

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

UPWIND - Integração de Sistemas Aéreos de Energia Eólica no Sistema Elétrico da Ilha do Corvo, Açores: Estudo Económico

Inês Catarina Leal de Meireles



Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

**Supervisor: Professora Maria do Rosário de Pinho e Dalila Benedita Machado Martins
Fontes**

28 de fevereiro, 2026

Resumo

Esta dissertação investiga a integração de sistemas AWE no sistema elétrico isolado da ilha do Corvo, nos Açores. O estudo foca-se numa análise técnica e económica, visando demonstrar que a implementação da tecnologia AWES, permite obter um desempenho superior e uma rentabilidade elevada face ao atual paradigma de geração diesel.

Num contexto de transição energética, os sistemas AWE surgem como uma solução disruptiva, utilizando dispositivos aerodinâmicos (*kites*) para capturar ventos de elevada altitude, onde o recurso eólico é mais intenso e persistente. Através de simulações horárias que correlacionam o recurso eólico real com perfis de carga, avaliou-se o desempenho do sistema a diferentes altitudes operacionais e em cenários de operação multiunitária.

Os resultados demonstram que a configuração otimizada (caso de estudo II), operando a uma altitude de 900 m, permite atingir uma penetração renovável de 83,55 %, superando antecipadamente as metas estabelecidas no Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC2050) para o ano de 2040. A análise financeira, baseada em métricas como LCoE e VAL, confirma a viabilidade económica do projeto perante o custo real de produção térmica na ilha, evidenciando uma redução drástica na dependência de combustíveis fósseis e um contributo decisivo para a autonomia energética e sustentabilidade da região.

Palavras-chave: Energias renováveis, AWES, Energia eólica, *kite*, ilha do Corvo, Armazenamento eletroquímico, Análise económica, Transição energética, RNC2050.

Abstract

This dissertation investigates the integration of Airborne Wind Energy systems into the isolated electrical grid of Corvo island, Azores. The study focuses on a comprehensive technical and economic analysis, aiming to demonstrate that the implementation of AWES technology enables superior performance and high profitability compared to the current diesel generation paradigm.

Within the context of the energy transition, AWE systems emerge as a disruptive solution, utilizing aerodynamic devices (*kites*) to capture high-altitude winds, which are stronger and more consistent. Through hourly simulations correlating real wind resources with load profiles, the system's performance is evaluated at various operational altitudes and under multi-unit operation scenarios.

The results demonstrate that the optimized configuration (Case Study II), operating at an altitude of 900 m, achieves a renewable energy penetration of 83,55 %, surpassing the targets established in the Roadmap for Carbon Neutrality (RNC2050) for the year 2040 ahead of schedule. The financial analysis, based on metrics such as LCoE and NPV, confirms the economic viability of the project considering the actual thermal production costs on the island. This evidences a drastic reduction in fossil fuel dependency and a decisive contribution to the region's energy autonomy and sustainability.

Keywords: Renewable energy, AWES, Wind energy, *kite*, Corvo Island, Electrochemical storage, Economic analysis, Energy transition, RNC2050.

Agradecimentos

À minha família, o meu maior suporte desde sempre até sempre. Agradeço por serem o meu porto de abrigo, por acreditarem em mim em todos os momentos e por todos os sacrifícios que fizeram para que eu pudesse chegar aqui. Esta conquista é, acima de tudo, nossa. Obrigada por me ensinarem, desde cedo, a lutar por aquilo em que acredito e a nunca desistir. Com vocês aprendi que as vitórias mais difíceis são as que trazem maior gratificação. Sei que têm tanto orgulho em mim como eu tenho em vocês.

Ao meu namorado, pela tua dedicação incansável. Obrigada por seres um dos pilares fundamentais da minha vida, por me incentivares nos momentos de desânimo e por nunca me deixares duvidar das minhas capacidades. Obrigada por fazeres de cada dia um dia incrível e por me fazeres querer ser, todos os dias, uma pessoa melhor.

Aos meus amigos, por terem vivido esta jornada comigo. Obrigado pela paciência, pelo apoio constante e por tornarem os momentos de pressão mais leves. A vossa presença foi fundamental para manter o equilíbrio durante estes anos.

Às minhas orientadoras, o meu agradecimento pela orientação e por todo o trabalho e tempo que dedicaram ao meu percurso e ao desenvolvimento desta dissertação.

Esta dissertação simboliza muito mais do que um mérito académico; marca o fim de uma era de profundo crescimento técnico e, acima de tudo, pessoal. É o início de uma nova época que, tenho a certeza, será recompensadora, fruto de todo o esforço e dedicação investidos ao longo destes anos.

Inês Meireles

“Long story short, I survived”

Taylor Swift

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Contexto e motivação	1
1.2	Objetivos	6
1.3	Estrutura da dissertação	6
2	Contexto energético e a trajetória de transição na ilha do Corvo	8
2.1	Energia eólica	9
2.2	Tecnologia AWES	10
2.2.1	Localização da geração de energia	12
2.2.2	Tipologia da estrutura do <i>kite</i>	15
2.2.3	Métodos de descolagem e aterragem do <i>kite</i>	16
2.2.4	Descrição de modelos existentes	16
2.3	Conservação, planeamento e dinâmica territorial da ilha do Corvo	18
2.3.1	Enquadramento	18
2.3.2	Gestão e ocupação do território	19
2.3.3	Topografia e estrutura do território	22
2.4	Rede elétrica e abastecimento energético da ilha do Corvo	25
2.5	Conclusão	32
3	Estudo técnico da ilha do Corvo	34
3.1	Escolha do modelo de AWES	35
3.1.1	Dinâmica operacional do modelo Falcon	35
3.1.2	Curva de potência e limites de operação	36
3.2	Avaliação do potencial eólico	38
3.2.1	Análise dinâmica e variabilidade horária	39
3.3	Avaliação do consumo elétrico	42
3.4	Metodologia de cálculo da energia do potencial energético AWES	45
3.5	Análise de desempenho e integração do sistema AWE na rede elétrica	47
3.5.1	Dimensionamento e integração do armazenamento de energia	54
3.6	Conclusão	56

4	Arquitetura do sistema e metodologia de cálculo dos componentes	59
4.1	Custos associados a uma estrutura AWES	60
4.1.1	<i>Kite</i>	61
4.1.2	<i>Sistema de tração e retenção</i>	62
4.1.3	Estação terrestre	65
4.1.4	<i>Balance of system</i>	70
4.1.5	<i>Balance of plant</i>	72
4.2	Custos associados a um sistema de armazenamento	78
4.3	Substituição dos componentes	79
4.4	Operação e manutenção	80
4.4.1	Encargos operacionais do sistema AWE	80
4.4.2	Encargos operacionais do sistema de armazenamento	80
4.5	Investimento de capital inicial	81
4.6	Conclusão	82
5	Viabilidade económica do sistema AWE	83
5.1	Formulação das métricas do projeto	84
5.2	Custos de operação do sistema térmico de apoio	87
5.2.1	Custos variáveis	87
5.2.2	Custos de arranque	89
5.2.3	Custos de operação e manutenção	90
5.2.4	Projeção de custos totais	91
5.2.5	Análise económica atual da ilha do Corvo	92
5.3	Caso de estudo I: Implementação unitária (1 <i>kite</i>)	93
5.4	Caso de estudo II: Implementação multiunitária (2 <i>kites</i>)	99
5.5	Caso de estudo III: Implementação multiunitária com armazenamento	102
5.6	Síntese comparativa e análise de sensibilidade	105
5.7	Comparação entre os casos de estudo e o cenário de referência	105
5.7.1	Comparação do caso de estudo II com a tecnologia convencional	107
5.7.2	Incentivos ao investimento e maturidade tecnológica	108
6	Conclusão e trabalhos futuros	110
6.1	Trabalhos futuros	112
A	Modelo computacional da energia consumida pela ilha do Corvo	114
A.1	Enquadramento e objetivo	114
A.2	Descrição detalhada do modelo de geração sintética de cargas	114
A.3	Implementação computacional	116
B	Modelo computacional de produção energética	122
B.1	Enquadramento e objetivo	122
B.2	Descrição detalhada do modelo do balanço energético	122
B.3	Implementação computacional	126

C Orçamento da montagem e comissionamento das celas MT

141

References

143

Lista de Figuras

1.1	Adaptação global às energias renováveis para os anos 2010–2022 [31].	2
1.2	17 Objetivos de desenvolvimento sustentável [66].	3
1.3	A energia elétrica na perspetiva circular [30].	5
2.1	Número de instituições ligadas à AWES entre 2000 e 2018 [28].	11
2.2	Panorama das instituições [33].	11
2.3	Classificação de sistemas AWE, com lista de instituições e protótipos desenvolvidos.	12
2.4	Exemplos de sistemas AWES com geração no solo (a) e geração a bordo (b) [69].	13
2.5	Esquema da produção de energia do <i>kite</i> com ciclo bifase. (a): fase de geração. (b): fase de recolha [69].	14
2.6	Arquipélago dos Açores [13].	18
2.7	Critérios de exclusão e requisitos espaciais para a implementação de sistemas AWE na ilha do Corvo [11].	20
2.8	Ocupação territorial da ilha do Corvo. [16]	21
2.9	Áreas protegidas do PNI Corvo [16].	22
2.10	Mapa rodoviário da ilha do Corvo [50].	23
2.11	Mapa hipsométrico da ilha do Corvo [65].	24
2.12	Carta de declives da ilha do Corvo [8].	24
2.13	Divisão da ilha do Corvo [16].	25
2.14	Produção anual de energia por ilha, Arquipélago dos Açores em 2024 [18]. . .	26
2.15	Consumo de energia elétrica na ilha do Corvo em 2024 [18].	27
2.16	Mapa com a localização geográfica da rede MT da ilha do Corvo [18].	27
2.17	Esquema unifilar simplificado da central termoelétrica do corvo [18].	28
2.18	Potência instalada na central termoelétrica do corvo em 2024 [18].	28
2.19	Potência instalada na central fotovoltaica do pão de açúcar em 2024 [18]. . . .	29
2.20	Energia elétrica emitida na ilha do Corvo em 2024 [18].	29
2.21	Sumário dos resultados obtidos no artigo de Parissis et al. [46].	31
3.1	Ciclo de duas fases do <i>kite</i> Falcon, da KitePower [64].	35
3.2	Curva de potência do modelo Falcon da Kitepower [54].	37
3.3	Área operacional do modelo Falcon [64].	38
3.4	Velocidade do vento a 10 metros na ilha do Corvo no ano 2024.	40

3.5	Velocidade do vento a 900 metros na ilha do Corvo no ano 2024.	41
3.6	Comparação das velocidades médias do vento para altitudes de 10m e de 900m no ano 2024 na ilha do Corvo.	41
3.7	Média anual por hora do consumo da ilha do Corvo em 2024.	44
3.8	Consumo de energia da ilha do Corvo em 2024 (kWh).	45
3.9	Energia anual produzida por 1 <i>kite</i> em diferentes altitudes.	47
3.10	Produção mensal de energia do sistema Falcon e do grupo de geradores para diferentes altitudes com 1 <i>kite</i>	50
3.11	Produção mensal de energia do sistema Falcon e do grupo de geradores para diferentes altitudes com 2 <i>kites</i>	53
3.12	Impacto da produção do grupo de geradores a diesel consoante a capacidade do BESS (configuração de 2 <i>kites</i>).	56
4.1	Decomposição dos componentes de custo do sistema AWES, incluindo o sistema de armazenamento como categoria principal.	59
4.2	Representação estrutural do sistema Falcon, da Kitepower [64].	60
C.1	Orçamento da montagem e comissionamento das celas MT.	142

Lista de Tabelas

3.1	Caracterização estatística e histórico das velocidades médias do vento (m/s) na ilha do Corvo (2009–2024) a 10 metros de altitude.	39
3.2	Energia anual produzida por uma unidade AWES e pelo grupo de geração a diesel e horas de funcionamento do diesel em função da altitude operacional. .	48
3.3	Energia anual produzida pelas duas unidades AWES e pelo grupo de geração a diesel e horas de funcionamento do diesel em função da altitude operacional. .	51
3.4	Energia anual produzida pelas três unidades AWES e pelo grupo de geração a diesel e horas de funcionamento do diesel em função da altitude operacional. .	54
3.5	Relação entre capacidade nominal e capacidade real (eficiência de 90 %). . . .	55
3.6	Desempenho do sistema híbrido para diferentes altitudes e capacidades de bateria (B_{cap} em MWh reais).	56
3.7	Resumo do desempenho operacional a 900 m com 2 <i>kites</i>	57
3.8	Impacto da capacidade de bateria no desempenho do sistema híbrido a 900 m com 2 unidades AWES.	57
4.1	Análise comparativa de diâmetros nominais para o cabo Dyneema.	63
4.2	Parâmetros a_1 e a_2 em função da razão d_{drum}/d_t [38].	64
4.3	Parâmetros de dimensionamento (Dyneema DM20).	64
4.4	Dados técnicos e de custo para materiais do guincho.	66
4.5	Análise de adequação da série AW053 ao sistema <i>Falcon</i>	67
4.6	Especificações técnicas do guincho selecionado: modelo 1AW053-006.	67
4.7	Estimativa de custos da estação terrestre para o sistema de 100 kW.	70
4.8	Estimativa de custos do BoS para o sistema de 100 kW.	71
4.9	Resumo da estimativa de custos do BoP para o sistema de 100 kW.	78
4.10	Estimativa de custos unitários de investimento e operação por cada kWh de capacidade.	79
4.11	Parâmetros de custos fixos de operação e manutenção para o sistema AWES (Base 100 kW).	80
4.12	Estimativa de custos operacionais unitários (O&M) para o sistema BESS. . . .	80
4.13	Investimento de capital inicial para um sistema AWE.	81
5.1	Parâmetros de custo e desempenho térmico para a ilha do Corvo (2024).	88
5.2	Detalhe dos custos de arranque individuais por unidade geradora (Base 2024). .	90

5.3	Energia anual produzida pelo sistema <i>kite</i> e pelo grupo de geradores (Altitude: 900 m).	93
5.4	Investimento de capital inicial para o sistema AWE (1 Unidade).	94
5.5	Resumo dos custos de OpEx nominais e atualizados (PV) para o caso de estudo I.	95
5.6	Projeção de fluxos de caixa do OpEx para o caso de estudo I.	96
5.7	Cronograma e fluxos de caixa nominais para substituição de componentes.	97
5.8	Energia anual produzida pelo sistema <i>kite</i> e pelo grupo de geradores (Altitude: 900 m; 2 unidades).	99
5.9	Investimento de capital inicial para o sistema AWES com dois <i>kites</i>	100
5.10	Resumo dos custos de OpEx nominais e atualizados para o caso de estudo II.	101
5.11	Energia produzida pelo grupo diesel e bateria para a altitude de 900 m em função da capacidade da bateria.	103
5.12	Investimento de capital inicial para diferentes capacidades BESS.	103
5.13	Decomposição dos encargos de OpEx base (Ano 0) - caso de estudo III.	104
5.14	Cálculo do LCoE para os diferentes cenários de armazenamento (caso de estudo III).	104
5.15	Análise do VAL por capacidade de armazenamento para o caso de estudo III (Base: 15 104,61 MWh).	105
5.16	Síntese comparativa dos indicadores económicos.	106
5.17	Níveis de maturidade tecnológica.	109

