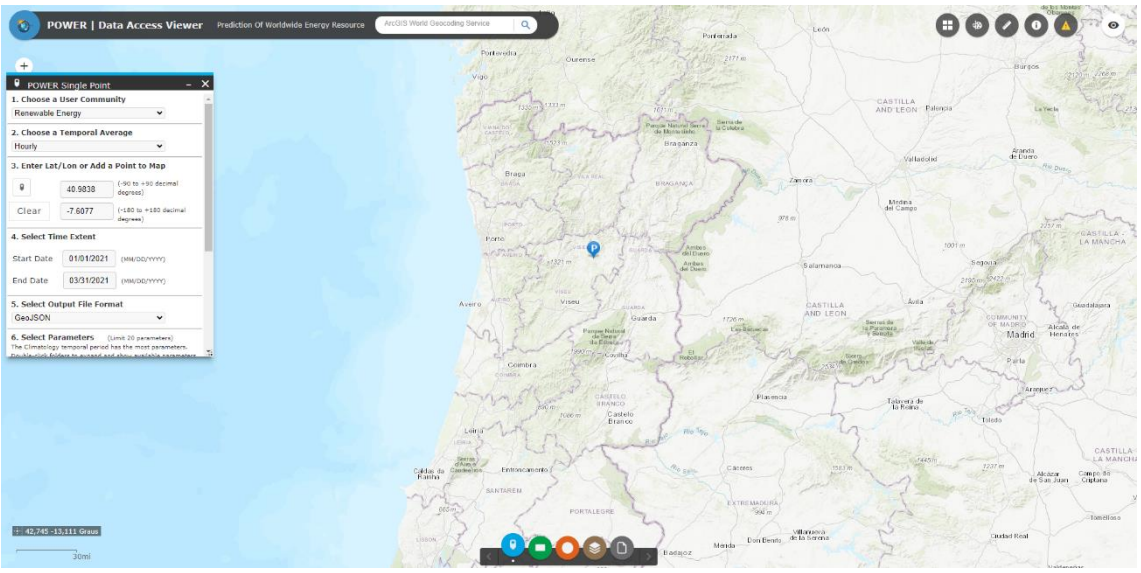

Figura 23 - Coordenadas de Moimenta da Beira na ferramenta da NASA para irradiação

			Irradiação (Wh/m²)										
Mês	Dia	Hora	2001	2002	2003	2004	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Média
1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
1	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
1	1	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
1	1	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
1	1	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
1	1	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
1	1	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
1	1	8	33,28	14	10,87	22,09	67,38	28,25	58,27	51,49	66,98	53,8	42,49
1	1	9	108,09	32,2	36,86	54,78	227,09	76,68	204,61	61,71	227,84	186,76	120,45
1	1	10	170,35	82	77,72	159,62	363,6	113,77	321,79	118,2	365,3	323,09	199,38
1	1	11	221,45	71,27	118,48	189,77	450,6	120,34	401,41	178,5	454,8	376,38	247,16
1	1	12	215,25	87,59	117,79	179,45	481,87	110,84	425,2	127,61	489,48	437,24	259,84
1	1	13	173,36	79,82	133,8	173,27	456,5	82,26	373,95	166,81	464,32	416,94	242,03
1	1	14	158,88	39,47	74,83	122,81	374,4	39,44	313,92	99,59	379,75	331,09	187,44
1	1	15	67,98	52,07	35,42	99,62	241,46	65,98	182,99	65,31	245,23	220,05	121,12
1	1	16	37,12	6,59	12,71	44,82	85,03	19,39	60,87	13,45	86,25	75,21	40,47
1	1	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
1	1	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
1	1	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
1	1	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
1	1	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
1	1	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
1	1	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00

Figura 24 - Amostra dos valores de irradiação obtidos através da ferramenta da NASA

Reutilizando as fórmulas 4.4 e 4.5, verificou-se que os resultados obtidos pela irradiação fornecida pela Finerge e pela irradiação dada pelo site da NASA são relativamente parecidos, sendo a irradiação dada pelo site da NASA ligeiramente maior, correspondendo a um valor de horas equivalentes de 1811. Sendo assim, visto que a diferença entre horas equivalentes ronda apenas os 5%, considerou-se que se poderia prosseguir utilizando os resultados obtidos através da irradiação fornecida pela Finerge, tendo-se agora um nível de certeza maior relativamente à viabilidade destes.

4.3 Produção total

Tendo agora os valores para a produção de todos os sub-parques já existentes na central eólica do Alto Douro, os valores de produção do sobre equipamento e os valores de produção da hibridização, calculou-se a produção total, em kWh, a ser realizada pela central através da soma destes, tendo-se no final os resultados para um período de 15 em 15 minutos, para os anos de 2015, 2016, 2017 e 2018. Uma amostra destes resultados é demonstrada no Anexo A.

A produção total obtida foi então de 915 GWh para o ano de 2015, 919 GWh para o ano de 2016, 913 GWh para o ano de 2017 e 929 GWh para o ano de 2018, correspondendo a uma média de 919 GWh por ano, o suficiente para responder às necessidades energéticas de cerca de 280 mil habitações portuguesas [29].

Nas Figuras 25, 26 e 27 pode-se verificar as produções individuais eólicas e solares e a produção total da central do Alto Douro para o ano de 2015, respetivamente.

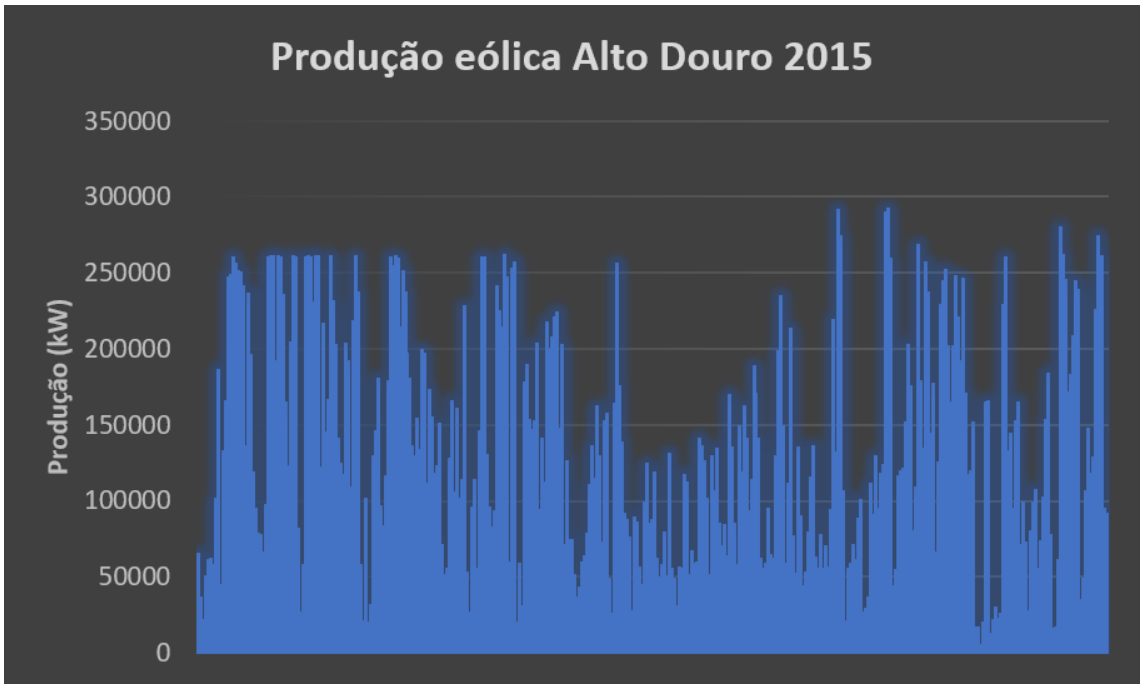

Figura 25 - Produção eólica (existente mais sobre equipamento) da central do Alto Douro para 2015

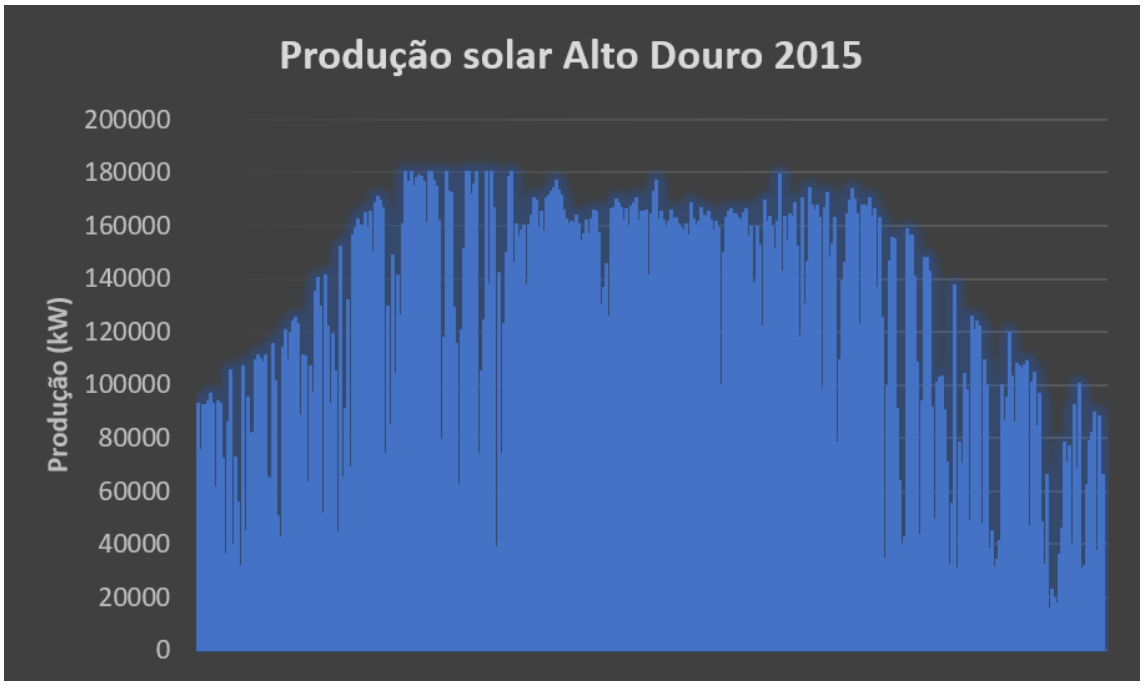

Figura 26 - Produção da hibridização da central do Alto Douro para 2015

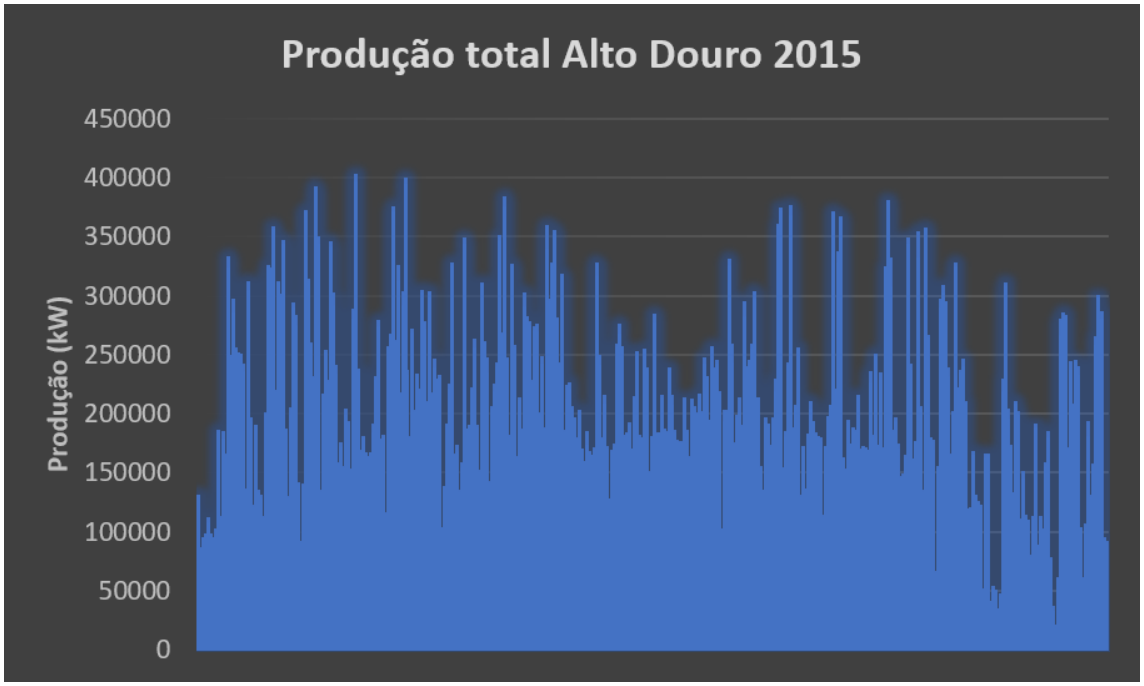

Figura 27 - Produção total da central do Alto Douro para 2015

SIMULAÇÃO DE ARMAZENAMENTO

5.1 Preços do Mercado Diário

5.2 Curtailment

5.3 Arbitragem de preços

5.4 Análise de sensibilidade

5.5 Curtailment futuro

5 SIMULAÇÃO DE ARMAZENAMENTO

Neste capítulo é feita uma simulação de armazenamento da energia total produzida acima do limite de exportação em Excel, sendo considerados dois cenários distintos, tendo em conta várias variáveis e um estudo realizado sobre o mercado diário de eletricidade português, sendo posteriormente feita uma análise de sensibilidade. Também é feita uma análise ao curtailment futuro, e como a evolução deste e dos preços de eletricidade podem afetar este tipo de projetos.