List of Acronyms

ACV	Avaliação do Ciclo de Vida
AEP	Energia Anual Produzida (<i>Annual Energy Production</i>)
AICV	Avaliação do Impacto do Ciclo de Vida
AR(1)	Processo Autorregressivo de Primeira Ordem
AWE	Energia Eólica Aérea (<i>Airborne Wind Energy</i>)
AWES	Sistemas Aéreos de Energia Eólica (<i>Airborne Wind Energy Systems</i>)
BESS	Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias (<i>Battery Energy Storage System</i>)
BoP	Balanço da Central (<i>Balance of Plant</i>)
BoS	Balanço do Sistema (<i>Balance of System</i>)
BT	Baixa Tensão
CapEx	Despesas de Capital / Investimento de Capital (<i>Capital Expenditure</i>)
CTCV	Central Termoelétrica do Corvo
DOD	Profundidade de Descarga (<i>Depth of Discharge</i>)
EAE2030	Estratégia Açoriana para a Energia 2030
EDA	Eletricidade dos Açores
EMS	Sistema de Gestão de Energia (<i>Energy Management System</i>)
EPBT	Tempo de Retorno Energético (<i>Energy Payback Time</i>)
EPC	Engenharia, Aquisição e Construção (<i>Engineering, Procurement, and Construction</i>)
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUA	Estados Unidos da América
FG-AWES	Sistemas AWES com Geração a Bordo (<i>Fly-Gen</i>)
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GG-AWES	Sistemas AWES com Geração no Solo (<i>Ground-Gen</i>)
HMPE	Polietileno de Elevado Módulo (<i>High Modulus Polyethylene</i>)
I&D	Investigação e Desenvolvimento
ICC	Investimento de Capital Inicial
IRC	Imposto sobre o Rendimento de Pessoas Coletivas
KCU	Unidade de Controlo do Kite (<i>Kite Control Unit</i>)
LCC	Custo do Ciclo de Vida (<i>Life Cycle Cost</i>)
LCoE	Custo Nivelado de Energia (<i>Levelized Cost of Energy</i>)

LHV	Poder Calorífico Inferior (<i>Lower Heating Value</i>)
MBL	Carga de Rotura Mínima (<i>Minimum Breaking Load</i>)
MT	Média Tensão
MWL	Carga de Trabalho Máxima (<i>Maximum Working Load</i>)
NPV	Valor Atual Líquido (<i>Net Present Value</i>)
ONU	Organização das Nações Unidas
OpEx	Despesas Operacionais / Custos de Operação e Manutenção (<i>Operational Expenditure</i>)
PCS	Sistema de Conversão de Potência (<i>Power Conversion System</i>)
PNEC	Plano Nacional Energia e Clima
PRIME	Programa de Incentivos à Modernização da Economia
PRR	Plano de Recuperação e Resiliência
RAA	Região Autónoma dos Açores
RNC2050	Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050
SCADA	Sistema de Supervisão, Controlo e Aquisição de Dados
SEI	Interface de Eletrólito Sólido (<i>Solid Electrolyte Interface</i>)
SIFIDE	Sistema de Incentivos Fiscais à I&D Empresarial
SoC	Estado de Carga (<i>State of Charge</i>)
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
TRL	Nível de Maturidade Tecnológica (<i>Technology Readiness Level</i>)
UNFCCC	Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas
VAL	Valor Atual Líquido
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	Custo Médio Ponderado de Capital (<i>Weighted Average Cost of Capital</i>)
XLPE	Polietileno Reticulado (<i>Cross-linked Polyethylene</i>)

Capítulo 1

Introdução

O presente capítulo introdutório delimita as áreas científicas em que o estudo se insere, estabelecendo o enquadramento necessário para a compreensão do estudo. Primeiramente, na Secção 1.1 abordam-se o contexto e a motivação subjacentes à problemática, destacando a premência da transição energética em sistemas isolados. Seguidamente na Secção 1.2, discutem-se as implicações logísticas e técnicas associadas ao abastecimento da ilha, bem como os desafios e oportunidades inerentes à implementação da tecnologia AWES. A Secção 1.3 encerra com uma descrição detalhada da estrutura organizacional da dissertação, servindo de guia para o desenvolvimento dos capítulos subsequentes.

1.1 Contexto e motivação

De acordo com o estudo realizado por Hassan et al. [31], a questão da transição energética tem sido um assunto cada vez mais pertinente ao longo dos anos. O artigo destaca-se ao investigar a adaptação às energias renováveis e proporciona uma base importante para a compreensão do uso destas energias e as suas vantagens.

O crescimento demográfico e o célere desenvolvimento tecnológico resultaram num aumento exponencial do consumo de combustíveis fósseis. Todavia, a limitação destes recursos, aliada às severas consequências ambientais, nomeadamente o aquecimento global e as alterações climáticas, tornou este modelo energético insustentável. Perante o iminente esgotamento das reservas fósseis e a urgência de mitigar os impactos climáticos, o paradigma energético mundial deverá convergir para uma transição drástica e necessária. Nesse sentido, as fontes de energia renovável emergem como a solução mais eficiente, economicamente competitiva e tecnicamente

viável. Caracterizadas pela sua natureza inesgotável e ampla disponibilidade, estas fontes oferecem vantagens estratégicas que, através de um aproveitamento otimizado, garantem benefícios estruturantes para a sustentabilidade da sociedade contemporânea.

A Figura 1.1 ilustra a evolução da adaptação global às energias renováveis, evidenciando a sua importância na reestruturação do modelo convencional de produção de energia elétrica, que até ao início da década de 2010 funcionava sem uma integração relevante de fontes renováveis. Desde então, verificou-se um crescimento acentuado: a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis atingiu os 3365 TWh em 2022, o que representa um incremento substancial face aos 1240 TWh registados em 2010.

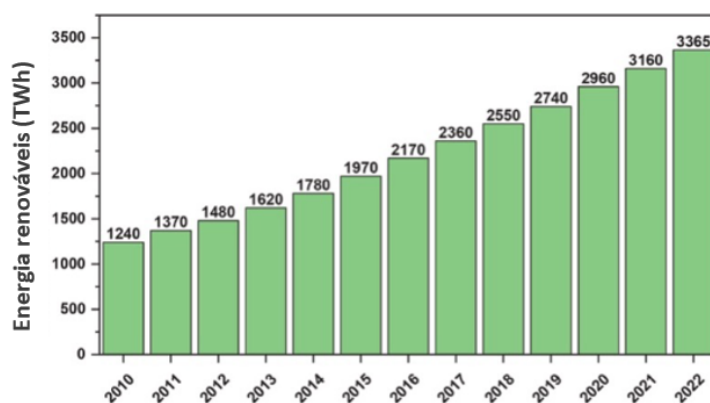


Figura 1.1: Adaptação global às energias renováveis para os anos 2010–2022 [31].

A Estratégia Açoriana para a Energia 2030 encontra-se alinhada com os pressupostos do Desenvolvimento Sustentável [66], os quais foram aprovados pela Organização das Nações Unidas através da resolução "Transformar o nosso mundo: Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável". Este compromisso global, que entrou em vigor a 1 de janeiro de 2016 sucedendo aos Objetivos de Desenvolvimento do Milénio (2000–2015), estabelece 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável e 169 metas. Conforme ilustrado na Figura 1.2, estas metas abrangem de forma integrada as dimensões social, económica e ambiental, servindo de base para as políticas energéticas.



Figura 1.2: 17 Objetivos de desenvolvimento sustentável [66].

A energia desempenha um papel transversal na maioria destes objetivos, sobressaindo o Objetivo 7, "Garantir o acesso a fontes de energia fiáveis, sustentáveis e modernas para todos", que estabelece como metas até 2030:

- o acesso universal e a preços acessíveis a serviços de energia modernos e de confiança;
- o aumento substancial da participação das energias renováveis na matriz energética global;
- a duplicação da taxa de melhoria da eficiência energética;
- o reforço da cooperação internacional para promover o acesso à investigação e às tecnologias de energia limpa, bem como o investimento em infraestruturas e tecnologias sustentáveis;
- a expansão e modernização das infraestruturas energéticas nos países em desenvolvimento, especialmente nos menos desenvolvidos, pequenos estados insulares e países sem litoral.

Com o intuito de contribuir para o cumprimento destas metas, a Região Autónoma dos Açores deve envidar esforços significativos na promoção da eficiência energética e na integração de fontes renováveis na sua matriz elétrica. Neste contexto, o RNC2050 [2] constitui, com as devidas adaptações à realidade regional, o referencial estratégico fundamental da EAE2030 [30].

O RNC2050 traduz o compromisso de alcançar a neutralidade carbónica em Portugal até 2050, isto é, assegurar um balanço neutro entre as emissões de gases com efeito de estufa e a absorção de carbono através do uso do solo e das florestas. Concretamente, prevê-se um decréscimo das emissões de GEE entre 85% e 90% até 2050, face a 2005, sendo as emissões remanescentes compensadas via sumidouros de carbono. Para tal, encontra-se definida uma trajetória de redução de 45% a 55% até 2030 e de 65% a 75% até 2040, face aos valores registados em 2005 [2].

As metas da EAE2030 devem ser interpretadas no contexto dos compromissos nacionais e europeus, permitindo avaliar o alinhamento regional e a contribuição dos Açores. Os indicadores variam entre regiões, exigindo conversão para efeitos comparativos e considerando cenários de evolução futura em vez de valores históricos absolutos. A implementação desta estratégia foca-se em cenários de evolução futura, refletindo o esforço contínuo do governo regional na adoção de políticas energéticas resilientes [30].

Objetivos Estratégicos

Em conformidade com a Resolução do Conselho do Governo n.º 92/2018, a EAE2030 ancora-se na visão da União Europeia de uma "energia limpa, segura, competitiva e acessível", estruturando-se em três pilares fundamentais:

- **Reforço da segurança de abastecimento:** Crucial no contexto de insularidade, visa mitigar a dependência de importações fósseis e a escassa redundância logística, elevando a energia ao estatuto de recurso estratégico vital.
- **Redução dos custos energéticos:** Foca-se na acessibilidade e competitividade económica. Propõe-se um modelo de regulação misto que combata a pobreza energética e incentive o investimento privado, garantindo equidade no acesso.
- **Minimização de impactos ambientais:** Alinhado com o desígnio de "destino sustentável", este objetivo transcende a mera descarbonização, abrangendo a redução de ruído e poluição atmosférica para preservar os ecossistemas e o bem-estar social.

Princípios Orientadores

A operacionalização desta política assenta numa hierarquia de três princípios universais:

1. **Eficiência energética:** Otimização do consumo como ponto de partida.
2. **Eletrificação:** Substituição de vetores fósseis pela eletricidade, dada a sua superior eficiência de conversão, segurança e versatilidade de transporte.
3. **Descarbonização:** Redução sistemática de emissões de GEE através do incremento de fontes renováveis.

A integração destes princípios permite uma transição equilibrada, potenciando economias de escala e reduzindo perdas sistémicas através da convergência entre setores de consumo.

Metas para 2030

Para concretizar esta visão, foram definidas metas quantitativas interdependentes:

Meta 5 – 70% de eletricidade renovável: Esta meta preconiza a transição para fontes endógenas, reduzindo a exposição à volatilidade dos mercados externos. Dada a natureza intermitente das renováveis, a estabilidade da rede será assegurada através da complementaridade de recursos, de sistemas de gestão inteligente e da implementação de sistemas de armazenamento de energia.

Meta 7 – redução de 40% nas emissões de GEE no setor energético: Tendo 2010 como ano de referência, esta meta visa reduzir as emissões de 11 292 ktCO₂eq para aproximadamente 6769 ktCO₂eq até 2030. Este decréscimo será viabilizado pela sinergia entre a introdução de geração renovável e o aumento da eficiência energética.

A transição energética delineada exige uma nova arquitetura do sistema, assente nos princípios da economia circular, superando a estrutura rígida dos antigos silos energéticos em prol de um modelo saudável e resiliente, Figura 1.3.

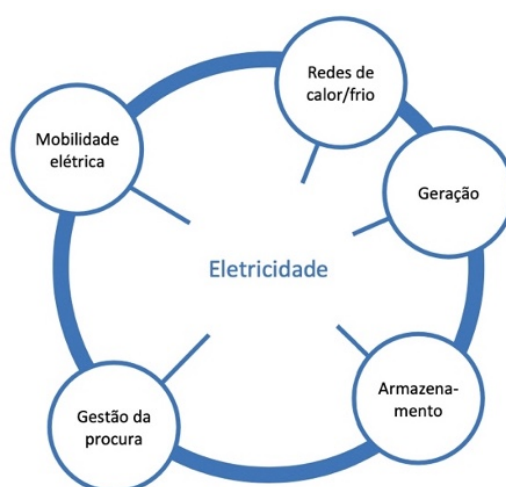


Figura 1.3: A energia elétrica na perspectiva circular [30].

1.2 Objetivos

Embora muitas ilhas europeias disponham de abundantes recursos de energia renovável, a sua matriz energética continua fortemente dependente de combustíveis fósseis. A descarbonização dos sistemas elétricos insulares, penalizados pelos elevados custos de transporte e emissões, exige a integração de fontes renováveis, apoiadas por sistemas de armazenamento de energia ou unidades de produção de reserva. A combinação entre energia eólica e armazenamento representa uma alternativa eficaz para reforçar a sustentabilidade energética, permitindo otimizar a utilização da energia produzida e assegurar maior estabilidade e eficiência nas redes elétricas.

No caso da Ilha do Corvo, nos Açores, a acentuada dependência de combustíveis fósseis constitui um desafio crítico. Esta vulnerabilidade é agravada não só por constrangimentos logísticos e pela instabilidade do abastecimento em condições meteorológicas adversas, mas também pela volatilidade dos preços do diesel[46].

Esta dissertação tem como objetivo avaliar a viabilidade económica e técnica da transição do atual sistema elétrico para uma solução assente na integração de sistemas aéreos de energia eólica (AWES). A análise contempla diferentes casos de estudo, num desses casos explora a complementaridade entre estes sistemas e soluções de armazenamento de energia. A natureza leve e modular destes sistemas torna-os particularmente adequados para contextos remotos, simplificando o transporte e a instalação. Pretende-se, assim, demonstrar o potencial dos AWES como uma alternativa eficiente e sustentável, em alinhamento com os princípios e metas definidos pela Estratégia Açoriana para a Energia 2030, como já citado na Secção 1.1.

1.3 Estrutura da dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em seis capítulos, estruturados de modo a permitir uma progressão lógica desde o enquadramento contextual até à validação técnica e económica do sistema proposto:

- **Capítulo 1 – Introdução:** Define o âmbito e a relevância do trabalho, apresentando a motivação, os objetivos principais e a metodologia adotada. Estabelece a importância da descarbonização em sistemas isolados e o papel disruptivo da tecnologia AWES neste paradigma.
- **Capítulo 2 – Contexto energético e trajetória de transição na ilha do Corvo:** Caracterização do sistema elétrico atual e análise da tecnologia AWES no contexto insular. Examina-se o historial de consumo do ano de referência, a elevada dependência de combustíveis fósseis e o potencial de integração de fontes renováveis na rede.

- **Capítulo 3 – Estudo técnico da ilha do Corvo:** Seleção e fundamentação do modelo AWES adotado. Através de uma simulação horária que correlaciona o recurso eólico real com perfis de carga sintéticos, avalia-se o desempenho do sistema a diferentes altitudes operacionais. São analisados cenários de operação individual e multiunitária, bem como o impacto da integração de armazenamento de energia na mitigação da dependência de combustíveis fósseis.
- **Capítulo 4 – Arquitetura do sistema e metodologia de cálculo dos componentes:** Apresenta a decomposição técnica e financeira do projeto, detalhando as especificações do modelo The Falcon e os custos associados à implementação do sistema.
- **Capítulo 5 – Viabilidade económica do sistema AWE:** Apresenta as formulações para o cálculo dos indicadores de desempenho e a respetiva avaliação financeira. Analisa a viabilidade de diversos cenários da tecnologia AWES face aos custos de geração térmica na ilha, examinando o impacto do aproveitamento de excedentes na rentabilidade do projeto. Inclui ainda uma análise comparativa entre esta tecnologia e as turbinas eólicas tradicionais, com base no estudo de [46].
- **Capítulo 6 – Conclusões e trabalhos futuros:** Sintetiza as principais ilações do estudo, confirmando que a solução proposta atinge uma penetração renovável de 83,55 %, superando as metas do RNC2050. Encerra com recomendações para futuras investigações e otimizações operacionais do sistema.

Capítulo 2

Contexto energético e a trajetória de transição na ilha do Corvo

O presente capítulo estabelece a base teórica e o enquadramento contextual necessários para a compreensão da viabilidade técnica da implementação de sistemas AWE na ilha do Corvo. A transição para matrizes energéticas sustentáveis em sistemas isolados exige uma análise que integre não apenas da tecnologia de conversão, mas também as especificidades geográficas e a realidade do sistema elétrico atuaç. A exposição estrutura-se em quatro eixos fundamentais que permitem uma compreensão progressiva da problemática em estudo:

- **Energia eólica:** Na Secção 2.1, exploram-se os fundamentos desta fonte renovável, destacando o seu papel crucial na mitigação das alterações climáticas e a importância de compreender a física do vento como base para o aproveitamento energético em altitude.
- **Sistemas aéreos de energia eólica:** Seguidamente, na Secção 2.2, analisam-se as diferentes abordagens tecnológicas, nomeadamente os sistemas de geração no solo e a bordo, evidenciando as vantagens competitivas face à eólica convencional.
- **Gestão e ocupação do território:** No terceiro eixo, correspondente à Secção 2.3, procede-se à caracterização física e topográfica da ilha do Corvo. Esta análise é determinante para a seleção estratégica de locais de instalação, correlacionando a orografia da ilha com as restrições de uso do solo.
- **Constituição do sistema de energia da ilha do Corvo:** Posteriormente, na Secção 2.4, examina-se a atual dependência de combustíveis fósseis e as limitações das infraestruturas existentes. Fundamentando assim, a necessidade de soluções alternativas que permitam progredir rumo a um paradigma de neutralidade carbónica.

2.1 Energia eólica

A energia eólica constitui uma das fontes renováveis mais relevantes para a produção de eletricidade em larga escala. Esta tipologia assenta na conversão da energia cinética das massas de ar em potência elétrica, assumindo-se como um pilar fundamental da matriz energética atual.

As turbinas eólicas são dispositivos concebidos para converter a energia cinética do vento em eletricidade. Entre os seus componentes essenciais destacam-se a torre, as pás e a nacele, estrutura que abriga o gerador elétrico, a caixa de velocidade e os sistemas de controlo. O funcionamento destes equipamentos baseia-se na incidência do vento sobre as pás, cujo perfil aerodinâmico faz girar o rotor. Este movimento mecânico é transmitido ao gerador, alojado no interior da nacele, que converte a energia mecânica em energia elétrica [29].

Estas soluções constituem a escolha convencional para o aproveitamento do recurso eólico, tanto em ambiente terrestre como marítimo, devido à sua maturidade tecnológica, fiabilidade e viabilidade económica. Não obstante, apresentam limitações intrínsecas que podem condicionar o seu desempenho. As turbinas convencionais operam a altitudes relativamente baixas, perdendo o acesso a ventos mais fortes e constantes que ocorrem em camadas superiores da atmosfera. Consequentemente, uma parcela significativa da energia cinética disponível permanece inacessível às tecnologias eólicas tradicionais [9].

Apesar das vantagens do uso da energia eólica de elevada altitude, a sua exploração através de tecnologia convencional revela-se complexa, uma vez que exigiria torres de maior envergadura e fundações mais robustas. Tais requisitos estruturais não representam apenas um desafio mecânico, mas implicam também um agravamento substancial dos custos. Adicionalmente, a eficácia das turbinas eólicas convencionais está circunscrita a intervalos específicos de velocidade e direção do vento, exigindo ainda uma área de implantação considerável [9]. Esta exigência de espaço pode limitar a seleção de locais adequados, particularmente em zonas urbanas ou de elevada densidade populacional. Tais restrições advêm não só da orografia do terreno, mas também do impacto visual e da potencial obstrução da paisagem e das vias de passagem naturais. Por último, a instalação e manutenção destes sistemas acarretam custos iniciais elevados, particularmente em localizações remotas ou de difícil acesso.

Com o intuito de superar as limitações das turbinas eólicas convencionais, surgiu uma tecnologia emergente designada por sistemas aéreos de energia eólica. Estes sistemas captam o recurso eólico através de dispositivos aéreos que operam a altitudes elevadas, encontrando-se acoplados a uma estação terrestre mediante um cabo de tração.

Os sistemas AWE apresentam diversas vantagens, destacando-se o potencial para gerar uma densidade energética superior com um menor número de unidades. Adicionalmente, a produção de energia é mais constante, fruto da capacidade de operação a altitudes elevadas, onde o recurso

eólico é mais estável e persistente. Adicionalmente, oferecem uma flexibilidade de implementação acrescida, dado que prescindem da vasta área e das infraestruturas pesadas exigidas pelas turbinas eólicas convencionais [48].

Face às turbinas eólicas convencionais, esta tecnologia permite uma redução drástica de custos devido à inexistência de torre e fundação, o que se traduz numa poupança de material de aproximadamente 90%. Adicionalmente, a logística torna-se consideravelmente mais económica dado o volume reduzido do equipamento; a sua natureza móvel permite, inclusive, a deslocação entre locais de operação, contrastando com os elevados custos de montagem e desmontagem das infraestruturas tradicionais [35].

Em suma, os sistemas AWE representam uma abordagem inovadora e promissora no aproveitamento do recurso eólico, com potencial para superar as limitações intrínsecas às turbinas convencionais. Contudo, importa salientar que esta tecnologia ainda se encontra numa fase inicial de desenvolvimento, carecendo de uma implementação em larga escala que comprove a sua viabilidade operacional e comercial.

2.2 Tecnologia AWES

Pouco antes do final do século XX, a universidade de tecnologia *Delft* e o ex-astronauta *Wubbo Ockels* apresentaram um conceito de energia eólica de elevada altitude, esta invenção específica, denominada "*laddermill*", é descrita como uma solução para explorar a energia eólica. Este sistema, impulsionado por *kites*, utilizaria a força mecânica gerada pela tração na estrutura para converter essa energia em eletricidade no solo. Embora fosse apenas uma ideia conceptual, o esforço persistente de *Ockels* levou à criação de um grupo de investigação em 2004, que deu origem a duas empresas pioneiras: *Ampyx Power* (2007) e *Kitepower* (2016) [43].

O crescente número de instituições envolvidas na AWES em todo o mundo é ilustrado na figura seguinte.

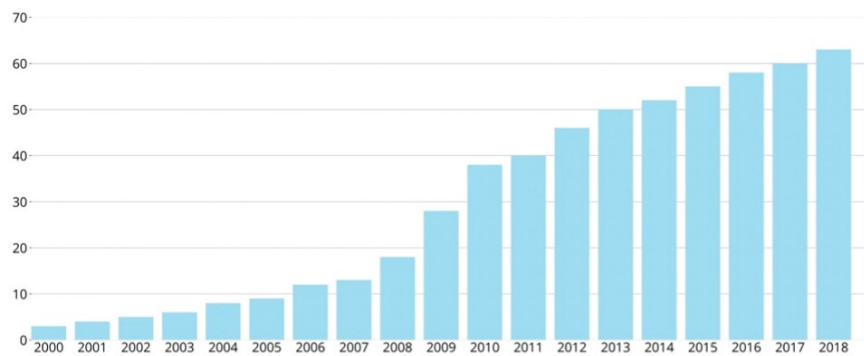


Figura 2.1: Número de instituições ligadas à AWES entre 2000 e 2018 [28].

Em 2010, foi criada a conferência internacional anual *Airborne Wind Energy Conference*, que já foi realizada em vários países da Europa e nos EUA. Complementarmente, em 2019, foi criada a associação europeia *Airborne Wind Europe*. Estas iniciativas têm como propósito central congregar a comunidade científica e industrial ligada aos projetos de AWES, fomentando a partilha de conhecimento e a colaboração. Este esforço conjunto visa acelerar o desenvolvimento de uma tecnologia energética mais sustentável e de reduzido impacto ambiental. De 2008 a 2010, a comunidade experienciou um crescimento substancial e, em 2018, o panorama de investigação e desenvolvimento compreendia mais de 60 instituições, como ilustrado na Figura 2.2 [33].

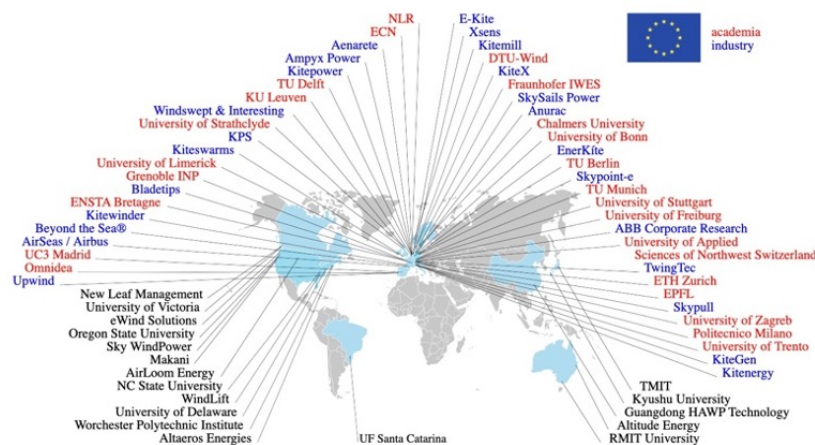


Figura 2.2: Panorama das instituições [33].

Na presente dissertação, o acrónimo AWES designa o conjunto de sistemas eletromecânicos concebidos para converter a energia cinética do vento em energia elétrica. Globalmente, estes sistemas estruturam-se em dois componentes fundamentais: uma infraestrutura terrestre e, pelo menos, um dispositivo aerodinâmico (*kite*). A interligação entre ambos é assegurada mecanicamente por cabos de tração que, em determinadas configurações, podem também integrar condutores para transmissão de energia.

A atratividade da tecnologia AWES reside na sua capacidade teórica de atingir potências na escala do megawatt através de uma única unidade de produção. Esta escalabilidade, pouco frequente em tecnologias renováveis emergentes, constitui o fator determinante para o seu potencial de desenvolvimento comercial e maturação tecnológica [15].

Não obstante a partilha do princípio fundamental de captar o recurso eólico em altitude, os sistemas AWES caracterizam-se por uma elevada heterogeneidade tecnológica. A sua classificação pode ser sintetizada através de quatro eixos operacionais: o local de conversão de energia, a tipologia estrutural do *kite*, o regime de voo e os procedimentos de descolagem e aterragem [10]. Conforme ilustrado na Figura 2.3, os sistemas AWES subdividem-se, primariamente, de acordo com o local de geração de eletricidade, que pode ocorrer no solo ou a bordo.

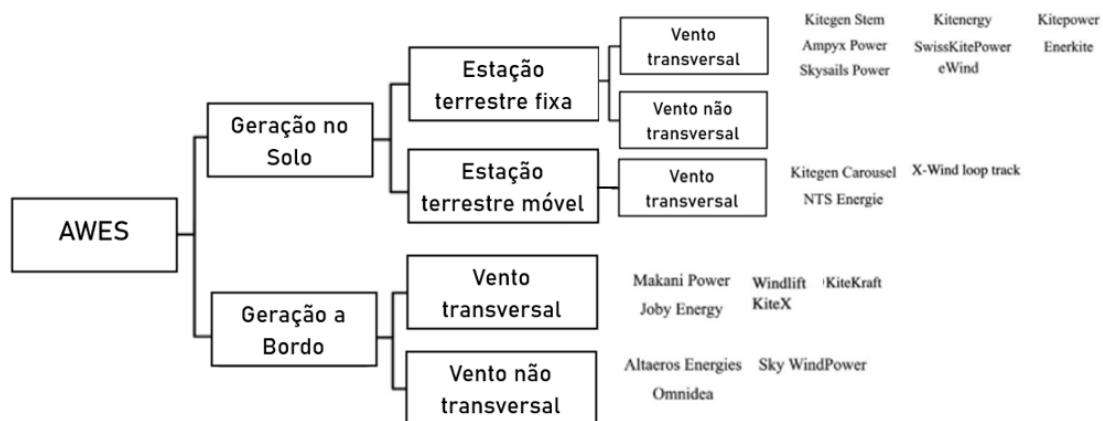


Figura 2.3: Classificação de sistemas AWE, com lista de instituições e protótipos desenvolvidos.

2.2.1 Localização da geração de energia

Sistemas com geração no solo, nos quais a conversão da energia mecânica em energia elétrica ocorre no solo, e sistemas com geração a bordo, nos quais essa conversão é efetuada no *kite*, são ilustrados na Figura 2.4 [10].

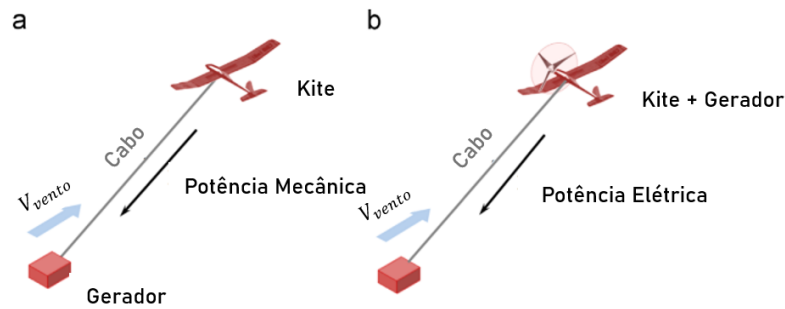


Figura 2.4: Exemplos de sistemas AWES com geração no solo (a) e geração a bordo (b) [69].