5.1 Preços do Mercado Diário

5.1.1 Mercado Diário

O mercado diário de eletricidade em Portugal é um componente fundamental do setor elétrico do país, que permite a compra e venda de eletricidade para atender à demanda diária. O funcionamento deste mercado é regulado e gerenciado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e pelo Operador do Mercado Ibérico de Eletricidade (OMIE), em coordenação com o mercado espanhol [30] [31].

5.1.1.1 Agentes do Mercado

O mercado diário de eletricidade envolve diversos agentes, cada um com responsabilidades específicas. Entre os principais participantes, incluem-se produtores de energia, comercializadores, consumidores e operadores de rede. Cada um desempenha um papel vital na dinâmica deste mercado [30] [31].

5.1.1.2 Previsão da Demanda

Antes da abertura do mercado, as empresas de distribuição e os operadores de rede realizam previsões de demanda para o dia seguinte. Estas previsões são fundamentais para determinar a quantidade de eletricidade necessária para satisfazer as necessidades dos consumidores, considerando fatores como dados históricos, condições meteorológicas e eventos sazonais [30] [31].

5.1.1.3 Leilão Diário

O coração do mercado diário de eletricidade é o leilão diário conduzido pelo OMIE. Neste leilão, produtores e comercializadores oferecem blocos de energia para compra ou venda com base em diferentes critérios, como custos de produção, disponibilidade de recursos e estratégias de mercado. O preço da eletricidade para o dia seguinte é

estabelecido com base nas ofertas e procura, garantindo assim a eficiência e a competitividade do mercado [30] [31].

5.1.1.4 Programação da Geração

Com base nos resultados do leilão, os produtores de energia planeiam a geração de eletricidade para o dia seguinte. Isto envolve a coordenação de várias fontes de energia, incluindo centrais termoelétricas, hidroelétricas, solares, eólicas e outras, de modo a garantir que a oferta atenda à demanda prevista [30] [31].

5.1.1.5 Formação de Preços

Os preços da eletricidade no mercado diário são determinados pela oferta e procura. Em períodos de alta procura e/ou escassez de recursos, os preços tendem a subir, incentivando a geração adicional de eletricidade. Em períodos de baixa procura e/ou abundância de recursos, os preços podem diminuir [30] [31].

5.1.1.6 Operação em Tempo Real

Durante o dia, a operação em tempo real é gerenciada pelo Operador do Sistema Elétrico, sendo este a REN (Redes Energéticas Nacionais) para Portugal. Este organismo monitoriza constantemente o equilíbrio entre a produção e o consumo de eletricidade, realizando ajustes instantâneos para garantir a estabilidade da rede [30] [31].

5.1.1.7 Integração Ibérica

Portugal faz parte do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), que inclui também a Espanha. Esta integração permite a interligação de sistemas elétricos e o comércio transfronteiriço de eletricidade, aumentando a estabilidade e a competitividade do mercado [30] [31].

5.1.1.8 Regulação

A ERSE desempenha um papel fundamental na regulação do mercado diário de eletricidade, estabelecendo regras e tarifas para assegurar a concorrência e a equidade no setor [30] [31].

5.1.2 Preços

No âmbito deste projeto, foram retirados os preços do mercado diário de eletricidade ao site da REN [32], em €/MWh, num período horário, para os anos de 2015, 2016, 2017, 2018 e 2019, sendo uma amostra destes representada na Figura 28. Foram escolhidos estes cinco anos devido ao facto de não só quatro destes corresponderem aos anos de estudo do projeto, mas também ao facto de os preços destes anos não serem afetados pela crise energética que experienciamos atualmente, sendo estes valores possivelmente os valores correspondentes de grosso modo a anos futuros que não

sejam alterados por condições invulgares. Foi acrescentado o ano de 2019 para se obter uma simulação mais precisa.

Data	Hora	Preço Portugal (€/MWh)
2015-01-01	1	50,1
2015-01-01	2	48,1
2015-01-01	3	47,33
2015-01-01	4	42,27
2015-01-01	5	38,41
2015-01-01	6	35,72
2015-01-01	7	35,13
2015-01-01	8	36,22
2015-01-01	9	32,4
2015-01-01	10	36,6
2015-01-01	11	43,1
2015-01-01	12	45,14
2015-01-01	13	45,14
2015-01-01	14	47,35
2015-01-01	15	47,35
2015-01-01	16	43,61
2015-01-01	17	44,91
2015-01-01	18	48,1
2015-01-01	19	58,02
2015-01-01	20	61,01
2015-01-01	21	62,69
2015-01-01	22	60,41
2015-01-01	23	58,15
2015-01-01	24	53,6

Figura 28 - Amostra de preços de eletricidade

Para efeitos de simplificação do cálculo da simulação, foi realizada uma média horária para cada mês de cada ano, ou seja, para cada mês em específico, por exemplo janeiro de 2015, calculou-se a média dos preços para as 00h, a média dos preços para a 01h, a média dos preços para as 02h, repetindo-se este processo até ao cálculo da média dos preços para as 23h.

Seguidamente realizou-se a média das médias obtidas previamente para um ano singular, ou seja, a média para os preços obtidos para as 00h de janeiro de 2015 a 2019, a média para os preços obtidos para a 01h de janeiro de 2015 a 2019, a média para os preços obtidos para as 02h de janeiro de 2015 a 2019, repetindo-se este processo até ao cálculo da média dos preços para as 23h de janeiro de 2015 a 2019. Uma amostra destes resultados está representada na Figura 29.

	2015	2016	2017	2018	2019		Média (€/MWh)
Hora	Janeiro (€/MWh)						
1	45,06	32,99	68,34	50,99	61,83		51,84
2	40,96	28,70	62,87	46,96	57,80		47,46
3	38,47	25,35	58,58	42,46	55,64		44,10
4	37,64	23,80	55,99	40,90	53,31		42,33
5	36,51	22,74	54,98	39,84	52,30		41,28
6	37,52	23,83	56,16	40,20	52,91		42,12
7	42,19	26,73	60,96	44,19	55,69		45,95
8	50,44	32,92	70,36	49,50	62,56		53,16
9	54,59	37,33	73,26	52,92	64,50		56,52
10	59,78	39,75	76,26	55,45	66,27		59,51
11	62,71	41,66	77,63	56,72	67,19		61,18
12	61,93	41,35	77,49	55,72	66,52		60,60
13	58,31	39,93	76,95	54,60	65,81		59,12
14	56,06	39,98	76,00	54,55	65,22		58,36
15	51,61	38,40	73,75	52,90	63,59		56,05
16	49,93	37,35	71,89	51,49	62,20		54,57
17	51,24	37,71	71,40	50,99	62,19		54,71
18	54,67	40,38	75,14	52,80	65,48		57,69
19	61,13	44,53	80,96	56,73	68,20		62,31
20	64,04	47,51	83,36	58,66	69,69		64,65
21	63,15	46,85	82,92	60,10	68,88		64,38
22	59,76	45,08	80,31	59,50	67,74		62,48
23	55,71	41,82	77,78	56,70	66,18		59,64
24	50,97	36,63	73,81	54,06	62,99		55,69

Figura 29 - Amostra das médias dos preços obtidas

Este processo foi realizado desta maneira de modo a se obter preços horários correspondentes a cada mês de um ano singular que tem como objetivo representar preços médios próximos de preços de anos futuros. O processo realizado ajuda também a simplificar o cálculo da simulação, tendo sido obtidos valores para uma gama mais reduzida de linhas de Excel.

A média dos preços pode ser observada na Figura 30.

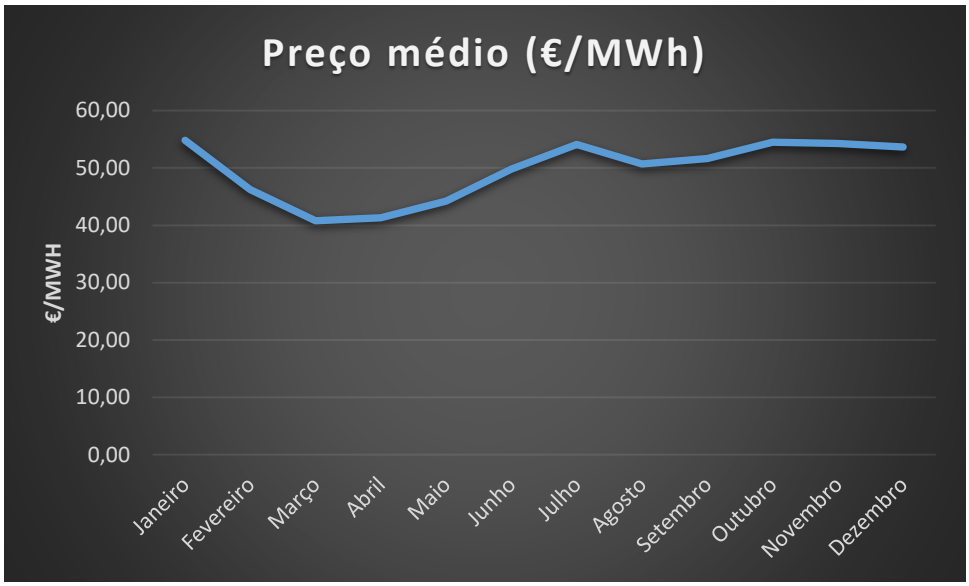

Figura 30 - Preço médio da eletricidade em Portugal para 2015, 2016, 2017, 2018 e 2019

5.2 Curtailment

Como já foi referido anteriormente, a utilização principal do sistema de armazenamento de energia será para o curtailment, ou seja, a energia produzida acima do limite de exportação, energia esta que sem um sistema de armazenamento não iria ser utilizada.

Através do uso de baterias, esta energia pode ser utilizada posteriormente para ser vendida à rede, quando a produção da central não ultrapassa o limite de exportação, ou seja, quando ainda há possibilidade de se fornecer mais energia à rede.

Para o cálculo efetivo do curtailment, em kW, teve-se em consideração a potência limite de exportação de 253 200 kW, obtendo-se a energia disponível a ser armazenada, num período de 15 em 15 minutos, para os anos de 2015, 2016, 2017 e 2018, através da diferença entre a produção total e esta potência limite. Uma amostra destes resultados está representada no Anexo A, enquanto que a Figura 31 representa o curtailment da central do Alto Douro ao longo de 2015. Foi verificado que o curtailment corresponderá, em média, a 2% da energia total produzida, sendo o curtailment obtido em 2015, 2016, 2017 e 2018 de 14, 21, 18 e 21 GWh, respetivamente, ou seja, uma média de 19 GWh por ano.

Através desta média e da Figura 31 pôde-se concluir que o curtailment irá ocorrer poucas vezes ao longo do ano, sendo que quando ocorre irá ultrapassar bastante o limite de exportação da central, o que promove o uso de baterias focadas numa alta capacidade de potência e possibilidade de descarregamento rápido.

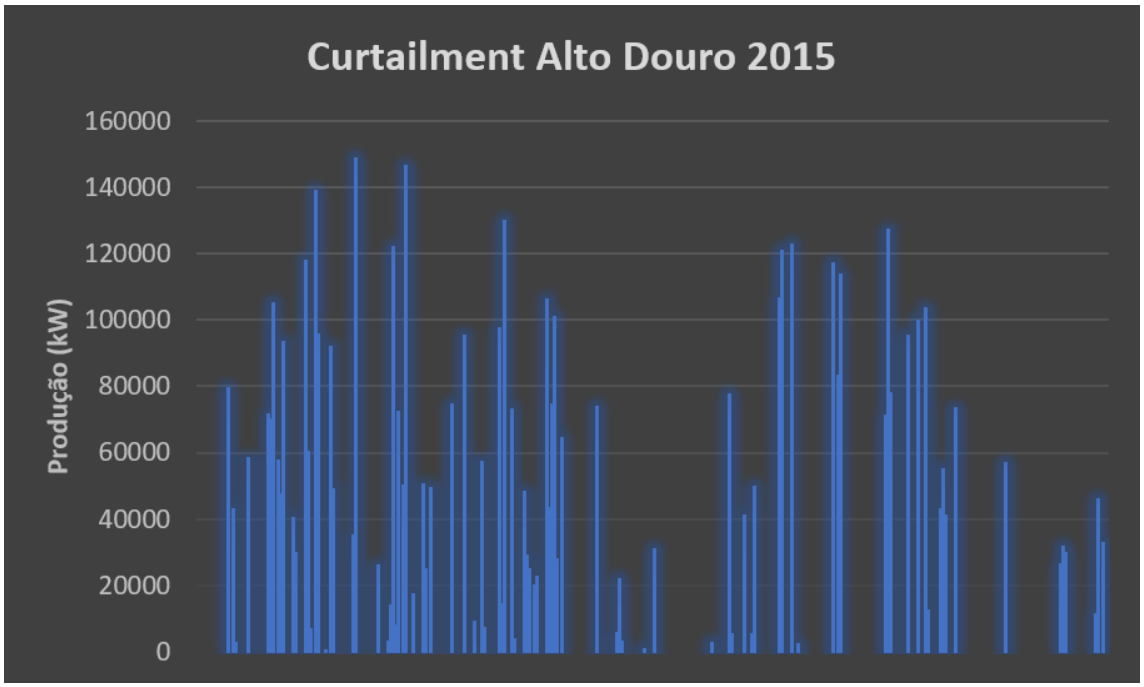

Figura 31 - Curtailment da central do Alto Douro ao longo de 2015

Tendo a energia de curtailment disponível, realizaram-se dois cenários diferentes em relação à utilização desta, cenários estes denominados por Cenário A e Cenário B, descritos posteriormente. Cada um destes cenários está vinculado a 5 variáveis diferentes, sendo estas o tempo de armazenamento, em horas, a potência, em kW, as perdas de carregamento e descarregamento percentuais e a capacidade máxima da bateria, em kWh.

Para cada um dos cenários, foram considerados os mesmos valores das variáveis, de modo a se poder realizar uma comparação justa, sendo variáveis diferentes introduzidas para a análise de sensibilidade, descrita no subcapítulo 5.4. Os valores base das variáveis para os cenários A e B são 2 horas de tempo de autonomia, 5 MW de potência, 5% de perdas tanto de carregamento como de descarregamento, e 10 MWh de capacidade máxima da bateria. Foram escolhidos estes valores base por serem realistas em relação às baterias no mercado e ao pretendido para este projeto, de acordo com a Finerge.

5.2.1 Cenário A

O cenário A é o cenário mais otimista, tendo sido este o primeiro a ser realizado. Este cenário descreve a situação ideal de uso de bateria, não tendo em conta limites de ciclos diários, sendo assim o cenário menos realista, mas que irá servir como base para a quantidade máxima possível de energia a ser descarregada a partir do curtailment.

O principal objetivo deste cenário é descarregar a energia armazenada mal seja possível. Sendo assim, o método utilizado para esta simulação consiste em descarregar a bateria sempre que para o período correspondente a bateria tenha energia suficiente carregada

e que a produção total da central esteja abaixo do limite de exportação, sempre para períodos de 15 em 15 minutos, método este demonstrado no Anexo B.

Seguidamente, utilizaram-se os preços de eletricidade já obtidos anteriormente para calcular o lucro deste cenário de acordo com as variáveis base definidas, através do algoritmo demonstrado no Anexo B.

No final, calculou-se a soma dos lucros em todos os períodos em que estes existiram, para os anos de 2015, 2016, 2017 e 2018, fazendo-se de seguida a média correspondente, sendo o resultado final de 42 158 € para uma energia total descarregada de 887 252 kWh.

Optou-se por definir o resultado final através desta média e não fazendo a média inicial de curtailment dos anos em questão, pois desta última maneira os resultados dariam bastante baixos, devido ao facto de se estar a fazer a média utilizando períodos iguais em que num ano poderia haver curtailment, e noutro não, baixando significativamente o curtailment total. Assim, decidiu-se que esta forma de cálculo não seria realista.

5.2.2 Cenário B

O cenário B é um cenário mais realista, que considera que a bateria irá sempre carregar até à sua totalidade, e seguidamente descarregar completamente, sempre que possível. Por outras palavras, enquanto a capacidade máxima da bateria não tiver sido atingida, esta irá carregar sempre que houver curtailment para o período correspondente, até ser atingida a capacidade máxima da bateria. Após atingida a capacidade máxima, a bateria irá descarregar sempre que ainda tiver energia disponível para isso e que não seja atingido o limite de exportação pela produção total da central, para períodos de 15 em 15 minutos. Após a bateria estar completamente descarregada, esta irá carregar da mesma forma descrita anteriormente, e assim sucessivamente. Este método encontra-se representado no Anexo C.

Apesar de ser um cenário mais realista, existem na mesma desvantagens na sua implementação, maioritariamente devido à ferramenta usada ser o Excel, e não outro programa mais apropriado para tratamento de dados, sendo que ao utilizar o Excel a simulação não só demora mais tempo a calcular como também exige muito mais tempo para definir e fazer a melhor forma de detalhar a simulação.

As desvantagens do cenário B são as seguintes:

- a bateria carregar e descarregar completamente não irá corresponder sempre à realidade;

- a energia a ser carregada, que num período de 15 minutos seja menor do que a capacidade da bateria para esse mesmo período, irá ser na mesma considerada como correspondendo à capacidade máxima da bateria para esse período.

Em relação à primeira desvantagem, esta irá existir porque na realidade a bateria será trabalhada utilizando previsões meteorológicas, não consideradas nesta tese, no que resultará em ocasiões em que será mais proveitoso descarregar a bateria antes desta

atingir a sua capacidade máxima, para os casos em que posteriormente haja um longo período de tempo em que não haja curtailment.

Porém, como este projeto já envolve certas incertezas, sendo o principal objetivo atingir valores representativos, mas viáveis, e não necessariamente valores bastante detalhados, considerou-se que esta diferença relativamente à realidade não seria significativa para o âmbito da tese.

Da mesma forma, a segunda desvantagem também não irá alterar os resultados consideravelmente, visto que as ocasiões em que esta desvantagem irá ocorrer serão muito poucas.

Uma outra desvantagem que pode ser considerada é a falta de um limite de ciclos diários, que ultrapassando um certo valor, poderá diminuir a eficiência da bateria, ou mesmo danificá-la. Porém, o uso da bateria para curtailment irá ser relativamente pouco, que se verifica ao comparar horas de utilização com o número total de horas do ano. Sendo assim, e como o uso principal do sistema de armazenamento será para o curtailment, foi considerado que esta não seria efetivamente uma desvantagem, visto que queremos maximizar o lucro obtido através do curtailment, e que não estaremos a sobre usar a bateria para atingir este objetivo.

No final, calculou-se a soma dos lucros em todos os períodos em que estes existiram, para os anos de 2015, 2016, 2017 e 2018, fazendo-se de seguida a média correspondente, sendo o resultado final de 33 913 € para uma energia total descarregada de 712 500 kWh.

5.2.3 Decisão

Para o seguimento deste projeto, foi decidido ser utilizado o cenário B, devido a este cenário envolver um processo mais realista de cálculo e de ter obtido valores mais cautelosos. Contudo, o cenário A é na mesma importante, especialmente em âmbito de empresa, para se poder definir o lucro máximo possível de se obter, sendo também uma base para se poder comparar a outros cenários que envolvam o cálculo do proveito máximo realista a ser tirado da bateria.

5.3 Arbitragem de preços

Adicionalmente ao cálculo do curtailment e uso deste a partir da bateria, definiu-se um uso secundário para a bateria que, juntamente com o curtailment, aumentaria o lucro obtido, sem comprometer o uso principal do sistema de armazenamento.

Este uso secundário foi denominado arbitragem de preços, e consiste em usar a bateria para comprar energia quando esta estiver a preço baixo e vendê-la quando estiver a preço alto.

O uso principal da bateria permanece o curtailment, pois para o curtailment estamos a obter lucro através de energia a preço zero, que sem um sistema de armazenamento de

energia seria desperdiçado. Com a arbitragem de preços complementamos esse lucro, mas o uso da bateria desta forma irá depender bastante dos preços de mercado, como será explicado posteriormente.

A simulação para a arbitragem de preços foi feita em três passos diferentes. Primeiro, de acordo com os preços do mercado de eletricidade, verificou-se a viabilidade de se realizar a arbitragem de preços baseada na eficiência da bateria. De seguida, calculou-se o lucro obtido apenas através da arbitragem de preços, para dois tempos diferentes de autonomia da bateria (2 ou 4 horas). Por último, utilizou-se o estudo da arbitragem de preços em conjunto com o curtailment, sendo este último a prioridade.

Baseado nos valores de preços já obtidos, primeiro então fez-se a verificação de quando se iria utilizar a bateria para a arbitragem de preços. Foi definido pela Finerge que a bateria iria funcionar num sistema de dois ciclos por dia, ou seja, iria carregar e descarregar duas vezes no mesmo dia, sempre que a bateria estivesse a ser usada para arbitragem de preços.

Para isso, foi necessário retirar os valores de preços mais baixos e mais altos da base de dados de preços obtida no subcapítulo 5.1.2 para dois ciclos por dia, dependendo do número de horas de autonomia.

5.3.1 Bateria com 4 horas de autonomia

O primeiro estudo da arbitragem de preços centrou-se numa bateria com tempo de carregamento e descarregamento de 4 horas, capacidade máxima de armazenamento de energia de 10 MWh e potência de 2,5 MW.

Uma amostra dos preços retirados para este propósito encontra-se na Figura 32, para um tempo de autonomia de 4 horas, sendo os preços a azul os mais baixos, ou seja, correspondentes ao carregamento da bateria, e os preços a laranja os mais altos, ou seja, correspondentes ao descarregamento da bateria.

Mês	Hora	Média do preço da eletricidade horária (€/MWh)
Janeiro	1	51,84
	2	47,46
	3	44,10
	4	42,33
	5	41,28
	6	42,12
	7	45,95
	8	53,16
	9	56,52
	10	59,51
	11	61,18
	12	60,60
	13	59,12
	14	58,36
	15	56,05
	16	54,57
	17	54,71
	18	57,69
	19	62,31
	20	64,65
	21	64,38
	22	62,48
	23	59,64
	24	55,69

Figura 32 - Amostra dos preços mais baixos (a azul) e mais altos (a laranja) para janeiro, tendo em conta uma bateria com um ciclo de 4 horas de carregamento/descarregamento

Neste caso, a bateria iria carregar das 3h às 6h, descarregar das 10h às 13h, carregar novamente das 15h às 18h e por fim descarregar das 19h às 22h.

A Figura 33 representa a diferença, em €/MWh, entre a média de preço para carregamento e descarregamento.

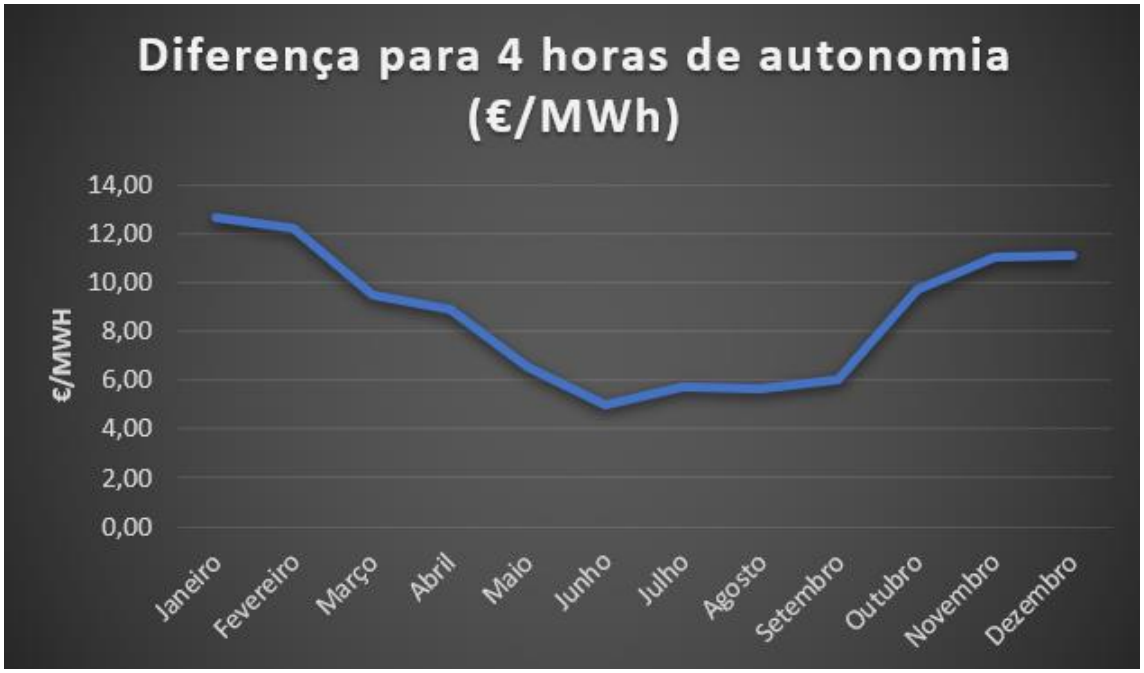

Figura 33 - Diferença entre as médias dos preços de carregamento e descarregamento, para uma bateria com uma autonomia de 4 horas

De seguida foi feita uma análise à eficiência da bateria para determinar a viabilidade da arbitragem de preços, isto porque poderá haver casos em que uma eficiência da bateria suficientemente baixa poderá causar uma perda de dinheiro caso se faça a arbitragem de preços. Isto acontece porque a energia a ser carregada e descarregada pela bateria não irá ser exatamente a sua capacidade, mas sim a eficiência da sua capacidade. Tendo em conta que o valor total de energia que se irá pagar para carregar a bateria será correspondente à sua capacidade, mas que tanto a energia que irá efetivamente ser carregada ou descarregada será menor, a arbitragem de preços só irá ser lucrativa se a diferença entre o preço mais baixo e o preço mais alto compensar a perda de energia inerente à eficiência da bateria. A Figura 34 representa os meses viáveis para arbitragem de preços usando uma bateria com uma autonomia de 4 horas, considerando uma eficiência global de 90%.