2.2.1.1 Geração no solo

Nos sistemas AWES de geração no solo, a energia elétrica é produzida numa estação terrestre através do trabalho mecânico resultante da força de tração. Esta força é transmitida do *kite* para a unidade de conversão no solo mediante um ou mais cabos de retenção, que acionam um gerador elétrico. Dentro desta categoria, distinguem-se os dispositivos de estação fixa, ancorados permanentemente ao terreno, e os sistemas de estação móvel, nos quais a unidade de conversão está integrada numa plataforma em movimento [15].

Os sistemas de estação fixa figuram entre as arquiteturas mais exaustivamente estudadas pela comunidade académica e industrial. A conversão energética nestes dispositivos baseia-se num ciclo bifásico (Figura 2.5), constituído por uma fase de geração e uma fase de recolha. Nestas configurações, os cabos são enrolados em guinchos acoplados aos eixos de motores-geradores. Durante a fase de geração, o *kite* é pilotado de forma a maximizar a sustentação e a consequente a força de tração, induzindo o desenrolamento dos cabos e a respetiva rotação dos geradores. Para este efeito, o modo de operação predominante é o voo transversal, através de trajetórias circulares ou em "figura de oito" (Figura 2.5b). Este regime de voo induz um vento aparente significativamente superior ao de uma posição angular estática (voo não transversal), potenciando a força de tração exercida sobre o cabo e, consequentemente, a potência extraída [69].

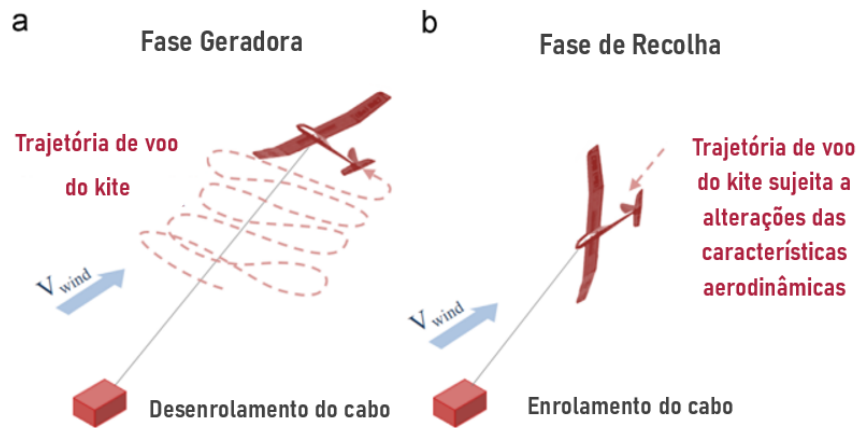


Figura 2.5: Esquema da produção de energia do *kite* com ciclo bifase. (a): fase de geração. (b): fase de recolha [69].

Na fase de recolha, Figura 2.5b, os motores-geradores invertem o seu funcionamento para recolher os cabos, reconduzindo o *kite* à sua posição original. Para garantir um balanço energético líquido positivo, a energia produzida durante o desenrolamento do cabo (fase de geração) deve exceder o consumo verificado na fase de recolha, na qual o cabo é enrolado. Tal objetivo é assegurado por um sistema de controlo que atua sobre as características aerodinâmicas do *kite* e sobre a sua trajetória [4], minimizando o esforço de tração nesta fase passiva do ciclo [69].

Por outro lado, os sistemas de estação móvel apresentam, genericamente, uma maior complexidade de projeto, visando fornecer um fluxo de potência contínuo para simplificar a integração na rede elétrica. Embora existam diversos conceitos, como as configurações em carrossel propostas pela *KiteGen* e pela *NTS*, onde múltiplas unidades tracionam cargas ao longo de uma pista circular fechada, até à data, a sua implementação prática permanece limitada [69].

2.2.1.2 Geração a bordo

Nos sistemas AWES de geração a bordo, a conversão de energia ocorre diretamente no *kite*, sendo a potência elétrica transmitida para o solo através de um cabo condutor especializado. Ao contrário das configurações com geração no solo, este método permite a produção contínua de eletricidade durante todo o ciclo de operação, com exceção dos períodos de descolagem e aterragem. Nesta configuração, o *kite* transporta turbinas eólicas integradas que convertem a energia cinética do vento aparente. De acordo com a teoria de Loyd, este princípio é designado

por modo de arrasto, uma vez que a extração de energia pelas turbinas induz um arrasto aerodinâmico deliberado no sistema, necessário para a conversão eletromecânica [15]. Em suma os AWES com geração a bordo apresentam:

Vantagens técnicas: A elevada velocidade de rotação das turbinas em regime de voo transversal viabiliza a utilização de geradores leves e de acionamento direto, resultando numa densidade de potência superior à das turbinas eólicas convencionais. Adicionalmente, as turbinas podem operar como motores para permitir a descolagem e aterragem vertical, recorrendo a algoritmos de controlo.

Desafios críticos: O cabo de retenção deve integrar condutores de alta tensão para mitigar as perdas óhmicas. Todavia, o isolamento elétrico necessário aumenta o diâmetro da secção transversal do cabo e, consequentemente, o seu arrasto aerodinâmico, fator que pode comprometer a eficiência aerodinâmica global do sistema.

Aplicações não-transversais: Embora apresentem uma menor relação potência-massa, existem conceitos focados em nichos específicos, como os giroscópios elétricos da *SkyWind-Power* ou os sistemas aerostáticos baseados em balões, exemplificados pelas soluções da *Altaeros Energies* e da *Magenn Power*.

2.2.2 Tipologia da estrutura do *kite*

A escolha entre *kites* flexíveis ou rígidos determina não só a performance, mas também o perfil de segurança do sistema.

2.2.2.1 *Kite* flexível

Inspirados nos modelos de *kitesurf* ou paraquedas, os *kites* flexíveis caracterizam-se por manterem a sua forma estrutural através da carga aerodinâmica ou da utilização de elementos insufláveis. Esta tipologia do *kite* é adotada por empresas de referência no setor, como a *Kitepower*, *SkySails*, *KiteGen* e *Enerkite*. Do ponto de vista técnico, estas soluções destacam-se pela sua extrema leveza e segurança, reduzindo significativamente o risco de danos materiais em caso de queda. No que respeita à manobrabilidade, o controlo pode ser executado através de uma unidade de controlo suspensa ligada a um cabo único, ou alternativamente, recorrendo a sistemas de múltiplos cabos que permitem gerir a orientação e trajetória diretamente a partir da estação de solo [10].

2.2.2.2 Kite rígido

Assemelhando-se a planadores de alta performance, os *kites* rígidos possuem estruturas fixas que mantêm a sua geometria independentemente das condições do vento ou da carga aerodinâmica. Este conceito foi explorado por empresas como a *Ampyx Power*, *Kitemill*, *Skypull* e *Makani*. A principal vantagem competitiva destas aeronaves reside na sua elevada razão de sustentação/resistência, que lhes permite atingir velocidades de voo significativamente superiores. Todavia, esta eficiência acarreta desafios adicionais, nomeadamente a necessidade de sistemas de controlo automático extremamente complexos e um risco material mais elevado em cenários de falha ou colisão, dada a massa e a rigidez da estrutura [10].

2.2.3 Métodos de descolagem e aterragem do kite

Os AWES podem ser categorizados com base nos seus métodos de descolagem e aterragem, sendo as modalidades de descolagem e aterragem vertical e horizontal as mais predominantes.

A descolagem e aterragem vertical permite que o *kite* opere de forma análoga a um helicóptero ou drone, utilizando rotores integrados para fornecer propulsão vertical durante as fases iniciais e finais do voo. Esta arquitetura é particularmente vantajosa para operações em áreas restritas ou plataformas offshore, eliminando a necessidade de pistas de descolagem. No âmbito da geração a bordo, como por exemplo nos protótipos da Makani Power e da Sky Windpower, as turbinas operam em modo motorizado para a descolagem vertical e transitam para o modo de geração uma vez atingida a altitude operacional. Por outro lado, sistemas de geração no solo, como os desenvolvidos pela TwingTec e Kitemill, utilizam pequenos rotores e baterias a bordo exclusivamente para manobras de descolagem e aterragem, realizando a produção energética através do ciclo bifases após a transição para o voo transversal ao vento [10].

Em contraste, a modalidade descolagem e aterragem horizontal segue os princípios da aviação convencional, exigindo que o *kite* desenvolva velocidade horizontal para gerar a sustentação aerodinâmica necessária para a subida. No sistema proposto pela Ampyx Power, por exemplo, o *kite* é acelerado no solo através da tração do guincho ou por propulsão auxiliar até que a força de sustentação supere o peso do *kite*. A aterragem nestes sistemas assemelha-se à de aeronaves clássicas, podendo envolver o uso de cabos de paragem para garantir a imobilização precisa do vetor em espaços confinados [10].

2.2.4 Descrição de modelos existentes

Atualmente, existem várias empresas dedicadas ao desenvolvimento da tecnologia AWES, Figura 2.3, reconhecendo o seu elevado potencial disruptivo no setor energético. No entanto, dado

tratar-se de uma tecnologia ainda emergente, o número de protótipos em funcionamento continua a ser reduzido. Esta realidade explica-se, em grande parte, pelos desafios técnicos, económicos e regulatórios associados à introdução de novas formas de geração de energia renovável.

Entre as empresas que se destacam como pioneiras nesta área encontram-se a TwingTec, Kitepower, SkySails Power, Kitemill e EnerKíte. Estas entidades têm liderado esforços de investigação e desenvolvimento com o objetivo de captar energia eólica em altitudes superiores às das turbinas convencionais, onde os ventos são mais fortes e constantes.

Com abordagens técnicas distintas e modelos de negócio variados, estas empresas desempenham um papel fundamental na consolidação da energia eólica aérea como uma alternativa viável às tecnologias tradicionais de geração de eletricidade. O sucesso das suas atividades será decisivo não só para a maturação tecnológica, mas também para a aceitação da energia eólica aérea no mercado e a sua futura integração nas políticas energéticas, tanto a nível nacional como internacional.

Atualmente, as únicas empresas com projetos comerciais disponíveis para venda são a Kitepower e a SkySails Power, ambas especializadas em sistemas baseados em geração no solo com kite flexível.

A empresa Kitepower dispõe de dois produtos principais: o Falcon e o Hank. Para o presente projeto, o Falcon apresenta-se como a solução mais adequada, tratando-se de um AWES com *kite* flexível e geração no solo, com uma potência nominal de 100 kW. Este sistema é especialmente indicado para o fornecimento de eletricidade a regiões remotas e não interligadas à rede, como é o caso de comunidades isoladas e ilhas. Por comparação, o modelo Hank oferece uma potência nominal de apenas 30 kW, sendo por isso menos indicado para este tipo de aplicação [63].

Como é comum em sistemas de *kite* flexível com geração no solo, o Falcon passa por ciclos de produção e consumo de energia; estes correspondem às fases de desenrolar e enrolar, respetivamente. O ciclo de operação completa-se em 100 segundos, resultando numa produção líquida de energia positiva. O sistema produz 130 kW durante os 80% do tempo referentes à fase de desenrolar, consumindo apenas 20 kW no restante período, durante a fase de enrolar. Para uma consulta detalhada das especificações técnicas, recorreu-se a [64].

A SkySails Power [58] é outra empresa que já disponibiliza projetos comerciais, oferecendo dois modelos distintos: o VENYO e o KYO. Para aplicações em micro-redes, o modelo mais adequado é o VENYO, devido à sua potência nominal de 200 kW por ciclo e à sua velocidade nominal de operação de 13 m/s. Cada ciclo operacional pode ter uma duração compreendida entre 100 e 360 segundos. Durante a fase de enrolamento, em que ocorre o consumo de energia, o tempo necessário corresponde a cerca de 20% a 50% da duração total do ciclo, dependendo dos parâmetros definidos para a operação. As especificações técnicas detalhadas do sistema encontram-se disponíveis em [59].

2.3 Conservação, planeamento e dinâmica territorial da ilha do Corvo

2.3.1 Enquadramento

O Arquipélago dos Açores localiza-se no oceano Atlântico Norte e ocupa uma faixa definida pelas seguintes coordenadas geográficas: 39° 43' 23" (Ponta Norte – Ilha do Corvo) e 36° 55' 43" (Ponta do Castelo – Ilha de Santa Maria) de latitude norte; 24° 46' 15" (Ilhéus das Formigas – Ilha de Santa Maria) e 31° 16' 24" (Ilhéu de Monchique – Ilha das Flores) de longitude oeste.

As ilhas encontram-se agrupadas atendendo à proximidade geográfica: Grupo Ocidental (Corvo e Flores); Grupo Central (Terceira, Graciosa, São Jorge, Pico e Faial); Grupo Oriental (São Miguel e Santa Maria). O Grupo Central distancia-se cerca de 150 km e de 240 km dos Grupos Oriental e Ocidental, respetivamente. A Ilha do Corvo foi a última ilha do arquipélago assinalada por Diogo de Teive, em 1452 e povoada a partir de 1548. Com apenas 6,5 km de comprimento e 3 km de largura máxima, é a ilha mais pequena dos Açores, com uma área de 17,1 km² [7].

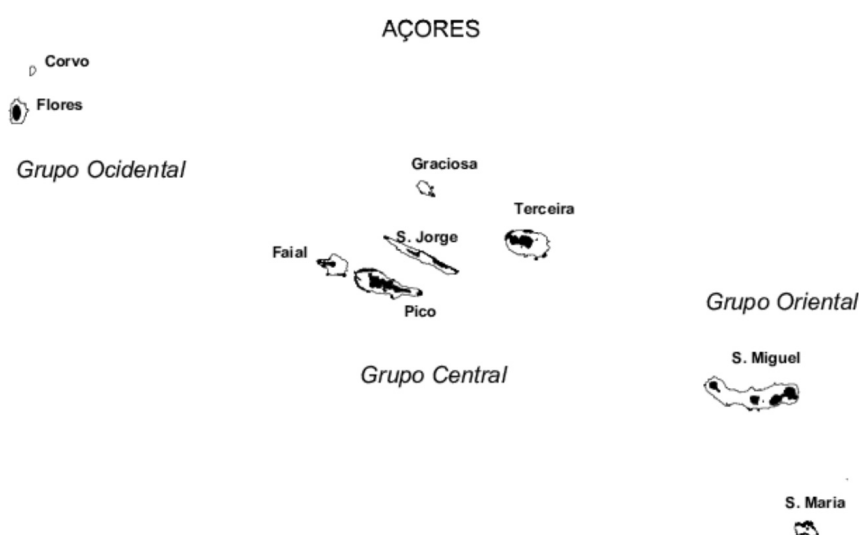


Figura 2.6: Arquipélago dos Açores [13].