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Média de preço de carregamento (€/MWh)	49,11	40,43	36,22	36,82	40,97	47,26	51,40	48,12	48,73	49,88	49,07	48,63
Média de preço de descarregamento (€/MWh)	61,78	52,61	45,69	45,73	47,54	52,24	57,11	53,74	54,73	59,57	60,14	59,76
Média de preço (€/MWh)	54,82	46,25	40,79	41,30	44,22	49,79	54,12	50,68	51,62	54,46	54,24	53,64
Diferença (€/MWh)	12,67	12,19	9,48	8,91	6,57	4,97	5,71	5,62	6,00	9,69	11,06	11,14
Lucro por descarregamento (€/MWh)	55,60	47,35	41,12	41,15	42,78	47,01	51,40	48,37	49,26	53,61	54,12	53,79
Viabilidade de arbitragem de preços	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	No	No	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes

Figura 34 - Viabilidade da arbitragem de preços para uma bateria com autonomia de 4 horas e eficiência global de 90%

De relembrar que até esta fase do projeto se esteve a trabalhar com variáveis base que poderão ser alteradas posteriormente, daí que o valor da eficiência de 90% irá levar a

conclusões que poderão ser diferentes de outro valor de eficiência. Uma eficiência de 80%, por exemplo, irá resultar em apenas os meses de janeiro, fevereiro e março serem viáveis para se realizar arbitragem de preços.

Concluiu-se que os meses de junho e julho não iriam compensar monetariamente para a arbitragem de preços de uma bateria com 4 horas de autonomia e 90% de eficiência global, sendo que os restantes meses já seriam lucrativos.

Após esta análise, fez-se o cálculo da arbitragem de preços para os anos inteiros de 2015, 2016, 2017 e 2018. Este cálculo pode ser consultado no Anexo D.

Tendo então a informação sobre os lucros correspondentes para os anos de 2015, 2016, 2017 e 2018, fez-se a média correspondente, sendo o resultado final de 24 897 € para uma bateria com autonomia de 4 horas e eficiência global de 90%, caso se usasse a bateria exclusivamente para arbitragem de preços.

Adicionalmente, e sendo este o objetivo geral do projeto, acoplou-se o uso da bateria para curtailment com o uso da bateria para arbitragem de preços. Para isso, sendo o curtailment o uso principal, teve que se alterar então o número de dias em que a bateria iria ser utilizada para arbitragem de preços.

De modo a definir o tempo de uso da bateria para este fim, decidiu-se que cada ciclo usado para curtailment corresponde a um dia em que a bateria não poderá ser usada para arbitragem de preços. Este método contém falhas, porque irão haver dias com mais do que um ciclo usado para curtailment, o que significa que eventualmente irão haver também mais dias em que a bateria poderá ser utilizada para arbitragem de preços. Contudo, também irão haver dias em que a bateria estará completamente carregada e sem oportunidade de descarregar, os quais este método não considera, pelo que o número de dias disponíveis para a bateria ser usada para arbitragem de preços será menor, o que colmatará a desvantagem referida anteriormente.

Apesar deste método não ser o mais viável para o cálculo do número de dias em que a bateria irá realizar arbitragem de preços, foi na mesma considerado pelo facto da exigência do detalhe dos valores não ser prioridade, e devido também às limitações do Excel para realizar este tipo de cálculos complexos de forma simples e rápida, sendo o tempo de simulação e realização de cálculos também um fator bastante importante que foi tido em conta.

No final temos então os lucros correspondentes para os anos de 2015, 2016, 2017 e 2018 para o uso da bateria para curtailment acoplado com arbitragem de preços, tendo sido feita a média correspondente, sendo o resultado final de 44 994 € para uma bateria com autonomia de 4 horas e eficiência global de 90%.

5.3.2 Bateria com 2 horas de autonomia

O segundo estudo da arbitragem de preços centrou-se numa bateria com tempo de carregamento e descarregamento de 2 horas, capacidade máxima de armazenamento de energia de 10 MWh e potência de 5 MW.

O processo realizado no subcapítulo anterior repetiu-se então para uma bateria com 2 horas de autonomia. Tendo em conta a Figura 35, temos que bateria começa a carregar das 5h às 6h, descarrega das 11h às 12h, carrega novamente das 16h às 17h e finalmente descarrega das 20h às 21h.

Mês	Hora	Média do preço da eletricidade horária (€/MWh)
Janeiro	1	51,84
	2	47,46
	3	44,10
	4	42,33
	5	41,28
	6	42,12
	7	45,95
	8	53,16
	9	56,52
	10	59,51
	11	61,18
	12	60,60
	13	59,12
	14	58,36
	15	56,05
	16	54,57
	17	54,71
	18	57,69
	19	62,31
	20	64,65
	21	64,38
	22	62,48
	23	59,64
	24	55,69

Figura 35 - Amostra dos preços mais baixos (a azul) e mais altos (a laranja) para janeiro, tendo em conta uma bateria com um ciclo de 2 horas de carregamento/descarregamento

Através das Figuras 36 e 37, em contrapartida com a bateria com autonomia de 4 horas, verifica-se que todos os meses seriam lucrativos para a arbitragem de preços de uma bateria com 2 horas de autonomia e 90% de eficiência global.

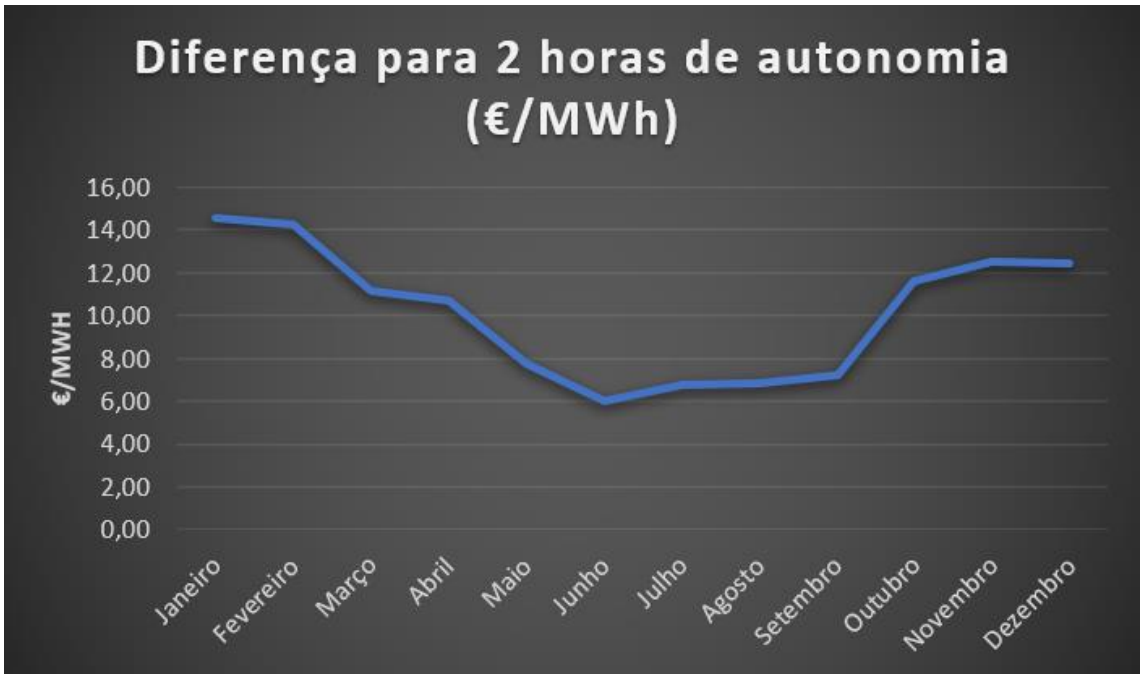

Figura 36 - Diferença entre as médias dos preços de carregamento e descarregamento, para uma bateria com uma autonomia de 2 horas

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Média de preço de carregamento (€/MWh)	48,17	39,66	35,49	36,31	40,66	47,04	51,06	47,84	48,38	49,16	48,28	47,94
Média de preço de descarregamento (€/MWh)	62,70	53,88	46,67	47,02	48,42	53,03	57,86	54,67	55,62	60,74	60,83	60,36
Média de preço (€/MWh)	54,82	46,25	40,79	41,30	44,22	49,79	54,12	50,68	51,62	54,46	54,24	53,64
Diferença (€/MWh)	14,54	14,23	11,18	10,70	7,76	5,98	6,80	6,83	7,24	11,59	12,55	12,41
Lucro por descarregamento (€/MWh)	56,43	48,49	42,01	42,32	43,58	47,72	52,07	49,21	50,06	54,67	54,75	54,32
Viabilidade de arbitragem de preços	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes

Figura 37 - Viabilidade da arbitragem de preços para uma bateria com autonomia de 2 horas e eficiência global de 90%

Tal como anteriormente, fez-se o cálculo da arbitragem de preços para os anos inteiros de 2015, 2016, 2017 e 2018, podendo este cálculo ser consultado no Anexo D.

O resultado final obtido foi então de 34 566 € para uma bateria com autonomia de 2 horas e eficiência global de 90 %, caso se usasse a bateria exclusivamente para arbitragem de preços.

Relativamente ao uso da bateria para curtailment acoplado com arbitragem de preços, o resultado final foi de 61 731 €.

5.3.3 Decisão

A Tabela 3 representa a comparação dos lucros entre o uso de uma bateria com autonomia de 4 horas e de uma com autonomia de 2 horas, tendo as duas uma eficiência global de 90% e capacidade máxima de armazenamento de energia de 10 MWh.

A comparação é feita entre baterias com a mesma capacidade de armazenamento de energia devido ao preço destas se basear principalmente nesta sua característica [33].

Tabela 3 - Comparação entre baterias com tempos de autonomia diferentes e eficiências e capacidades máximas de armazenamento de energia iguais

Autonomia da bateria	Lucro por arbitragem de preços	Lucro por curtailment + arbitragem de preços
4 horas	24 897 €	44 994 €
2 horas	34 566 €	61 731 €

Pode-se concluir então que uma bateria com menor tempo de autonomia mas maior potência irá trazer mais lucro ao projeto, assumindo eficiências e capacidades máximas de armazenamento de energia iguais entre as duas baterias.

5.4 Análise de sensibilidade

De modo a se verificar os pontos mais críticos do projeto, fez-se uma análise de sensibilidade da simulação, alterando-se as seguintes variáveis: produção da central, eficiência da bateria e limite de exportação. As alterações efetuadas foram feitas à bateria com 2 horas de tempo de carregamento e descarregamento, 5 MW de potência e 10 MWh de capacidade de armazenamento de energia.

A Tabela 4 representa a variação do lucro do curtailment acoplado com arbitragem de preços relativamente à alteração das variáveis em 5%.

Tabela 4 - Análise de sensibilidade para uma bateria com 2 horas de autonomia, 5 MW de potência e 10 MWh de capacidade máxima de armazenamento de energia

+5% produção da central	+5% eficiência da bateria	+5% curtailment (-5% limite de exportação)
68 042 €	76 431 €	68 764 €

Podemos concluir então que a eficiência da bateria irá desempenhar um papel importantíssimo no lucro a ser obtido pela mesma, pelo que este deve ser dos fatores principais a ser tido em conta aquando da sua compra.

5.5 Curtailment futuro

De modo a se obter uma melhor perceção de como este tipo de projetos se podem comportar no futuro, foi feito um estudo tendo em conta a evolução dos preços da eletricidade ao longo dos próximos anos.