2.3.2 Gestão e ocupação do território

Para a análise da localização destinada à instalação do parque de AWES, recorre-se à investigação de Coca et al. [11], que detalha a metodologia aplicada na identificação de sítios aptos para o desenvolvimento de parques de AWES na Irlanda. Este caso de estudo serve como referencial para a seleção do local mais apropriado no presente trabalho. A metodologia em questão integra consultas realizadas com diversos promotores tecnológicos do setor, nomeadamente: Enerkite, Kitekraft, Kitepower, Skysails, TwingTec, WindFisher e Ampyx Power.

O estudo define as seguintes exclusões específicas para a implementação do sistema, conforme ilustrado na Figura 2.7:

1. **Declives:** Exclusão de áreas com inclinações orográficas superiores a 30 graus.
2. **Áreas protegidas:** Interdição de instalação e de sobrevoo em zonas com estatuto de proteção ambiental.
3. **Massas de água:** Exclusão de corpos de água como locais de implantação, devendo a estação terrestre manter uma distância mínima de 100 m. O sobrevoo destas áreas é, contudo, permitido.
4. **Zonas florestais:** Interdição de implantação da estação terrestre em áreas florestais, respeitando um recuo de 200 m entre a infraestrutura e a cobertura arbórea. O sobrevoo é autorizado, tendo a análise de sensibilidade contemplado variantes de 100 e 300 m.
5. **Áreas urbanas:** Exclusão de zonas edificadas e centros populacionais, sendo estritamente proibido o sobrevoo destas áreas.
6. **Instalações militares:** Interdição de implantação e de sobrevoo em perímetros de uso militar.
7. **Estruturas elevadas:** Exclusão de áreas com presença de turbinas eólicas, linhas de alta tensão, subestações, faróis ou torres, garantindo-se uma zona de segurança de 100 m em torno das mesmas. O sobrevoo destas estruturas não é permitido.
8. **Vias rodoviárias:** Interdição de instalação e proibição de sobrevoo sobre estradas.
9. **Espaço aéreo restrito:** Exclusão de zonas de servidão aeronáutica, tais como aeroportos e aeródromos, onde o sobrevoo é proibido.

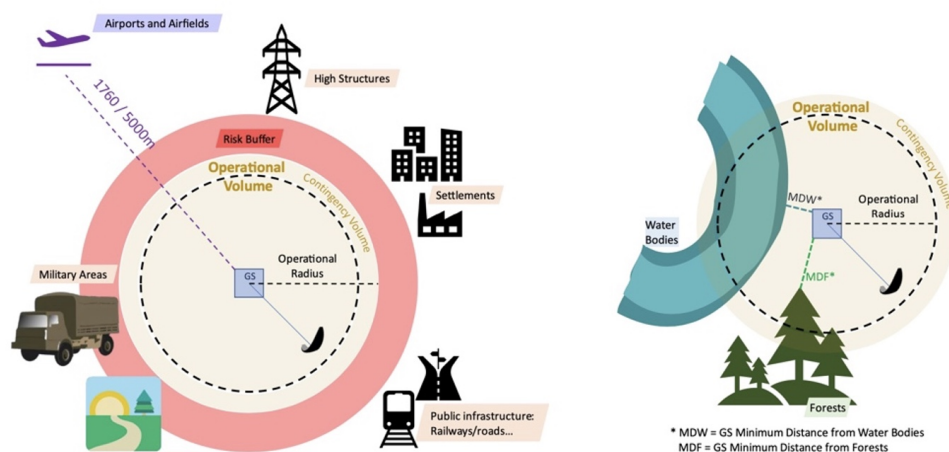


Figura 2.7: Critérios de exclusão e requisitos espaciais para a implementação de sistemas AWE na ilha do Corvo [11].

De acordo com o relatório técnico do Parque Natural da Ilha do Corvo [16], verifica-se que as florestas constituem aproximadamente metade da superfície total da ilha, representando 48,51% da sua ocupação. Estas áreas distribuem-se predominantemente pelas zonas norte e ocidental. Seguem-se os espaços agrícolas, que correspondem a 34,04% da ocupação, e as áreas descobertas ou com reduzida cobertura vegetal, que abrangem 7,18%. Em contraste, as classes de uso do solo com menor expressão correspondem às áreas de extração de massas minerais, de gestão de resíduos e em processo de construção (0,25%), bem como às zonas afetadas à indústria, comércio e transportes (0,59%) e ao tecido urbano (1,21%), todas integradas na categoria de territórios artificializados.

Verificou-se que a área correspondente ao território urbano representa aproximadamente 1,21% da superfície total da ilha, conforme ilustrado na Figura 2.8, a cinzento. De acordo com os resultados preliminares dos Censos de 2021, a população residente no Corvo é de 384 habitantes. Destacando-se assim por uma ocupação humana muito reduzida, constituindo um território de baixa densidade populacional, concentrada num único núcleo urbano a sul. Os campos de cultivo contornam o núcleo urbano que se estendem pelas encostas exteriores e interiores, do Caldeirão.

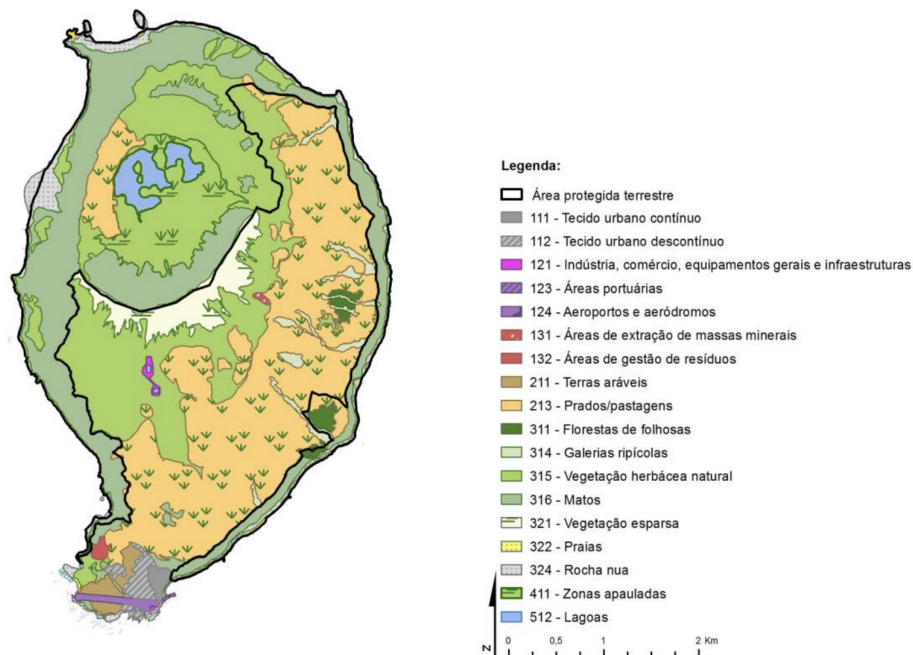


Figura 2.8: Ocupação territorial da ilha do Corvo. [16]

Em setembro de 2007, a ilha do Corvo foi integrada na Rede Mundial de Reservas da Biosfera da UNESCO, por decisão do Conselho Internacional de Coordenação do Programa "O Homem e a Biosfera". Este programa, criado em 1971, tem como objetivo promover, a nível global, uma relação equilibrada entre as comunidades humanas e o ambiente. As Reservas da Biosfera correspondem a territórios que apresentam um conjunto diversificado de ecossistemas relevantes e representativos de uma determinada região biogeográfica, assumindo como finalidade a conciliação entre a conservação dos valores naturais, a preservação dos valores culturais e o desenvolvimento socioeconómico sustentável das populações residentes [66].

Tem necessariamente que promover 3 funções:

- a conservação de espécies, ecossistemas e paisagens;
- um desenvolvimento social, cultural e ecologicamente sustentável;
- a investigação, monitorização, divulgação e sensibilização ambiental.

O Parque Natural da Ilha (PNI) do Corvo foi instituído em 2008, através do Decreto Legislativo Regional n.º 44/2008/A, de 5 de novembro [6]. Este parque integra as áreas classificadas

da Rede Natura 2000, designadamente a Zona Especial de Conservação Costa e Caldeirão e a Zona de Proteção Especial Costa e Caldeirão, bem como as restantes áreas protegidas definidas pelo referido diploma. O PNI do Corvo compreende duas áreas protegidas: uma de natureza terrestre, com uma superfície de 7,7 km², correspondente a 45,4% da área total da Ilha, e uma de natureza marinha, com uma extensão de 257,3 km². A Figura 2.9 ilustra a delimitação destas áreas protegidas, acompanhada do respetivo código atribuído pelo diploma de classificação [16].

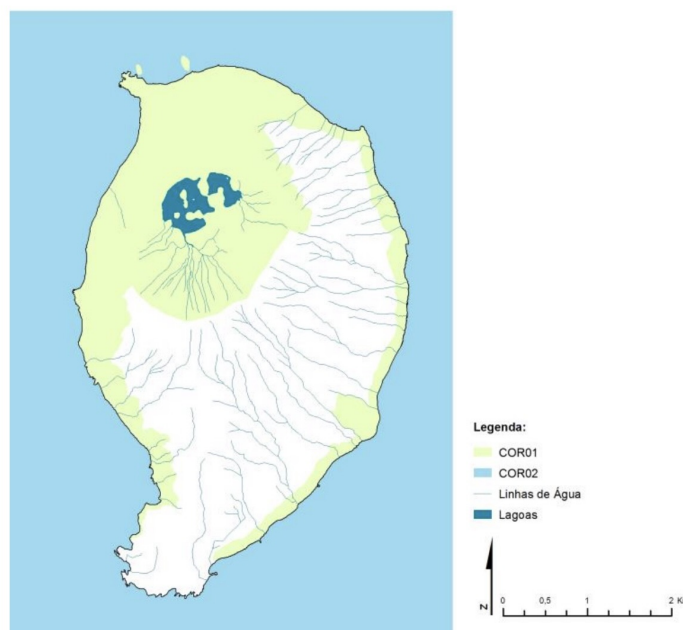


Figura 2.9: Áreas protegidas do PNI Corvo [16].

O Regime jurídico da conservação da natureza e da biodiversidade, estabelecido pelo Decreto Legislativo Regional n.º 15/2012/A, de 2 de abril de 2012, define a Rede Fundamental de Conservação da Natureza como o conjunto de territórios destinados à proteção e valorização das componentes mais representativas do património natural e da biodiversidade. Esta rede é constituída pelas áreas integradas nos Parques Naturais de Ilha, pela Rede Natura 2000, bem como pelas áreas classificadas como Reserva Ecológica e Reserva Agrícola [5].

2.3.3 Topografia e estrutura do território

A ilha do Corvo é formada por uma única montanha vulcânica extinta situada no Monte Gordo, designada Caldeirão, apresenta aproximadamente 3,4 km de perímetro e 300 metros de profundidade onde se aloja a Lagoa do Caldeirão. Nela se podem observar várias lagoas e pequenas

"ilhotas", duas compridas e cinco redondas [8]. O ponto mais alto da ilha é o Morro dos Homens no rebordo sul do Caldeirão, com cerca de 720 metros de altura acima do nível médio do mar. Destaca-se ainda a Ponta do Marco, no extremo noroeste, caracterizada por arribas abruptas que atingem cotas entre 500 e 610 m, e a Cova Vermelha, situada na vertente sul do vulcão central, que corresponde a uma cratera de um cone de escórias denominado Coroíña. A análise do mapa hipsométrico da Figura 2.11, evidência que as maiores altitudes se concentram em torno do Caldeirão, enquanto as cotas mais baixas se verificam na Vila do Corvo [53]. O mapa da Figura 2.10, permite analisar e identificar a rede rodoviária: estradas principais (linha vermelha), estradas secundárias (linha amarela) e caminhos secundários (linha branca).



Figura 2.10: Mapa rodoviário da ilha do Corvo [50].

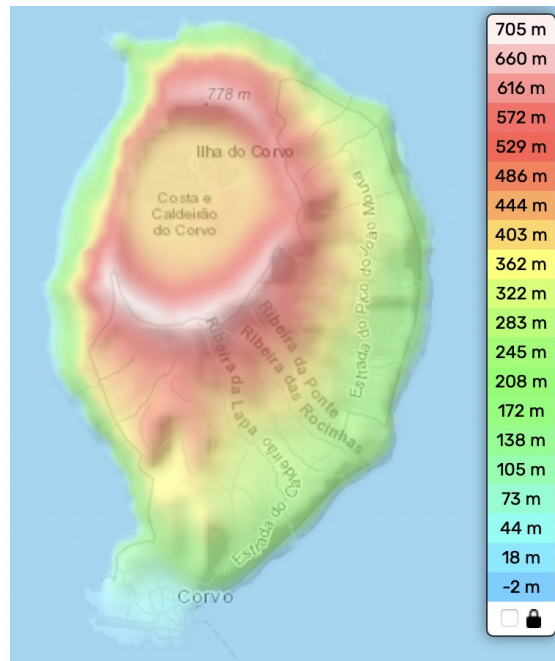


Figura 2.11: Mapa hipsométrico da ilha do Corvo [65].

De acordo com o relatório de caracterização geológica [8], é possível obter a carta de declives da ilha do Corvo. Como se observa na Figura 2.12, a maior parte do território da ilha apresenta um relevo bastante acentuado.

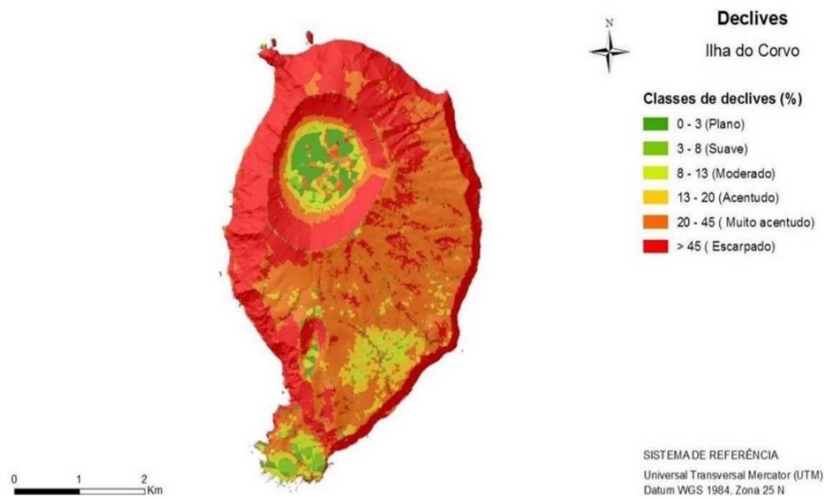


Figura 2.12: Carta de declives da ilha do Corvo [8].