Através da base de dados da consultora Baringa [34], foi possível obter uma previsão da evolução dos preços da eletricidade durante a próxima década, sendo uma síntese representada na Figura 38.

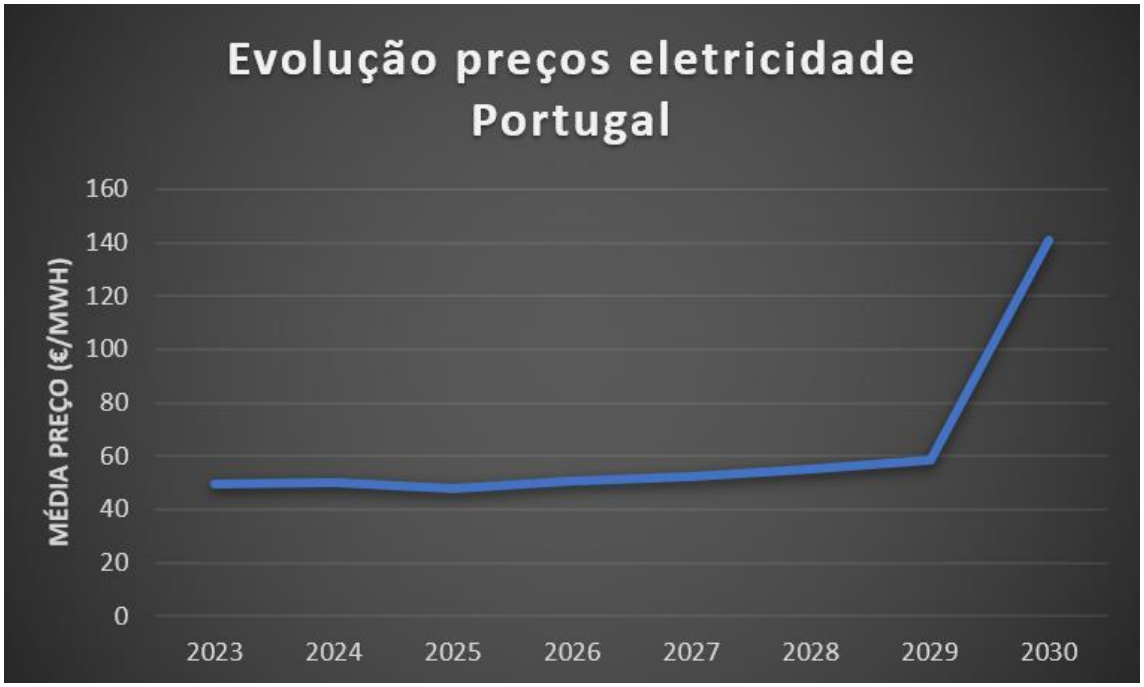

Figura 38 - Evolução dos preços de eletricidade em Portugal segundo a consultora Baringa

Conclui-se então que ao longo da próxima década irá ser cada vez mais proveitoso implementar este tipo de sistema de armazenamento de energia em centrais eólicas e/ou solares, sendo que a partir de 2030, segundo as previsões, os lucros irão aumentar para praticamente o dobro devido ao aumento elevado dos preços da eletricidade.

A este facto adiciona-se que a previsão de curtailment futuro também mostra que este irá aumentar ao longo do tempo e que o LCOE (Custo Nivelado de Energia) irá diminuir, trazendo ainda mais lucro ao projeto, pela que a sua modularidade é bastante importante [33] [35].

CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

6.1 Conclusões

6.2 Sugestões de trabalhos futuros

6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

6.1 Conclusões

Neste trabalho foi efetuado um estudo sobre as características técnicas de um sistema de armazenamento de energia a ser instalado numa central híbrida de modo a se obter maior lucro, através do uso da mesma para curtailment e arbitragem de preços.

Ao longo da realização deste trabalho foram utilizadas oito bases de dados, tendo sido possível tirar conclusões importantes acerca do funcionamento deste sistema.

A primeira conclusão tirada é que neste momento o tipo de tecnologia mais indicado para armazenar a energia excedente produzida por centrais eólicas e/ou solares é a bateria de ião lítio, devido à sua capacidade de armazenar grandes quantidades de energia, longa vida útil e possibilidade de modularidade. Este facto é confirmado pelo facto de grande parte dos projetos já existentes similares a este também tirarem proveito das vantagens do uso de baterias de ião lítio.

Uma outra conclusão foi o facto de que a energia produzida pela central excede o limite de exportação relativamente poucas vezes por ano, sendo o curtailment médio de 2% da energia total produzida.

Outra conclusão importante retirada através deste projeto é que entre baterias de igual capacidade máxima de armazenamento de energia, é-se obtido maior lucro a partir daquela que operar com maior capacidade de potência e menor tempo de autonomia, para um número de ciclos de carga e descarga diários igual entre as duas baterias.

Isto deve-se ao facto de que a central produz energia acima do limite de exportação relativamente poucas vezes por ano, e não continuamente, para além de que a energia excedente é produzida em grandes quantidades, o que se correlaciona bem com uma bateria com elevada potência para quantidades de tempo de carga/descarga curtas.

Uma conclusão adicional constatada foi que a eficiência da bateria a ser escolhida é de extrema importância, não só por a viabilidade da arbitragem de preços ser afetada por este fator, mas também porque o lucro obtido também dependerá muito da eficiência da bateria, sendo esta uma das variáveis mais sensíveis do projeto.

Por fim, concluiu-se que este tipo de projetos irá beneficiar de preços de eletricidade e quantidades de curtailment altos, sendo esta mesmo a previsão para os próximos anos, pelo que será cada vez mais lucrativo apostar neste tipo de solução, tendo em conta a sua modularidade para incrementos futuros.

6.2 Sugestões de trabalhos futuros

Os resultados obtidos nesta tese foram posteriormente utilizados num estudo realizado pela empresa DNV (Det Norske Veritas) a partir de uma proposta da Finerge para determinar a viabilidade do uso da bateria no mercado secundário e de serviços de eletricidade, tendo sido concluído que se obteria maior lucro através do uso da bateria para este propósito.

Como tal, seria apropriado realizar-se um estudo financeiro detalhado sobre o uso deste tipo de sistema de armazenamento de energia para o mercado secundário e de serviços de eletricidade, tal como um possível seguimento através de uma implementação de um sistema de células de combustível de hidrogénio.

De adicionar que fatores como a configuração da bateria, a capacidade de transporte de linhas elétricas em exploração, a legislação aplicada neste tipo de projetos e a localização da bateria tendo em conta os clusters constituintes da central do Alto Douro também poderão ser tidos em conta em projetos futuros.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] "APREN - Anuário APREN 2023," *www.apren.pt*. https://www.apren.pt/pt/publicacoes/apren/anuario-apren-2023.

[2] J. K. Kaldellis and D. Zafirakis, "Optimum energy storage techniques for the improvement of renewable energy sources-based electricity generation economic efficiency," *Energy*, vol. 32, no. 12, pp. 2295–2305, Dec. 2007, doi: https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.07.009.

[3] G. R. Timilsina, "Are renewable energy technologies cost competitive for electricity generation?," *Renewable Energy*, vol. 180, pp. 658–672, Dec. 2021, doi: https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.08.088.

[4] Conselho Europeu Conselho da União Europeia. Acordo de Paris sobre alterações climáticas URL: https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/climate-change/paris-agreement/

[5] P. E. Bett and H. E. Thornton, "The climatological relationships between wind and solar energy supply in Britain," *Renewable Energy*, vol. 87, pp. 96–110, Mar. 2016, doi: https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.10.006.

[6] H. Ibrahim, A. Ilinca, and J. Perron, "Energy storage systems—Characteristics and comparisons," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, no. 5, pp. 1221–1250, Jun. 2008, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2007.01.023.

[7] M. S. Guney and Y. Tepe, "Classification and assessment of energy storage systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75, pp. 1187–1197, Aug. 2017, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.102.

[8] S. Ould Amrouche, D. Rekioua, T. Rekioua, and S. Bacha, "Overview of energy storage in renewable energy systems," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 45, pp. 20914–20927, Dec. 2016, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.06.243.

[9] S. Rehman, L. M. Al-Hadhrami, and Md. M. Alam, "Pumped hydro energy storage system: A technological review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44, pp. 586–598, Apr. 2015, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.040

[10] A. G. Olabi, T. Wilberforce, M. Ramadan, M. A. Abdelkareem, and A. H. Alami, "Compressed air energy storage systems: Components and operating parameters – A review," *Journal of Energy Storage*, vol. 34, p. 102000, Feb. 2021, doi: https://doi.org/10.1016/j.est.2020.102000.

[11] B. B. Adetokun, O. Oghorada, and S. J. Abubakar, "Superconducting magnetic energy storage systems: Prospects and challenges for renewable energy applications," *Journal of Energy Storage*, vol. 55, p. 105663, Nov. 2022, doi: https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105663.

[12] J. O. Abe, A. P. I. Popoola, E. Ajenifuja, and O. M. Popoola, "Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 29, pp. 15072–15086, Jun. 2019, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.068.

[13] A. Caraballo, S. Galán-Casado, Á. Caballero, and S. Serena, "Molten Salts for Sensible Thermal Energy Storage: A Review and an Energy Performance Analysis," *Energies*, vol. 14, no. 4, p. 1197, Feb. 2021, doi:

https://doi.org/10.3390/en14041197.

[14] A. R. Dehghani-Sanij, E. Tharumalingam, M. B. Dusseault, and R. Fraser, "Study of energy storage systems and environmental challenges of batteries," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 104, pp. 192–208, Apr. 2019, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.023.

[15] C. Zhang, Y.-L. Wei, P.-F. Cao, and M.-C. Lin, "Energy storage system: Current studies on batteries and power condition system," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 3091–3106, Feb. 2018, doi:https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.030.

[16] D. A. J. Rand and P. T. Moseley, "Energy Storage with Lead–Acid Batteries," *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing*, pp. 201–222, 2015, doi: https://doi.org/10.1016/b978-0-444-62616-5.00013-9.

[17] C. Parker, "Lead-acid battery energy-storage systems for electricity supply networks," *Journal of Power Sources*, vol. 100, no. 1–2, pp. 18–28, Nov. 2001, doi: https://doi.org/10.1016/s0378-7753(01)00880-1.

[18] P. Bernard and M. Lippert, "Nickel–Cadmium and Nickel–Metal Hydride Battery Energy Storage," *Elsevier eBooks*, pp. 223–251, Jan. 2015, doi: https://doi.org/10.1016/b978-0-444-62616-5.00014-0.

[19] Z. Wen, J. Cao, Z. Gu, X. Xu, F. Zhang, and Z. Lin, "Research on sodium sulfur battery for energy storage," *Solid State Ionics*, vol. 179, no. 27–32, pp. 1697–1701, Sep. 2008, doi: https://doi.org/10.1016/j.ssi.2008.01.070.

[20] T. Nguyen and R. F. Savinell, "Flow Batteries," *The Electrochemical Society Interface*, vol. 19, no. 3, pp. 54–56, 2010, doi: https://doi.org/10.1149/2.f06103if.

[21] T. Chen *et al.*, "Applications of Lithium-Ion Batteries in Grid-Scale Energy Storage Systems," *Transactions of Tianjin University*, Feb. 2020, doi: https://doi.org/10.1007/s12209-020-00236-w.

[22] B. L. Ellis and L. F. Nazar, "Sodium and sodium-ion energy storage batteries," *Current Opinion in Solid State and Materials Science*, vol. 16, no. 4, pp. 168–177, Aug. 2012, doi: https://doi.org/10.1016/j.cossms.2012.04.002.

[23] B. Diouf and R. Pode, "Potential of lithium-ion batteries in renewable energy," *Renewable Energy*, vol. 76, pp. 375–380, Apr. 2015, doi: https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.058.

[24] A. K. Kim, "RECENT DEVELOPMENT IN FIRE SUPPRESSION SYSTEMS," *Fire Safety Science*, vol. 5, pp. 12–27, Jan. 2001.

[25] G. Lente and K. Ősz, "Barometric formulas: various derivations and comparisons to environmentally relevant observations," *ChemTexts*, vol. 6, no. 2, Apr. 2020, doi: https://doi.org/10.1007/s40828-020-0111-6.

[26] "IPMA - Mapas," *www.ipma.pt*. https://www.ipma.pt/pt/oclima/monitorizacao/index.jsp?selTipo=m&selVar=tt&selAna=me&selAno=-1

[27] B. Liu *et al.*, "Estimating hub-height wind speed based on a machine learning algorithm: implications for wind energy assessment," *Atmospheric Chemistry and Physics*, vol. 23, no. 5, pp. 3181–3193, Mar. 2023, doi: https://doi.org/10.5194/acp-23-3181-2023.