Para a ilha do Corvo são consideradas quatro unidades de paisagem, Figura 2.13, a seguir identificadas com a respetiva denominação e código:

- Arribas (C1) – abrange uma área de, aproximadamente, 5 km² e não integra aglomerados urbanos;
- Caldeirão (C2) – abrange uma área de, aproximadamente, 3 km² do e não integra aglomerados urbanos;
- Encosta Oriental (C3) – abrange uma área de, aproximadamente, 8 km² e não integra aglomerados urbanos;
- Vila do Corvo (C4) – abrange uma área de, aproximadamente, 1 km² e integra o centro urbano da Vila do Corvo.

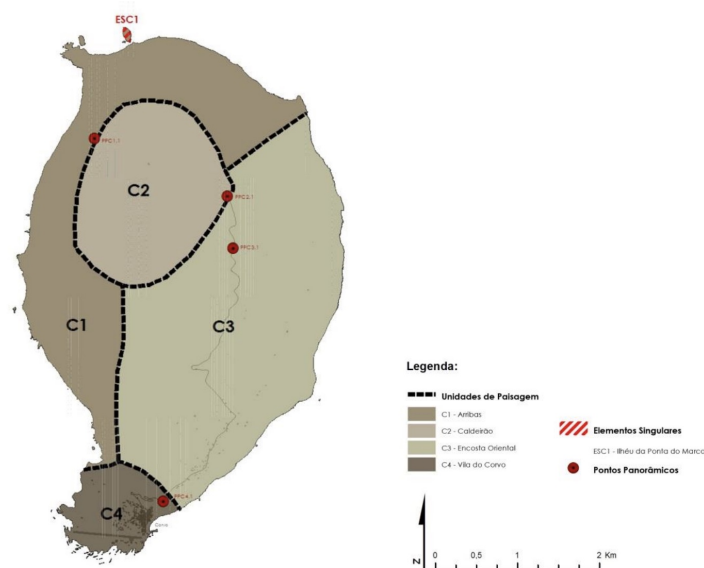


Figura 2.13: Divisão da ilha do Corvo [16].

2.4 Rede elétrica e abastecimento energético da ilha do Corvo

A Região Autónoma dos Açores é formada por nove ilhas distanciadas, incluindo a ilha do Corvo. Devido à sua dimensão e localização, essas ilhas possuem sistemas elétricos independentes, classificados como microssistemas isolados. A geração de energia elétrica em cada uma das nove ilhas varia conforme as tecnologias adotadas, que são influenciadas pelas características e potencialidades endógenas de cada local. No entanto, devido ao tamanho reduzido das ilhas

e ao seu isolamento, os sistemas permanecem fortemente dependentes da geração térmica, essencialmente para garantir a segurança, a estabilidade e a qualidade no fornecimento de energia. Cada sistema elétrico nas ilhas conta com uma central termoelétrica que assegura os serviços necessários para o funcionamento do sistema.

De acordo com os indicadores da EDA relativos a 2024, a matriz renovável dos Açores é dominada pelo recurso geotérmico. Apesar de a sua exploração se circunscrever a apenas duas ilhas, esta fonte assume um papel preponderante devido à elevada disponibilidade e à estabilidade que confere ao sistema elétrico regional. O recurso eólico posiciona-se como a segunda fonte mais expressiva, com infraestruturas implementadas na quase totalidade do arquipélago [18].

A análise do documento referenciado permite extrair indicadores pertinentes sobre a realidade energética da ilha do Corvo, destacando-se os seguintes pontos:

A análise detalhada à ilha do Corvo revela uma realidade energética distinta. Conforme ilustrado na Figura 2.14, a produção nesta ilha provém exclusivamente de centrais térmicas e de parques fotovoltaicos, sendo a única unidade territorial onde a tecnologia eólica ainda não foi integrada. Esta dependência térmica é evidenciada pela operação da central termoelétrica do Corvo, que assegura a base do consumo local perante um contributo renovável ainda marginal.

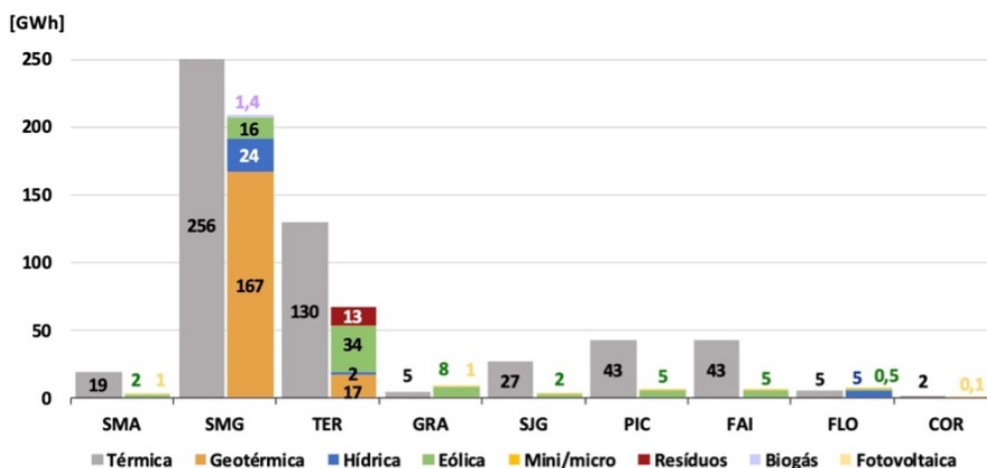


Figura 2.14: Produção anual de energia por ilha, Arquipélago dos Açores em 2024 [18].

No que concerne ao perfil de consumo de energia elétrica na ilha do Corvo, observa-se uma predominância do setor do comércio e serviços (incluindo serviços públicos), que representa 51% do total. Seguem-se os usos domésticos, com uma quota de 43%, enquanto os usos industriais detêm uma expressão reduzida de apenas 2%, tal como se encontra detalhado na Figura 2.15.

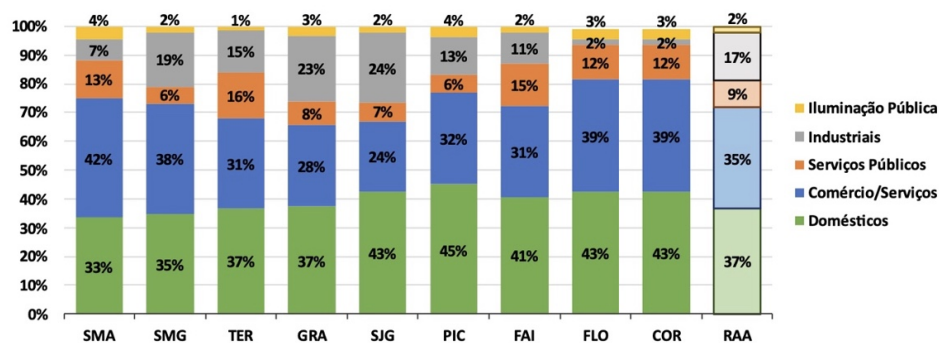


Figura 2.15: Consumo de energia elétrica na ilha do Corvo em 2024 [18].

O sistema elétrico da ilha do Corvo é composto por duas centrais de produção de energia elétrica, uma subestação afeta a uma dessas centrais, uma rede de distribuição de média tensão a 15 kV, e uma rede de distribuição de baixa tensão a 0,4 kV.



Figura 2.16: Mapa com a localização geográfica da rede MT da ilha do Corvo [18].

O sistema de produção de energia da ilha do Corvo é constituído pela central termoelétrica do corvo e pela central fotovoltaica do pão de açúcar:

- Central termoelétrica:

A Central do Corvo possui cinco grupos de geradores térmicos que totalizam uma potência instalada de cerca de 1 MW (1,25 MVA). Todos os grupos injetam energia diretamente no barramento de 0,4 kV da subestação elevadora da central,a qual integra dois barramentos interligados por dois transformadores de 0,4/15 kV com uma potência de 400 kVA cada. O processo de geração recorre ao gasóleo rodoviário como combustível primário. O esquema unifilar simplificado desta infraestrutura encontra-se ilustrado na Figura 2.17, enquanto a Figura 2.18 sintetiza as principais características técnicas da central, destacando-se a energia produzida, que ascende a aproximadamente 1 657,51 MWh.

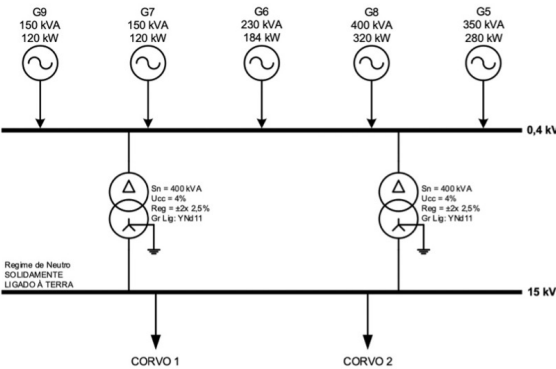


Figura 2.17: Esquema unifilar simplificado da central termoelétrica do corvo [18].

Central	Tipo de Produção	Nível de Tensão Geração [kV]	Unidades de Geração	Potência Instalada [kW]	Potência em Regime Permanente [kW]	Energia Produzida [MWh]
CTCV	Diesel	0,4	5	1024	910	1 657,51

Figura 2.18: Potência instalada na central termoelétrica do corvo em 2024 [18].

- Central Fotovoltaica do Pão de Açúcar:

Esta central fotovoltaica é composta por 252 módulos fotovoltaicos de 340 Wp cada, fazendo uma potência instalada de 85,7 kWp e uma potência de ligação à rede, inversores, de 75 kW. Os módulos encontram-se ligados a 3 inversores de 25 kW cada e a ligação desta

instalação à rede elétrica da ilha do Corvo é efetuada em baixa tensão no barramento de 0,4 kV do PT 2. A Figura 2.19 integra as principais características, entre as quais a energia produzida.

Central	Tipo de Produção	Ponto de Interligação	Nível de Tensão Geração [kV]	Unidades de Geração	Potência Instalada [kW]	Energia Produzida [MWh]
CFPA	Fotovoltaica	PT2 - Pão de Açúcar	0,40	3	75	85,39

Figura 2.19: Potência instalada na central fotovoltaica do pão de açúcar em 2024 [18].

- **Produção da energia líquida:**
A energia elétrica líquida injetada na rede da ilha do Corvo, em 2024, totalizou 1,70 GWh. Aproximadamente 95% deste montante foi assegurado pela central térmica, cabendo à central fotovoltaica o suprimento dos restantes 5%. A Figura 2.20 apresenta a evolução mensal da energia emitida por fonte primária, bem como o balanço anual consolidado.

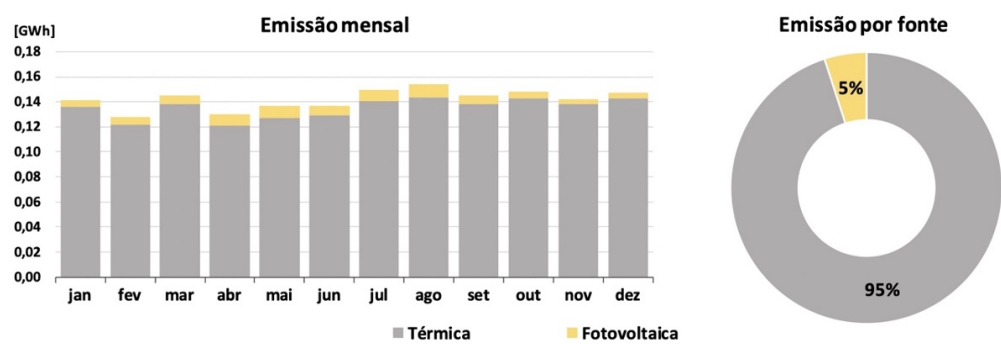


Figura 2.20: Energia elétrica emitida na ilha do Corvo em 2024 [18].

Depois de uma análise sobre o funcionamento do sistema de energia executado no Corvo, apresenta-se de seguida a análise de um estudo que visa demonstrar a viabilidade de um modelo energético mais resiliente. Este modelo procura dar resposta às exigências contemporâneas de transição energética, privilegiando a sustentabilidade ambiental e a melhoria da qualidade de vida e saúde da população local.

O artigo de Parissis et al. [46] enfatiza a integração de fontes de energia renovável em ilhas

e comunidades isoladas, uma temática que tem suscitado crescente interesse devido aos custos elevados, à insegurança no abastecimento e às emissões poluentes associadas aos sistemas térmicos convencionais. Embora muitas ilhas europeias dependam fortemente de combustíveis fósseis, estas regiões dispõem de um elevado potencial de recursos renováveis. O aproveitamento destes recursos pode viabilizar soluções mais económicas e sustentáveis, fomentando o desenvolvimento sustentável local.

O artigo referido apresenta um estudo, fundamentado em dados de 2010, relativo ao impacto económico e social da implementação de um sistema híbrido de energia eólica e armazenamento de hidrogénio na ilha do Corvo, no Arquipélago dos Açores. A solução proposta foi avaliada com base no custo de geração, no índice de penetração de energias renováveis e na redução das emissões poluentes locais. Complementarmente, foram elaboradas análises financeiras e socioeconómicas para aferir a viabilidade do projeto e o balanço entre custos e benefícios, tanto sob a ótica do investidor como na perspectiva da sociedade e da sustentabilidade ambiental.

Apresentam-se, de seguida, as principais conclusões do estudo de Parissis et al. [46]. À data da investigação, a ilha dependia de quatro geradores a diesel, dos quais apenas dois asseguravam o fornecimento contínuo de energia. A simulação do sistema permitiu aferir indicadores críticos, revelando que:

- o custo de geração de energia no sistema atual é muito alto, cerca de 259 €/MWh;
- consumo anual de combustível diesel era de 288.051 litros;
- emissões anuais de CO₂ de 758.532 kg.

O elevado custo de geração e a pegada ambiental inerente a um modelo assente em combustíveis fósseis, aliados à premência de garantir a segurança do abastecimento na ilha, tornam a exploração de fontes renováveis um imperativo estratégico. A solução proposta para a ilha do Corvo visa a substituição de uma parcela substancial da geração convencional por energia eólica. Face à intermitência intrínseca deste recurso, o modelo integra um sistema de armazenamento de hidrogénio, composto por um eletrolisador, sistema de armazenamento e uma pilha de combustível.

A simulação do sistema otimizado revelou uma redução do custo de produção para 145 €/MWh, com a componente eólica a assegurar mais de metade da geração e a elevar a penetração renovável de 0% para 80%. Este cenário pressupõe subsídios de 30% para a tecnologia eólica e 50% para as soluções de hidrogénio, fundamentados no programa PRIME (Programa de Incentivos

à Modernização da Economia). Este mecanismo governamental visa a modernização económica e a promoção de energias renováveis, disponibilizando incentivos não reembolsáveis que, dependendo da tecnologia e viabilidade do projeto, podem atingir 40% das despesas elegíveis.