[28] NASA, "ArcGIS Web Application," *Nasa.gov*, 2018. https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/

[29] "Quantos kWh consome uma família em Portugal," *REPSOL*. https://www.repsol.pt/particulares/assessoramento/quantos-kwh-consome-uma-familia/

[30] REN, "Estrutura do Mercado," *www.mercado.ren.pt/PT* https://mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfStructMerc/Paginas/default.aspx

[31] "ERSE - Atividade," *www.erse.pt*. https://www.erse.pt/atividade/

[32] REN, "Preços Mercado Spot - Portugal e Espanha," *www.mercado.ren.pt/PT* https://mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/MercOmel/paginas/precos.aspx

[33] C. Curry, "Lithium-ion Battery Costs and Market Squeezed margins seek technology improvements & new business models," 2017. Available: https://enerjiye.com/wp-content/uploads/2021/07/battery-market.pdf

[34] "Portugal: Wholesale electricity market report," *Baringa*, Jan. 03, 2023. https://www.baringa.com/en/industries/energy-resources/power-market-projections/portugal-wholesale-electricity-market-report/

[35] Matthew, D. Campos-Gaona, A. Stock, and M. Nedd, "A Critical Review of Current and Future Options for Wind Farm Participation in Ancillary Service Provision," *Energies*, vol. 16, no. 3, pp. 1324–1324, Jan. 2023, doi: https://doi.org/10.3390/en16031324.

ANEXOS

8.1 Anexo 1 - *Amostra da produção total e curtailment*

8.2 Anexo 2 - *Método de cálculo de curtailment Cenário A*

8.3 Anexo 3 - *Método de cálculo de curtailment Cenário B*

8.4 Anexo 4 - *Método de cálculo de arbitragem de preços*

8 ANEXOS

8.1 Anexo 1 – *Amostra da produção total e curtailment*

	Produção (kWh)										
Data e hora	Armamar	Armamar II	Serra da Nave	Testos II	Chavães	Serra de Sampaio-Ranhados	Sendim	Sobre equipamento 43 MW	Hibridização 180 MW	Total	Curtailment (kWh)
13/01/2015 09:00	27200	9200	37460	47840	17520	25800	19560	32769,9	5535,0	222884,9	0,0
13/01/2015 09:15	23870	9200	38510	47560	15420	27290	20640	23618,8	5535,0	211643,8	0,0
13/01/2015 09:30	21470	9630	40460	46440	19870	24010	15120	17629,0	5535,0	200164,0	0,0
13/01/2015 09:45	20190	9160	39180	42560	21660	21620	11760	16269,3	5535,0	187934,3	0,0
13/01/2015 10:00	19240	7940	37060	38880	23440	20770	14080	22036,6	35424,1	218870,7	0,0
13/01/2015 10:15	21710	4990	35470	35040	22690	24270	18000	35192,0	35424,1	232786,1	0,0
13/01/2015 10:30	24400	5380	34600	39040	25640	26760	25080	40818,2	35424,1	257142,2	3942,2
13/01/2015 10:45	23000	6830	34180	42240	26940	28340	25640	24439,0	35424,1	247033,0	0,0
13/01/2015 11:00	22540	6550	32220	42920	23820	27060	25040	18308,9	42804,1	241262,9	0,0
13/01/2015 11:15	24050	6420	25510	43640	23110	28470	24160	28601,7	42804,1	246765,8	0,0
13/01/2015 11:30	23140	7700	27400	42240	24670	30310	29840	25259,1	42804,1	253363,2	163,2
13/01/2015 11:45	22860	8310	32350	43040	26990	31040	30720	22798,6	42804,1	260912,7	7712,7
13/01/2015 12:00	20650	9160	31860	40400	28120	32290	33040	21274,7	46678,6	263473,2	10273,2
13/01/2015 12:15	20430	9160	29320	35200	23660	30960	28880	11559,2	46678,6	235847,8	0,0
13/01/2015 12:30	18890	6480	26240	33080	17940	30380	23000	16269,3	46678,6	218957,9	0,0
13/01/2015 12:45	13720	4350	28200	32280	18580	31880	21680	30304,0	46678,6	227672,6	0,0
13/01/2015 13:00	18960	4440	29520	31800	18920	31840	23320	25259,1	65866,6	249925,7	0,0
13/01/2015 13:15	22710	6940	27280	33200	20650	31860	26360	16269,3	65866,6	251135,9	0,0
13/01/2015 13:30	21060	5710	29490	31080	19680	32720	22160	28601,7	65866,6	256368,3	3168,3
13/01/2015 13:45	23180	4610	34190	32080	22820	32760	24760	39543,7	65866,6	279810,3	26610,3
13/01/2015 14:00	23390	3910	35050	34160	27060	33230	34640	40818,2	85608,1	317866,3	64666,3
13/01/2015 14:15	24020	7580	35020	34280	27940	33790	33160	41925,0	85608,1	323323,1	70123,1
13/01/2015 14:30	24540	8130	34950	37640	24360	34020	30680	41925,0	85608,1	321853,1	68653,1
13/01/2015 14:45	29530	8010	35170	39080	24640	33980	34560	41925,0	85608,1	332503,1	79303,1
13/01/2015 15:00	29920	10770	28590	35200	23370	33760	39000	41925,0	45202,6	287737,6	34537,6

8.2 Anexo 2 – *Método de cálculo de curtailment Cenário A*

Autonomia da bateria (horas)	2
Potência da bateria (kW)	5000
Perda de carga	5%
Perda de descarga	5%
Energia máxima (kWh)	10000
Limite de exportação (kW)	253200
Fator multiplicador	100%

	Data e hora	Produção (kW)	Produção com fator multiplicador (kW)	Produção excedente (kW)	Energia de carregamento (kWh)	Energia de descarregamento (kWh)
Total		**915 339 605**	**915 339 605**	**13 815 353**	**2 045 212**	**1 942 951**
	01/01/2015 00:15	11630	11630	0	0	0
	01/01/2015 00:30	11782	11782	0	0	0
	01/01/2015 00:45	12855	12855	0	0	0
	01/01/2015 01:00	13545	13545	0	0	0
	01/01/2015 01:15	12725	12725	0	0	0
	01/01/2015 01:30	12193	12193	0	0	0
	01/01/2015 01:45	15242	15242	0	0	0
	01/01/2015 02:00	15790	15790	0	0	0
	01/01/2015 02:15	13300	13300	0	0	0
	01/01/2015 02:30	11660	11660	0	0	0
	01/01/2015 02:45	14806	14806	0	0	0
	01/01/2015 03:00	19273	19273	0	0	0
	01/01/2015 03:15	22226	22226	0	0	0
	01/01/2015 03:30	26869	26869	0	0	0
	01/01/2015 03:45	33616	33616	0	0	0
	01/01/2015 04:00	39566	39566	0	0	0
	01/01/2015 04:15	39950	39950	0	0	0
	01/01/2015 04:30	36041	36041	0	0	0
	01/01/2015 04:45	30833	30833	0	0	0
	01/01/2015 05:00	31350	31350	0	0	0

	Data e hora	Produção (kW)	Energia da bateria (kWh)	Folga de produção até ao limite (kW)	Output (kWh)	Preço da eletricidade (€/MWh)	Lucro do curtailment (€)
Total		**915 339 605**			**962 635**		**46 617**
	01/01/2015 00:15	11630	0	-241570	0	51,84	0,00
	01/01/2015 00:30	11782	0	-241418	0	51,84	0,00
	01/01/2015 00:45	12855	0	-240345	0	51,84	0,00
	01/01/2015 01:00	13545	0	-239655	0	51,84	0,00
	01/01/2015 01:15	12725	0	-240475	0	47,46	0,00
	01/01/2015 01:30	12193	0	-241007	0	47,46	0,00
	01/01/2015 01:45	15242	0	-237958	0	47,46	0,00
	01/01/2015 02:00	15790	0	-237410	0	47,46	0,00
	01/01/2015 02:15	13300	0	-239900	0	44,10	0,00
	01/01/2015 02:30	11660	0	-241540	0	44,10	0,00
	01/01/2015 02:45	14806	0	-238394	0	44,10	0,00
	01/01/2015 03:00	19273	0	-233927	0	44,10	0,00
	01/01/2015 03:15	22226	0	-230974	0	42,33	0,00
	01/01/2015 03:30	26869	0	-226331	0	42,33	0,00
	01/01/2015 03:45	33616	0	-219584	0	42,33	0,00
	01/01/2015 04:00	39566	0	-213634	0	42,33	0,00
	01/01/2015 04:15	39950	0	-213250	0	41,28	0,00
	01/01/2015 04:30	36041	0	-217159	0	41,28	0,00
	01/01/2015 04:45	30833	0	-222367	0	41,28	0,00
	01/01/2015 05:00	31350	0	-221850	0	41,28	0,00

=F3*$B$15

E	F	G
Data e hora	Produção (kW)	Produção com fator multiplicador (kW)
	915 339 605	915 339 605
01/01/2015 00:15	11630	11630

=SE(G3-$B$13<0;0;G3-$B$13)

E	F	G	H
Data e hora	Produção (kW)	Produção com fator multiplicador (kW)	Produção excedente (kW)
	915 339 605	915 339 605	13 815 353
01/01/2015 00:15	11630	11630	0

=SE(H3<$B$5/4*(1+$B$7);H3*(1-$B$7);$B$5/4)

E	F	G	H	I
Data e hora	Produção (kW)	Produção com fator multiplicador (kW)	Produção excedente (kW)	Energia de carregamento (kWh)
	915 339 605	915 339 605	13 815 353	2 045 212
01/01/2015 00:15	11630	11630	0	0

=I3*(1-$B$9)

E	F	G	H	I	J
Data e hora	Produção (kW)	Produção com fator multiplicador (kW)	Produção excedente (kW)	Energia de carregamento (kWh)	Energia de descarregamento (kWh)
	915 339 605	915 339 605	13 815 353	2 045 212	1 942 951
01/01/2015 00:15	11630	11630	0	0	0

=I3

E	F	G	H	I	J	K
Data e hora	Produção (kW)	Produção com fator multiplicador (kW)	Produção excedente (kW)	Energia de carregamento (kWh)	Energia de descarregamento (kWh)	Energia da bateria (kWh)
	915 339 605	915 339 605	13 815 353	2 045 212	1 942 951	
01/01/2015 00:15	11630	11630	0	0	0	0

=-$B$13+G3

H	I	J	K	L
Produção excedente (kW)	Energia de carregamento (kWh)	Energia de descarregamento (kWh)	Energia da bateria (kWh)	Folga de produção até ao limite (kW)
13 815 353	2 045 212	1 942 951		
0	0	0	0	-241570

=SE(E(K3>0;L3<0);SE(E(ABS(L3)<$B$5/4;ABS(L3)<K3);(ABS(L3))*(1-$B$9);SE(K3>$B$5/4;($B$5/4)*(1-$B$9);SE(K3>0;K3*(1-$B$9);0)));0)

H	I	J	K	L	M
Produção excedente (kW)	Energia de carregamento (kWh)	Energia de descarregamento (kWh)	Energia da bateria (kWh)	Folga de produção até ao limite (kW)	Output (kWh)
13 815 353	2 045 212	1 942 951			962 635
0	0	0	0	-241570	0

=M3*(N3/1000)

H	I	J	K	L	M	N	O
Produção excedente (kW)	Energia de carregamento (kWh)	Energia de descarregamento (kWh)	Energia da bateria (kWh)	Folga de produção até ao limite (kW)	Output (kWh)	Preço da eletricidade (€/MWh)	Lucro do curtailment (€)
13 815 353	2 045 212	1 942 951			962 635		46 617
0	0	0	0	-241570	0	51,84	0,00

8.3 Anexo 3 – *Método de cálculo de curtailment Cenário B*

Autonomia da bateria (horas)	2
Potência da bateria (kW)	5000
Perda de carga	5%
Perda de descarga	5%
Energia máxima (kWh)	10000
Limite de exportação (kW)	253200
Fator multiplicador	100%

	Data e hora	Produção (kW)	Produção com fator multiplicador (kW)	Produção excedente (kW)	Energia de carregamento (kWh)	Energia de descarregamento (kWh)
Total		**915 339 605**	**915 339 605**	**13 815 353**	**2 045 212**	**1 942 951**
	01/01/2015 00:15	11630	11630	0	0	0
	01/01/2015 00:30	11782	11782	0	0	0
	01/01/2015 00:45	12855	12855	0	0	0
	01/01/2015 01:00	13545	13545	0	0	0
	01/01/2015 01:15	12725	12725	0	0	0
	01/01/2015 01:30	12193	12193	0	0	0
	01/01/2015 01:45	15242	15242	0	0	0
	01/01/2015 02:00	15790	15790	0	0	0
	01/01/2015 02:15	13300	13300	0	0	0
	01/01/2015 02:30	11660	11660	0	0	0
	01/01/2015 02:45	14806	14806	0	0	0
	01/01/2015 03:00	19273	19273	0	0	0
	01/01/2015 03:15	22226	22226	0	0	0
	01/01/2015 03:30	26869	26869	0	0	0
	01/01/2015 03:45	33616	33616	0	0	0
	01/01/2015 04:00	39566	39566	0	0	0
	01/01/2015 04:15	39950	39950	0	0	0
	01/01/2015 04:30	36041	36041	0	0	0
	01/01/2015 04:45	30833	30833	0	0	0
	01/01/2015 05:00	31350	31350	0	0	0

	Data e hora	Produção (kW)	Curtailment	Non curtailment	Carga/Descarga	Número de instâncias de curtailment	Número de instâncias de non curtailment
Total		**915 339 605**					
	01/01/2015 00:15	11630	0	1	-	0	0
	01/01/2015 00:30	11782	0	1	-	0	1
	01/01/2015 00:45	12855	0	1	-	0	2
	01/01/2015 01:00	13545	0	1	-	0	3
	01/01/2015 01:15	12725	0	1	-	0	4
	01/01/2015 01:30	12193	0	1	-	0	5
	01/01/2015 01:45	15242	0	1	-	0	6
	01/01/2015 02:00	15790	0	1	-	0	7
	01/01/2015 02:15	13300	0	1	-	0	8
	01/01/2015 02:30	11660	0	1	-	0	9
	01/01/2015 02:45	14806	0	1	-	0	10
	01/01/2015 03:00	19273	0	1	-	0	11
	01/01/2015 03:15	22226	0	1	-	0	12
	01/01/2015 03:30	26869	0	1	-	0	13
	01/01/2015 03:45	33616	0	1	-	0	14
	01/01/2015 04:00	39566	0	1	-	0	15
	01/01/2015 04:15	39950	0	1	-	0	16
	01/01/2015 04:30	36041	0	1	-	0	17
	01/01/2015 04:45	30833	0	1	-	0	18
	01/01/2015 05:00	31350	0	1	-	0	19

	Data e hora	Produção (kW)	Número de instâncias de carregamento	Número de instâncias de descarregamento	Necessita de carregar	Necessita de descarregar	Número de cargas	Número de descargas
Total		**915 339 605**						
	01/01/2015 00:15	11630	0	0	VERDADEIRO	FALSO	0	0
	01/01/2015 00:30	11782	0	0	VERDADEIRO	FALSO	0	0
	01/01/2015 00:45	12855	0	0	VERDADEIRO	FALSO	0	0
	01/01/2015 01:00	13545	0	0	VERDADEIRO	FALSO	0	0
	01/01/2015 01:15	12725	0	0	VERDADEIRO	FALSO	0	0
	01/01/2015 01:30	12193	0	0	VERDADEIRO	FALSO	0	0
	01/01/2015 01:45	15242	0	0	VERDADEIRO	FALSO	0	0
	01/01/2015 02:00	15790	0	0	VERDADEIRO	FALSO	0	0
	01/01/2015 02:15	13300	0	0	VERDADEIRO	FALSO	0	0
	01/01/2015 02:30	11660	0	0	VERDADEIRO	FALSO	0	0
	01/01/2015 02:45	14806	0	0	VERDADEIRO	FALSO	0	0
	01/01/2015 03:00	19273	0	0	VERDADEIRO	FALSO	0	0
	01/01/2015 03:15	22226	0	0	VERDADEIRO	FALSO	0	0
	01/01/2015 03:30	26869	0	0	VERDADEIRO	FALSO	0	0
	01/01/2015 03:45	33616	0	0	VERDADEIRO	FALSO	0	0
	01/01/2015 04:00	39566	0	0	VERDADEIRO	FALSO	0	0
	01/01/2015 04:15	39950	0	0	VERDADEIRO	FALSO	0	0
	01/01/2015 04:30	36041	0	0	VERDADEIRO	FALSO	0	0
	01/01/2015 04:45	30833	0	0	VERDADEIRO	FALSO	0	0
	01/01/2015 05:00	31350	0	0	VERDADEIRO	FALSO	0	0

	Data e hora	Produção (kW)	Preço da eletricidade (€/MWh)	Lucro do curtailment (€)	Número de instâncias de carga/descarga
Total		**915 339 605**		**37 263**	**1 232**
	01/01/2015 00:15	11630	51,84	0,00	0
	01/01/2015 00:30	11782	51,84	0,00	0
	01/01/2015 00:45	12855	51,84	0,00	0
	01/01/2015 01:00	13545	51,84	0,00	0
	01/01/2015 01:15	12725	47,46	0,00	0
	01/01/2015 01:30	12193	47,46	0,00	0
	01/01/2015 01:45	15242	47,46	0,00	0
	01/01/2015 02:00	15790	47,46	0,00	0
	01/01/2015 02:15	13300	44,10	0,00	0
	01/01/2015 02:30	11660	44,10	0,00	0
	01/01/2015 02:45	14806	44,10	0,00	0
	01/01/2015 03:00	19273	44,10	0,00	0
	01/01/2015 03:15	22226	42,33	0,00	0
	01/01/2015 03:30	26869	42,33	0,00	0
	01/01/2015 03:45	33616	42,33	0,00	0
	01/01/2015 04:00	39566	42,33	0,00	0
	01/01/2015 04:15	39950	41,28	0,00	0
	01/01/2015 04:30	36041	41,28	0,00	0
	01/01/2015 04:45	30833	41,28	0,00	0
	01/01/2015 05:00	31350	41,28	0,00	0

=SE(H3>0;1;0)

J	K
Energia de descarregamento (kWh)	Curtailment
1 942 951	
0	0

=SE(K3=0;1;0)

J	K	L
Energia de descarregamento (kWh)	Curtailment	Non curtailment
1 942 951		
0	0	1

=SE(E(K3=1;R3=VERDADEIRO);"Charge";SE(E(K3=0;S3=VERDADEIRO);"Discharge";"-"))

J	K	L	M
Energia de descarregamento (kWh)	Curtailment	Non curtailment	Carga/Descarga
1 942 951			
0	0	1	-

=N2+K2

J	K	L	M	N
Energia de descarregamento (kWh)	Curtailment	Non curtailment	Carga/Descarga	Número de instâncias de curtailment
1 942 951				
0	0	1	-	0

=O2+L2

J	K	L	M	N	O
Energia de descarregamento (kWh)	Curtailment	Non curtailment	Carga/Descarga	Número de instâncias de curtailment	Número de instâncias de non curtailment
1 942 951					
0	0	1	-	0	0

=SE(M3="Charge";1;0)

J	K	L	M	N	O	P
Energia de descarregamento (kWh)	Curtailment	Non curtailment	Carga/Descarga	Número de instâncias de curtailment	Número de instâncias de non curtailment	Número de instâncias de carregamento
1 942 951						
0	0	1	-	0	0	0

fx =SE(M3="Discharge";1;0)

P	Q
Número de instâncias de carregamento	Número de instâncias de descarregamento
0	0

=OU((N3<$B$3*4);E(T3-U3<$B$3*4;RESTO(U3;$B$3*4)=0))

P	Q	R
Número de instâncias de carregamento	Número de instâncias de descarregamento	Necessita de carregar
0	0	VERDADEIRO

=E((N3>$B$3*4);E(RESTO(T3;$B$3*4)=0;(U3<T3)))

P	Q	R	S
Número de instâncias de carregamento	Número de instâncias de descarregamento	Necessita de carregar	Necessita de descarregar
0	0	VERDADEIRO	FALSO

=T2+P2

P	Q	R	S	T
Número de instâncias de carregamento	Número de instâncias de descarregamento	Necessita de carregar	Necessita de descarregar	Número de cargas
0	0	VERDADEIRO	FALSO	0

=U2+Q2

P	Q	R	S	T	U
Número de instâncias de carregamento	Número de instâncias de descarregamento	Necessita de carregar	Necessita de descarregar	Número de cargas	Número de descargas
0	0	VERDADEIRO	FALSO	0	0

=SE(M3="Discharge";$B$5/4*(V3/1000);0)

Q	R	S	T	U	V	W
Número de instâncias de descarregamento	Necessita de carregar	Necessita de descarregar	Número de cargas	Número de descargas	Preço da eletricidade (€/MWh)	Lucro do curtailment (€)
						37 263
0	VERDADEIRO	FALSO	0	0	51,84	0,00

=SE(OU(P3=1;Q3=1);1;0)

Q	R	S	T	U	V	W	X
Número de instâncias de descarregamento	Necessita de carregar	Necessita de descarregar	Número de cargas	Número de descargas	Preço da eletricidade (€/MWh)	Lucro do curtailment (€)	Número de instâncias de carga/descarga
						37 263	1 232
0	VERDADEIRO	FALSO	0	0	51,84	0,00	0

8.4 Anexo 4 – *Método de cálculo de arbitragem de preços*

Potência da bateria (kW)	5000
Perda de carga	5%
Perda de descarga	5%

	Data e hora	Preço da eletricidade (€/MWh)	Períodos de tempo	Hora correspondente	Dia	Mês	Arbitragem de preços carregamento para 4 horas de autonomia
Total							
	01/01/2015 00:15	51,84	1	1	1	1	-
	01/01/2015 00:30	51,84	2	1	1	1	-
	01/01/2015 00:45	51,84	3	1	1	1	-
	01/01/2015 01:00	51,84	4	1	1	1	-
	01/01/2015 01:15	47,46	5	2	1	1	-
	01/01/2015 01:30	47,46	6	2	1	1	-
	01/01/2015 01:45	47,46	7	2	1	1	-
	01/01/2015 02:00	47,46	8	2	1	1	-
	01/01/2015 02:15	44,10	9	3	1	1	Charge
	01/01/2015 02:30	44,10	10	3	1	1	Charge
	01/01/2015 02:45	44,10	11	3	1	1	Charge
	01/01/2015 03:00	44,10	12	3	1	1	Charge
	01/01/2015 03:15	42,33	13	4	1	1	Charge
	01/01/2015 03:30	42,33	14	4	1	1	Charge
	01/01/2015 03:45	42,33	15	4	1	1	Charge
	01/01/2015 04:00	42,33	16	4	1	1	Charge
	01/01/2015 04:15	41,28	17	5	1	1	Charge
	01/01/2015 04:30	41,28	18	5	1	1	Charge
	01/01/2015 04:45	41,28	19	5	1	1	Charge
	01/01/2015 05:00	41,28	20	5	1	1	Charge

	Data e hora	Arbitragem de preços descarregamento para 4 horas de autonomia	Arbitragem de preços carregamento para 2 horas de autonomia	Arbitragem de preços descarregamento para 2 horas de autonomia
Total				
	01/01/2015 00:15	-	-	-
	01/01/2015 00:30	-	-	-
	01/01/2015 00:45	-	-	-
	01/01/2015 01:00	-	-	-
	01/01/2015 01:15	-	-	-
	01/01/2015 01:30	-	-	-
	01/01/2015 01:45	-	-	-
	01/01/2015 02:00	-	-	-
	01/01/2015 02:15	-	-	-
	01/01/2015 02:30	-	-	-
	01/01/2015 02:45	-	-	-
	01/01/2015 03:00	-	-	-
	01/01/2015 03:15	-	-	-
	01/01/2015 03:30	-	-	-
	01/01/2015 03:45	-	-	-
	01/01/2015 04:00	-	-	-
	01/01/2015 04:15	-	Charge	-
	01/01/2015 04:30	-	Charge	-
	01/01/2015 04:45	-	Charge	-
	01/01/2015 05:00	-	Charge	-

	Data e hora	Despesas de arbitragem de preços para 4 horas de autonomia (€)	Retornos de arbitragem de preços para 4 horas de autonomia (€)	Despesas de arbitragem de preços para 2 horas de autonomia (€)
Total		574 646	624 440	346 240
	01/01/2015 00:15	0,00	0,00	0,00
	01/01/2015 00:30	0,00	0,00	0,00
	01/01/2015 00:45	0,00	0,00	0,00
	01/01/2015 01:00	0,00	0,00	0,00
	01/01/2015 01:15	0,00	0,00	0,00
	01/01/2015 01:30	0,00	0,00	0,00
	01/01/2015 01:45	0,00	0,00	0,00
	01/01/2015 02:00	0,00	0,00	0,00
	01/01/2015 02:15	57,88	0,00	0,00
	01/01/2015 02:30	57,88	0,00	0,00
	01/01/2015 02:45	57,88	0,00	0,00
	01/01/2015 03:00	57,88	0,00	0,00
	01/01/2015 03:15	55,56	0,00	0,00
	01/01/2015 03:30	55,56	0,00	0,00
	01/01/2015 03:45	55,56	0,00	0,00
	01/01/2015 04:00	55,56	0,00	0,00
	01/01/2015 04:15	54,17	0,00	54,17
	01/01/2015 04:30	54,17	0,00	54,17
	01/01/2015 04:45	54,17	0,00	54,17
	01/01/2015 05:00	54,17	0,00	54,17