Conforme ilustrado na Figura 2.21, o sistema proposto apresenta vantagens competitivas significativas comparativamente à infraestrutura atualmente em operação no Corvo. A implementação de um índice de penetração eólica de 80%, em articulação com o armazenamento de hidrogénio, viabiliza uma redução de 43% no custo unitário da energia, uma mitigação expressiva das emissões poluentes e uma diminuição de 69% na dependência de importação de gasóleo.

Table 1 – Summary results for Corvo.		
Parameter	Existing power system	Proposed power system
Conventional capacity (kW)	560	280
Wind installed capacity (kW)	0	200
Fuel cell capacity (kW)	0	50
Yearly production (kWh/yr)	1,084,413	1557,893
Electric demand (kWh/yr)	1,084,411	1084,411
Excess electricity (kWh/yr)	0	153,472
Renewable energy penetration	0%	80%
Diesel fuel (L/yr)	288,051	89,024
Cost of energy (€/MWh)	259	145
Cost of energy without subsidies (€/MWh)	259	179
CO ₂ emissions (kg/yr)	758,532	234,323
CO emissions (kg/yr)	1872	621
UHC emissions (kg/yr)	207	68.7
PM10 emissions (kg/yr)	141	46.8
SO ₂ emissions (kg/yr)	1523	471
NOx emissions (kg/yr)	16,707	5537

Figura 2.21: Sumário dos resultados obtidos no artigo de Parissis et al. [46].

Adicionalmente, a solução projetada foi objeto de uma avaliação multidimensional, abrangendo as vertentes económica, ambiental e social. Sob a ótica do investidor, a viabilidade financeira foi aferida através dos indicadores de valor atual líquido e taxa interna de rentabilidade, cujos resultados confirmaram a elevada rentabilidade do investimento, em cerca de 3 anos.

Paralelamente, foram analisadas as implicações socioculturais e ecológicas mediante uma análise de custo-benefício. Os indicadores obtidos demonstram que um índice de penetração eólica de 80%, articulado com o armazenamento de hidrogénio, é economicamente viável na perspetiva social. Em suma, a configuração híbrida proposta para a ilha do Corvo apresenta-se como uma solução atrativa, harmonizando os objetivos de rentabilidade do capital com os interesses de sustentabilidade e bem-estar da sociedade.

2.5 Conclusão

A integração da ilha do Corvo na Rede Mundial de Reservas da Biosfera da UNESCO impõe um conjunto de responsabilidades que visam garantir a conservação da natureza e a sustentabilidade do território. Entre estas obrigações, destacam-se a preservação de espécies, ecossistemas e paisagens; a promoção de um desenvolvimento social, cultural e ambientalmente sustentável; e a dinamização de atividades de investigação, monitorização e sensibilização ambiental. Neste contexto, a adoção de tecnologias inovadoras, como os sistemas AWE, revela-se particularmente relevante. A tecnologia AWES, ao permitir a produção de energia renovável com um menor impacto físico sobre o solo e a paisagem, apresenta-se como uma solução compatível com a especificidade territorial e ecológica do Corvo. Atendendo à reduzida dimensão da ilha, caracterizada por uma paisagem maioritariamente natural e rara, a utilização desta tecnologia contribui para a mitigação da dependência de combustíveis fósseis, promovendo simultaneamente a sustentabilidade energética. Além disso, por ocuparem um espaço físico mais limitado do que as infraestruturas eólicas convencionais, os sistemas AWE favorecem a preservação da integridade paisagística e minimizam a fragmentação dos ecossistemas.

A análise conjunta do enquadramento do Parque Natural da Ilha do Corvo (Figura 2.9) e do mapa hipsométrico (Figura 2.11) evidencia que a instalação de sistemas AWES no ponto mais elevado da ilha é impraticável, uma vez que este se insere nos limites da área protegida. Tal intervenção seria contrária às orientações estabelecidas pela Resolução do Conselho do Governo n.º 135/2018, de 10 de dezembro, que define as metas de qualidade paisagística e as diretrizes de gestão territorial nos Açores. No caso particular do Corvo, destaca-se a necessidade de conservar a identidade paisagística, essencialmente natural e de elevado valor patrimonial. Apesar de os AWES apresentarem um perfil de impacto ambiental inferior ao das turbinas convencionais, a sua implantação introduziria elementos intrusivos, afetando a perceção visual e a integridade ecológica da zona.

A avaliação integrada da inserção da ilha na Rede de Reservas da Biosfera, em articulação com a análise da Figura 2.10 e do mapa hipsométrico (Figura 2.11), permite concluir que a Cova Vermelha constitui a região mais adequada para a implementação desta tecnologia. Localizada entre a zona das Arribas (C1) e a encosta oriental (C3), conforme ilustrado na Figura 2.13, esta área beneficia de acessos já estabelecidos e apresenta altitudes compreendidas entre os 362 e os 572 metros.

O estudo de Parissis et al. [46] reforça que, embora muitas ilhas europeias disponham de recursos renováveis abundantes, os combustíveis fósseis permanecem como a principal fonte de energia. Para reduzir as emissões de gases de efeito de estufa e os custos logísticos de transporte, a integração de energias renováveis e soluções de armazenamento surgem como alternativas tec-

nicamente viáveis. Em suma, a ilha do Corvo mantém ainda uma produção predominantemente assente em combustíveis fósseis (cerca de 95% em 2024); no entanto, possui recursos endógenos suficientes para garantir que mais de metade da eletricidade consumida seja gerada a partir de fontes eólicas, satisfazendo a sua procura de forma sustentável.

Neste estudo, assume-se o sistema de geração a diesel como a fonte exclusiva de abastecimento. Esta simplificação metodológica justifica-se pela contribuição negligenciável das fontes fotovoltaicas instaladas, que não possuem escala suficiente para alterar significativamente os resultados do estudo de integração AWES. Adicionalmente, esta abordagem permite estabelecer um cenário base mais robusto e focado, facilitando a análise comparativa direta entre o paradigma fóssil atual e a nova tecnologia.

Capítulo 3

Estudo técnico da ilha do Corvo

O presente capítulo dedica-se ao estudo de caso da ilha do Corvo, tendo como propósito avaliar o potencial técnico e o desempenho de sistemas AWE num contexto insular isolado. A investigação fundamenta-se numa metodologia de simulação que correlaciona dados reais do recurso eólico com diagramas de carga sintéticos, permitindo aferir a exequibilidade da transição energética na região.

Neste âmbito, apresenta-se uma análise da viabilidade técnica e do impacto da integração desta tecnologia na rede elétrica local, estruturando-se a exposição nos seguintes pontos fundamentais:

- **Seleção tecnológica e dimensionamento:** Fundamentação da escolha do modelo *Falcon* da *Kitepower* e análise da sua aplicabilidade em micro-redes isoladas.
- **Modelação e simulação do recurso eólico:** Detalhe do cenário prático baseado na extrapolação do perfil vertical do vento e em registos horários anuais, permitindo quantificar a energia injetada na rede e a estratégia de gestão de excedentes.
- **Análise de cenários e integração:** Avaliação comparativa de diferentes configurações operacionais (recorrendo de um a três sistemas AWE), análise do papel do armazenamento por baterias e da persistência da central de geração a diesel para garantir a segurança do abastecimento.

Conclui-se que a tecnologia AWES em altitudes otimizadas é fundamental para a transição energética do Corvo. Ao converter o sistema térmico num componente de apoio e reserva, esta solução reduz a queima de combustíveis fósseis e reforça a sustentabilidade económica e ambiental do sistema elétrico isolado.

3.1 Escolha do modelo de AWES

Para o desenvolvimento do presente estudo, selecionou-se o sistema Falcon, desenvolvido pela Kitepower [64]. Esta tecnologia foi especificamente projetada para a operação em micro-redes e apresenta uma potência nominal de 100 kW, o que valida a sua adequação à aplicação em sistemas isolados, conforme discutido na Secção 2.2.

3.1.1 Dinâmica operacional do modelo Falcon

O sistema Falcon tem a sua geração no solo acoplado a um *kite* flexível. A operação segue um princípio cíclico de duas fases, com uma duração padrão de aproximadamente 100 s, conforme ilustrado na Figura 3.1:

- **Fase de desenrolamento (produção):** Compreende cerca de 80 % do ciclo (80 s), período durante o qual o *kite* exerce tração no cabo, gerando uma potência aproximada de 130 kW [64].
- **Fase de recolha (consumo):** Corresponde aos restantes 20 % do ciclo (20 s), verificando-se um consumo de cerca de 20 kW para o reposicionamento do *kite* e reinício do ciclo [64].

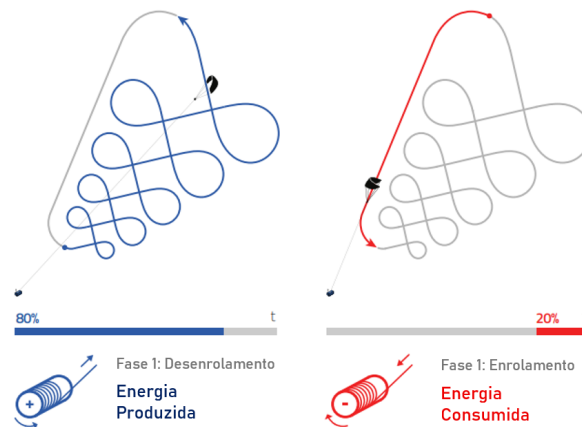


Figura 3.1: Ciclo de duas fases do *kite* Falcon, da KitePower [64].

Esta dinâmica resulta num balanço energético líquido positivo por ciclo. Com base na potência e tempos nominais, estima-se que cada ciclo gere aproximadamente 2,78 kWh, o que se traduz numa produção líquida anual teórica de cerca de 876,7 MWh:

$$E_{\text{produzida}} = 130\text{kW} \times 80\text{s} = 10400\text{kWs}. \quad (3.1)$$

$$E_{\text{consumida}} = 20\text{kW} \times 20\text{s} = 400\text{kWs}. \quad (3.2)$$

$$E_{\text{total}} = E_{\text{produzida}} - E_{\text{consumida}} = 10000\text{kWs}. \quad (3.3)$$

$$E_{\text{total_por_ciclo}} = \frac{10000}{3600} \approx 2,78\text{kWh}. \quad (3.4)$$

Considerando o número de ciclos num ano:

$$\text{Ciclos_ano} = \frac{365 \times 24 \times 3600}{100} = 315\,360\text{ciclos}. \quad (3.5)$$

$$E_{\text{líquida_anual}} = 2,78\text{kWh} \times 315\,360 \approx 876,7\text{MWh}. \quad (3.6)$$

3.1.2 Curva de potência e limites de operação

A curva de potência do sistema Falcon, extraída do estudo de [54], encontra-se ilustrada na Figura 3.2. Estes dados técnicos foram disponibilizados diretamente pela Kitepower para viabilizar o desenvolvimento do referido estudo.

Observa-se que a potência líquida do ciclo tende a diminuir gradualmente após ser atingida a velocidade nominal. Este comportamento deve-se ao aumento do consumo energético na fase de recolha em cenários de ventos fortes, visto que o sistema requer um esforço superior para vencer a força de arrasto e reposicionar o *kite* para o ciclo seguinte. A linha contínua representa os resultados da simulação base, ao passo que o traçado intermitente denota uma estimativa conservadora.

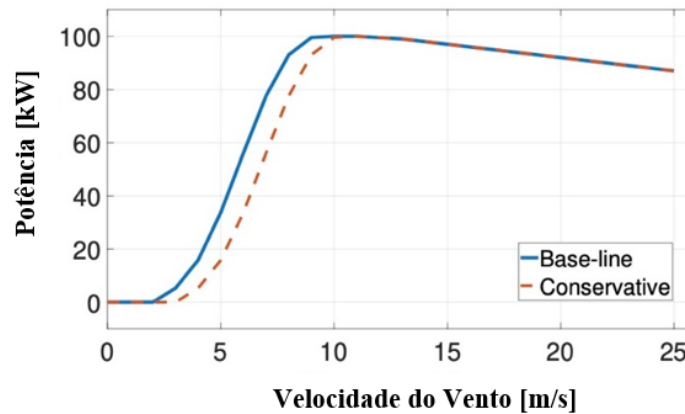


Figura 3.2: Curva de potência do modelo Falcon da Kitepower [54].

A Figura 3.3, detalha a configuração da área operacional e das respectivas margens de segurança do sistema *Falcon* para uma altitude operacional de 320 metros. Esta organização é fundamental para assegurar a integridade da operação e a coexistência harmoniosa com outras atividades no terreno.

As zonas operacionais e as suas dimensões encontram-se estruturadas da seguinte forma [64]:

- **Zona restrita (área a vermelho):** Delimitada por um raio de 30 m em torno da estação de solo.
- **Zonas de voo e de voo potencial (áreas a azul e cinzento):** Ambas compreendem um raio de 350 m.
- **Margem de segurança (área a tracejado cinzento):** Estende-se até um raio de 425 m.
- **Zona de aterragem (área a preto tracejado):** Definida por um raio de 100 m.

É fundamental sublinhar que o sistema permite o uso dual do solo, tanto na área de voo potencial como na respetiva margem de segurança. Esta característica viabiliza a manutenção de atividades económicas preexistentes em paralelo com a operação da tecnologia, como é o caso da exploração agrícola ou da pastagem de gado. Contudo, por razões de segurança durante a operação, a permanência de pessoas sem formação técnica específica é interdita no interior do perímetro de voo. Relativamente à coexistência com obstáculos físicos dentro do limite operacional, deve ser estritamente respeitada uma tolerância de altura de 1 m por cada 10 m de distância radial face à estação de solo [64].

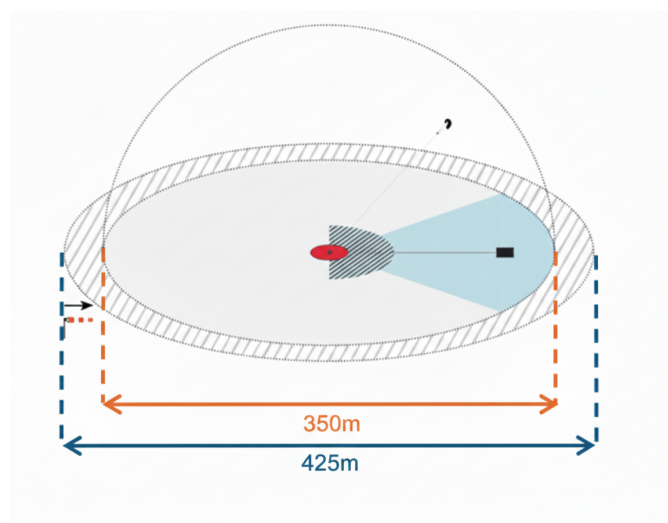


Figura 3.3: Área operacional do modelo Falcon [64].

3.2 Avaliação do potencial eólico

A avaliação do potencial eólico da ilha do Corvo baseou-se, numa fase inicial, na série histórica das médias mensais e anuais da velocidade do vento registadas entre 2009 e 2024. Estas medições foram efetuadas a uma cota de 10 m acima do nível médio do mar [39]. Esta caracterização preliminar é determinante, visto que a viabilidade operacional dos sistemas AWES está intrinsecamente ligada à consistência e à intensidade do recurso disponível.