	Data e hora	Retornos de arbitragem de preços para 2 horas de autonomia (€)	Lucro da arbitragem de preços para 4 horas de autonomia (€)	Lucro da arbitragem de preços para 2 horas de autonomia (€)
Total		380 806	49 793	34 566
	01/01/2015 00:15	0,00	0,00	0,00
	01/01/2015 00:30	0,00	0,00	0,00
	01/01/2015 00:45	0,00	0,00	0,00
	01/01/2015 01:00	0,00	0,00	0,00
	01/01/2015 01:15	0,00	0,00	0,00
	01/01/2015 01:30	0,00	0,00	0,00
	01/01/2015 01:45	0,00	0,00	0,00
	01/01/2015 02:00	0,00	0,00	0,00
	01/01/2015 02:15	0,00	-57,88	0,00
	01/01/2015 02:30	0,00	-57,88	0,00
	01/01/2015 02:45	0,00	-57,88	0,00
	01/01/2015 03:00	0,00	-57,88	0,00
	01/01/2015 03:15	0,00	-55,56	0,00
	01/01/2015 03:30	0,00	-55,56	0,00
	01/01/2015 03:45	0,00	-55,56	0,00
	01/01/2015 04:00	0,00	-55,56	0,00
	01/01/2015 04:15	0,00	-54,17	-54,17
	01/01/2015 04:30	0,00	-54,17	-54,17
	01/01/2015 04:45	0,00	-54,17	-54,17
	01/01/2015 05:00	0,00	-54,17	-54,17

3);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>14;H3<19));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$N$8="Yes";J3=4);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>15;H3<20));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$O$8="Yes";J3=5);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>15;H3<20));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$P$8="Yes";J3=6);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>16;H3<21));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$Q$8="Yes";J3=7);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>16;H3<21));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$R$8="Yes";J3=8);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>16;H3<21));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$S$8="Yes";J3=9);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>15;H3<20));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$T$8="Yes";J3=10);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>14;H3<19));"Charge";"-");E(

	I	J	K	L	M
pondente	Dia	Mês	Arbitragem de preços carregamento para 4 horas de autonomia	Arbitragem de preços descarregamento para 4 horas de autonomia	Arbitragem de preços carregamento para 2 hor
1	1	1	-	-	

=SE.S(E('Market prices 4 hour autonomy'!$K$8="Yes";J3=1);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>14;H3<19));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$L$8="Yes";J3=2);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>14;H3<19));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$M$8="Yes";J3=3);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>14;H3<19));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$N$8="Yes";J3=4);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>15;H3<20));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$O$8="Yes";J3=5);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>15;H3<20));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$P$8="Yes";J3=6);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>16;H3<21));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$Q$8="Yes";J3=7);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>16;H3<21));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$R$8="Yes";J3=8);SE(

	I	J	K	L	M
pondente	Dia	Mês	Arbitragem de preços carregamento para 4 horas de autonomia	Arbitragem de preços descarregamento para 4 horas de autonomia	Arbitragem de preços carregamento para 2 hor
1	1	1	-	-	

=SE.S(G3<5;1;G3<9;2;G3<13;3;G3<17;4;G3<21;5;G3<25;6;G3<29;7;G3<33;8;G3<37;9;G3<41;10;G3<45;11;G3<49;12;G3<53;13;G3<57;14;G3<61;15;G3<65;16;G3<69;17;G3<73;18;G3<77;19;G3<81;20;G3<85;21;G3<89;22;G3<93;23;G3<97;24)

B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
			Data e hora	Preço da eletricidade (€/MWh)	Períodos de tempo	Hora correspondente	Dia	Mês	Arbitragem de preços carregamento para 4 horas de autonomia
		Total							
			01/01/2015 00:15	51,84	1	1	1	1	

'Market prices 4 hour autonomy'!$U$8="Yes";J3=11);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>13;H3<18));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$V$8="Yes";J3=12);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>13;H3<18));"Charge";"-");OU('Market prices 4 hour autonomy'!$K$8="No";'Market prices 4 hour autonomy'!$L$8="No";'Market prices 4 hour autonomy'!$M$8="No";'Market prices 4 hour autonomy'!$N$8="No";'Market prices 4 hour autonomy'!$O$8="No";'Market prices 4 hour autonomy'!$P$8="No";'Market prices 4 hour autonomy'!$Q$8="No";'Market prices 4 hour autonomy'!$R$8="No";'Market prices 4 hour autonomy'!$S$8="No";'Market prices 4 hour autonomy'!$T$8="No";'Market prices 4 hour autonomy'!$U$8="No";'Market prices 4 hour autonomy'!$V$8="No");"-")

H	I	J	K	L	M
spondente	Dia	Mês	Arbitragem de preços carregamento para 4 horas de autonomia	Arbitragem de preços descarregamento para 4 horas de autonomia	Arbitragem de preços carregamento para 2 hor
1	1	1	-	-	

OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>16;H3<21));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$S$8="Yes";J3=9);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>15;H3<20));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$T$8="Yes";J3=10);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>14;H3<19));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$U$8="Yes";J3=11);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>13;H3<18));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$V$8="Yes";J3=12);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>13;H3<18));"Charge";"-");OU('Market prices 4 hour autonomy'!$K$8="No";'Market prices 4 hour autonomy'!$L$8="No";'Market prices 4 hour autonomy'!$M$8="No";'Market prices 4 hour autonomy'!$N$8="No";'Market prices 4 hour autonomy'!$O$8="No";'Market prices 4 hour autonomy'!$P$8="No";'Market prices 4 hour autonomy'!$Q$8="No";

	I	J	K	L	M
pondente	Dia	Mês	Arbitragem de preços carregamento para 4 horas de autonomia	Arbitragem de preços descarregamento para 4 horas de autonomia	Arbitragem de preços carregamento para 2 hor
1	1	1	-	-	

'Market prices 4 hour autonomy'!$P$8="Yes";J3=6);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>16;H3<21));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$Q$8="Yes";J3=7);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>16;H3<21));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$R$8="Yes";J3=8);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>16;H3<21));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$S$8="Yes";J3=9);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>15;H3<20));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$T$8="Yes";J3=10);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>14;H3<19));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$U$8="Yes";J3=11);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>13;H3<18));"Charge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$V$8="Yes";J3=12);SE(OU(E(H3>2;H3<7);E(H3>13;H3<18));"Charge";"-");OU('Market prices 4 hour autonomy'!$K$8="No";'Market

	I	J	K	L	M
pondente	Dia	Mês	Arbitragem de preços carregamento para 4 horas de autonomia	Arbitragem de preços descarregamento para 4 horas de autonomia	Arbitragem de preços carregamento para 2 hor
1	1	1	-	-	

=SE.S(E('Market prices 2 hour autonomy'!$K$8="Yes";J3=1);SE(OU(E(H3>10;H3<13);E(H3>19;H3<22));"Discharge";"-");E('Market prices 2 hour autonomy'!$L$8="Yes";J3=2);SE(OU(E(H3>9;H3<12);E(H3>19;H3<22));"Discharge";"-");E('Market prices 2 hour autonomy'!$M$8 ="Yes";J3=3);SE(OU(E(H3>9;H3<12);E(H3>20;H3<23));"Discharge";"-");E('Market prices 2 hour autonomy'!$N$8="Yes";J3=4);SE(OU(E(H3>9;H3<12);E(H3>21;H3<24));"Discharge";"-");E('Market prices 2 hour autonomy'!$O$8="Yes";J3=5);SE(OU(E(H3>9;H3<12);E(H3>21; H3<24));"Discharge";"-");E('Market prices 2 hour autonomy'!$P$8="Yes";J3=6);SE(OU(E(H3>12;H3<15);E(H3>21;H3<24));"Discharge";"-");E('Market prices 2 hour autonomy'!$Q$8="Yes";J3=7);SE(OU(E(H3>12;H3<15);E(H3>21;H3<24));"Discharge";"-");E('Market prices 2

L	M	N	
Arbitragem de preços descarregamento para 4 horas de autonomia	**Arbitragem de preços carregamento para 2 horas de autonomia**	**Arbitragem de preços descarregamento para 2 horas de autonomia**	**Despesas de arbitragem de**
-	-	-	

=SE.S(E('Market prices 2 hour autonomy'!$K$8="Yes";J3=1);SE(OU(E(H3>4;H3<7);E(H3>15;H3<18));"Charge";"-");E('Market prices 2 hour autonomy'!$L$8="Yes";J3=2);SE(OU(E(H3>3;H3<6);E(H3>15;H3<18));"Charge";"-");E('Market prices 2 hour autonomy'!$M$8="Yes";J3= 3);SE(OU(E(H3>3;H3<6);E(H3>15;H3<18));"Charge";"-");E('Market prices 2 hour autonomy'!$N$8="Yes";J3=4);SE(OU(E(H3>3;H3<6);E(H3>16;H3<19));"Charge";"-");E('Market prices 2 hour autonomy'!$O$8="Yes";J3=5);SE(OU(E(H3>3;H3<6);E(H3>16;H3<19));"Charge";"-");E('Market prices 2 hour autonomy'!$P$8="Yes";J3=6);SE(OU(E(H3>3;H3<6);E(H3>17;H3<20));"Charge";"-");E('Market prices 2 hour autonomy'!$Q$8="Yes";J3=7);SE(OU(E(H3>3;H3<6);E(H3>18;H3<21));"Charge";"-");E('Market prices 2 hour autonomy'!$R$8="Yes";J3=8);SE(

L	M	N	
Arbitragem de preços descarregamento para 4 horas de autonomia	**Arbitragem de preços carregamento para 2 horas de autonomia**	**Arbitragem de preços descarregamento para 2 horas de autonomia**	**Despesas de arbitragem de**
-	-	-	

=SE.S(E('Market prices 4 hour autonomy'!$K$8="Yes";J3=1);SE(OU(E(H3>9;H3<14);E(H3>18;H3<23));"Discharge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$L$8="Yes";J3=2);SE(OU(E(H3>9;H3<14);E(H3>19;H3<24));"Discharge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$M$8 ="Yes";J3=3);SE(OU(E(H3>8;H3<13);E(H3>19;H3<24));"Discharge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$N$8="Yes";J3=4);SE(OU(E(H3>9;H3<14);E(H3>20;H3<25));"Discharge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$O$8="Yes";J3=5);SE(OU(E(H3>9;H3<14);E(H3>20; H3<25));"Discharge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$P$8="Yes";J3=6);SE(OU(E(H3>10;H3<15);E(H3>20;H3<25));"Discharge";"-");E('Market prices 4 hour autonomy'!$Q$8="Yes";J3=7);SE(OU(E(H3>11;H3<16);E(H3>20;H3<25));"Discharge";"-");E('Market prices 4

	I	J	K	L	M
pondente	**Dia**	**Mês**	**Arbitragem de preços carregamento para 4 horas de autonomia**	**Arbitragem de preços descarregamento para 4 horas de autonomia**	**Arbitragem de preços carregamento para 2 h**
1	1	1	-	-	

=SE(K3="Charge";(F3/1000)*(($B$5/4)*(1+$B$7));0)

	O
autonomia	Despesas de arbitragem de preços para 4 horas de autonomia (€)
	574 646
-	0,00

=SE(L3="Discharge";(F3/1000)*(($B$5/4)*(1-$B$9));0)

	O	P
autonomia	Despesas de arbitragem de preços para 4 horas de autonomia (€)	Retornos de arbitragem de preços para 4 horas de autonomia (€)
	574 646	624 440
-	0,00	0,00

=SE(M3="Charge";(F3/1000)*(($B$5/4)*(1+$B$7));0)

	O	P	Q
autonomia	Despesas de arbitragem de preços para 4 horas de autonomia (€)	Retornos de arbitragem de preços para 4 horas de autonomia (€)	Despesas de arbitragem de preços para 2 horas de autonomia (€)
	574 646	624 440	346 240
-	0,00	0,00	0,00

=SE(N3="Discharge";(F3/1000)*(($B$5/4)*(1-$B$9));0)

Q	R
preços para 2 horas de autonomia (€)	Retornos de arbitragem de preços para 2 horas de autonomia (€)
346 240	380 806
0,00	0,00

=P3-O3

Q	R	S
preços para 2 horas de autonomia (€)	Retornos de arbitragem de preços para 2 horas de autonomia (€)	Lucro da arbitragem de preços para 4 horas de autonomia (€)
346 240	380 806	49 793
0,00	0,00	0,00

=R3-Q3

	R	S	T
as de autonomia (€)	Retornos de arbitragem de preços para 2 horas de autonomia (€)	Lucro da arbitragem de preços para 4 horas de autonomia (€)	Lucro da arbitragem de preços para 2 horas de autonomia (€)
346 240	380 806	49 793	34 566
0,00	0,00	0,00	0,00