Embora a operação do sistema AWES ocorra em altitudes substancialmente superiores, a análise preliminar a 10 m de cota é fundamental, por representar a única série de dados reais e empíricos disponíveis. Estes registos servem como base de referência para a aplicação de modelos de extrapolação vertical, permitindo estimar com maior rigor o recurso eólico nas altitudes de voo. Desta forma, a caracterização efetuada a 10 m constitui o pilar metodológico para a validação do potencial energético em toda a coluna de ar.

A análise dos dados compilados na Tabela 3.1 permite extrair conclusões essenciais sobre o regime de ventos na região:

- **Consistência do recurso:** Observa-se que a média anual da velocidade ao longo dos anos do vento se mantém significativamente estável ao longo do período analisado, oscilando predominantemente entre os 6,19 m/s (mínimo em 2016) e os 8,11 m/s (máximo em 2024). Esta estabilidade sugere um recurso previsível e robusto para exploração energética a longo prazo.

- **Sazonalidade pronunciada:** Verifica-se uma variação sazonal bem definida, na qual o período invernal apresenta as médias mais elevadas, frequentemente superiores a 8 m/s, com o pico de intensidade a registar-se em dezembro (8,99 m/s). Em contrapartida, o período estival (julho e agosto) regista as velocidades mais baixas, situando-se no intervalo entre 4,76 m/s e 4,95 m/s.
- **Potencial para tecnologia AWES:** Apesar de estas medições terem sido efetuadas à cota padrão de 10 m, os valores obtidos são consideravelmente elevados. Atendendo a que os sistemas AWES operam em altitudes onde o efeito de atrito do solo é menor e a velocidade do vento é superior, estes dados de base reforçam a premissa de que a ilha do Corvo possui um potencial energético altamente favorável à implementação desta tecnologia.

Tabela 3.1: Caracterização estatística e histórico das velocidades médias do vento (m/s) na ilha do Corvo (2009–2024) a 10 metros de altitude.

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média Anual
2009	9,252	8,271	7,299	6,552	6,246	5,598	5,472	4,500	5,778	8,199	8,046	9,171	6,926
2010	9,072	9,279	8,073	7,299	7,254	5,571	4,275	6,174	4,572	7,821	7,947	9,702	7,560
2011	8,172	9,927	7,875	7,704	5,328	6,975	3,771	5,625	6,822	8,046	9,702	6,822	7,340
2012	7,479	8,100	8,100	5,004	8,298	6,597	5,076	5,526	7,173	8,397	7,101	9,423	7,326
2013	10,071	8,523	10,251	9,927	5,553	5,049	5,202	4,275	6,048	8,721	7,146	9,450	7,835
2014	8,928	9,972	8,100	7,551	6,201	5,400	5,175	6,327	6,750	7,776	8,325	7,704	7,628
2015	6,696	6,696	6,525	7,623	5,400	5,571	5,598	4,923	6,273	7,101	7,074	10,224	6,611
2016	9,747	6,102	6,921	6,273	6,579	5,976	4,572	4,878	5,454	6,903	5,400	8,325	6,188
2017	7,749	7,524	7,551	6,804	7,479	5,229	3,897	5,049	4,824	6,228	7,227	7,452	7,016
2018	7,101	6,426	7,452	7,497	4,554	4,626	4,896	3,852	5,724	6,975	9,477	8,379	6,701
2019	6,498	8,829	6,696	6,921	6,597	5,202	5,679	5,499	6,471	8,001	6,354	9,504	6,548
2020	8,496	7,722	7,146	7,002	7,002	6,021	4,626	4,950	6,075	6,399	6,552	8,928	6,777
2021	10,026	11,079	7,272	7,353	6,372	4,977	5,229	5,229	5,697	6,750	8,073	9,000	7,011
2022	6,525	6,471	8,451	8,226	6,624	5,553	4,122	4,401	6,471	7,146	8,226	10,449	6,575
2023	8,325	8,550	10,647	8,550	5,949	6,021	3,924	4,950	5,904	7,524	8,901	8,721	7,925
2024	8,721	8,325	8,748	8,046	5,904	4,572	4,149	4,077	6,102	8,172	8,379	8,973	8,109
Média Mensal	8,411	8,298	7,713	7,425	6,309	5,562	4,761	4,950	6,062	7,650	7,997	8,987	

3.2.1 Análise dinâmica e variabilidade horária

Para caracterizar o recurso eólico, foram extraídos dados horários da velocidade do vento referentes ao ano de 2024, através da plataforma Meteoblue [39]. Dada a necessidade de avaliar o potencial energético às altitudes de operação do sistema AWE, torna-se imperativo estimar a velocidade do vento a diferentes cotas. Para o efeito, aplicou-se a Lei da Potência, que estabelece a relação entre as velocidades medidas a duas alturas distintas através do coeficiente de cisalhamento do vento (α). Este fenómeno, resultante do atrito do escoamento com a superfície terrestre, gera um perfil de velocidade crescente com a altitude, conforme descrito pela Equação 3.7. Embora esta abordagem constitua uma simplificação por não captar integralmente

a dinâmica atmosférica em altitude, o que poderá conduzir a uma subestimação do potencial disponível, a implementação de modelos de perfil vertical mais complexos encontra-se fora do âmbito deste trabalho.

$$v_2 = v_1 \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha, \quad (3.7)$$

onde v_1 e v_2 representam as velocidades do vento nas altitudes h_1 e h_2 , respetivamente.

O coeficiente α assume uma natureza dinâmica, oscilando em função da estabilidade atmosférica, da rugosidade do terreno e da sazonalidade [45]. Contudo, em linha com a literatura de referência para terrenos de baixa rugosidade [45, 47], adotou-se no presente estudo a "lei da potência de um sétimo", com um valor constante de $\alpha = 1/7 \approx 0,143$.

As Figuras 3.4 e 3.5 ilustram a volatilidade das medições horárias às cotas de 10 m e 900 m, respetivamente. Para facilitar a interpretação das tendências, sobrepôs-se uma média móvel semanal aos registos brutos, observa-se que ambas as séries temporais preservam a mesma morfologia, evidenciando ciclos de intensidade coincidentes: picos de vento no período outono-inverno e vales acentuados durante o verão (junho a agosto).

A Figura 3.6 detalha a evolução das médias mensais, tornando evidente que as curvas de ambos os patamares são paralelas em termos de tendência, embora a cota de 900 m apresente valores amplificados. A amplitude sazonal (diferença entre o mês de maior e menor recurso) é de 3,48 m/s a 10 metros, subindo para 6,84 m/s a 900 metros.

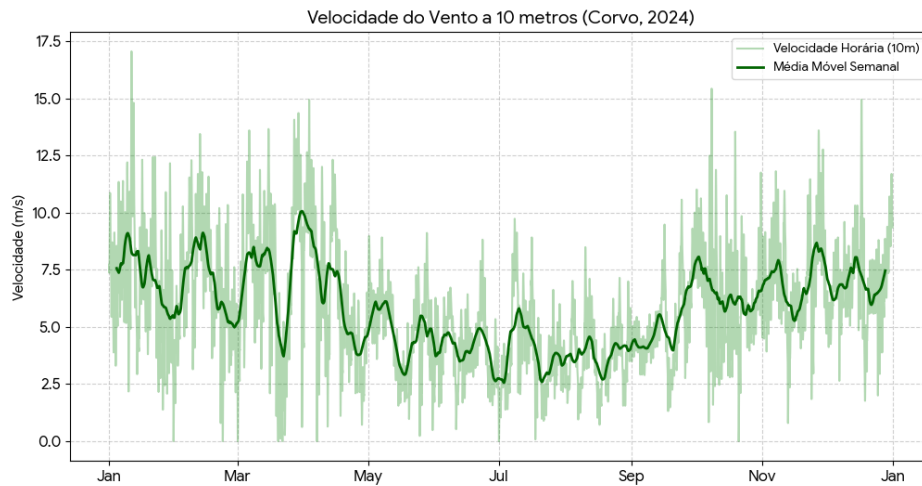


Figura 3.4: Velocidade do vento a 10 metros na ilha do Corvo no ano 2024.

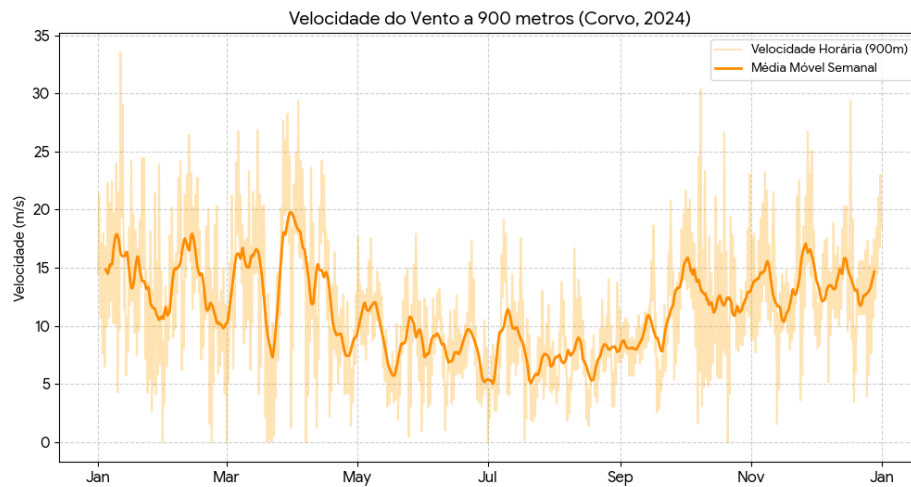


Figura 3.5: Velocidade do vento a 900 metros na ilha do Corvo no ano 2024.

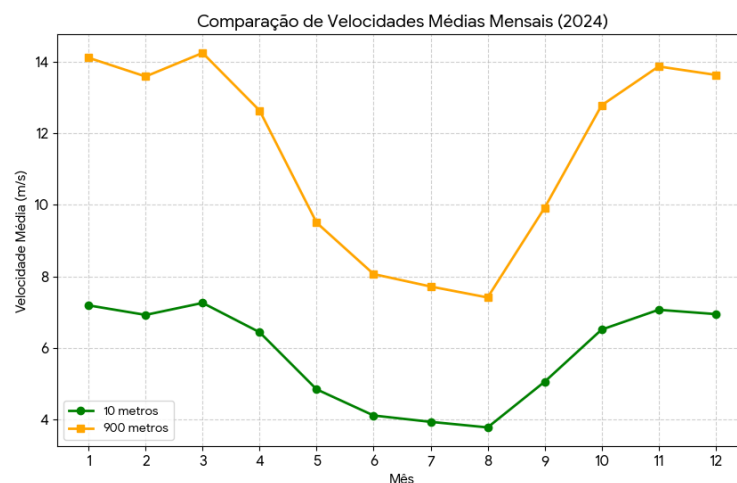


Figura 3.6: Comparação das velocidades médias do vento para altitudes de 10m e de 900m no ano 2024 na ilha do Corvo.

Esta análise demonstra que a extrapolação via Lei da Potência com coeficiente constante projeta linearmente a instabilidade superficial para a altitude. Consequentemente, a vantagem da operação a 900 m não reside numa maior estabilidade do fluxo, visto que a variabilidade absoluta é até incrementada, mas sim na elevação do patamar mínimo de velocidade. Com uma

média anual consolidada de 7,13 m/s a 10 m, o incremento altimétrico garante que, mesmo nos meses estivais, a velocidade disponível se mantenha no limiar de produção eficiente do sistema.

No período invernal, o aumento da velocidade pode resultar num incremento das horas de inatividade técnica, devido à ocorrência frequente de velocidades superiores ao limite de corte de 25 m/s. É fundamental salientar que este estudo assume altitudes operacionais fixas. A ausência de uma gestão dinâmica da altitude de voo, que permitiria ao sistema ajustar-se verticalmente para evitar ventos excessivos ou captar correntes mais favoráveis, constitui uma simplificação metodológica. Assim, as horas de inatividade registadas devem-se, em parte, à falta desta adaptação altimétrica otimizada às condições instantâneas, fator que se encontra fora do escopo desta análise.

3.3 Avaliação do consumo elétrico

A inexistência de registos horários integrais e atualizados relativos ao consumo de energia elétrica na ilha do Corvo, tornou-se imperativo o desenvolvimento de um perfil de carga sintético. Este perfil visa representar fidedignamente o comportamento anual da procura, colmatando a lacuna de medições reais ininterruptas através de um algoritmo computacional desenvolvido especificamente no âmbito desta dissertação, estando o código e a explicação completa no Anexo A.

A caracterização dos padrões de consumo baseou-se em fontes históricas de referência, nomeadamente nos diagramas de carga horários de 2019 publicados pela EDA [19] e nos perfis sazonais de 2016 analisados por Reia [52]. Para garantir a atualidade do modelo, os dados foram escalados para os valores de energia total consumida na ilha em 2024, de acordo com o relatório anual da operadora local [18].

O processo de modelação fundamentou-se num perfil horário médio de referência, calibrado sazonalmente através de conjuntos discretos de dados reais distribuídos ao longo do ano. A metodologia estruturou-se em dois eixos principais:

Ajustamento Harmónico: Construção de uma curva sazonal contínua através do ajustamento de funções harmónicas aos valores médios dos períodos de referência. Este procedimento gera multiplicadores diários que mitigam descontinuidades artificiais entre meses ou dias consecutivos.

Normalização e Integridade: O algoritmo garante que a aplicação destes multiplicadores preserve o valor médio anual do consumo, assegurando a integridade estatística do modelo face aos dados reais do consumo.

Para cada dia do ano, o perfil final é obtido aplicando o multiplicador sazonal ao perfil médio de referência. Com o intuito de conferir realismo estatístico e evitar uma curva excessivamente suavizada, foram introduzidas perturbações estocásticas em dois níveis:

- **Variabilidade Diária:** Um fator de baixa amplitude que simula as flutuações globais de consumo inerentes ao comportamento agregado dos utilizadores.
- **Ruído Horário Correlacionado:** Assente num modelo autorregressivo de primeira ordem ($AR(1)$), este componente garante a continuidade temporal e a suavidade na transição entre horas consecutivas, impossibilitando variações instantâneas fisicamente implausíveis.

Esta metodologia permite a geração de um perfil horário de cargas sintético com um elevado grau de realismo, salvaguardando simultaneamente:

- A morfologia típica da curva diária de consumo;
- A variabilidade intra-diária característica;
- A evolução sazonal ao longo do ciclo anual;
- A continuidade temporal entre períodos horários e dias adjacentes.

Ressalva-se que os perfis de carga obtidos resultam de uma simulação baseada em dados sintéticos, tendo como propósito principal a análise comparativa de cenários energéticos e a avaliação do comportamento do sistema elétrico. Por conseguinte, estes perfis não pretendem constituir uma reprodução exata do consumo horário real, mas sim servir de base fidedigna para o estudo em apreço.

A análise do perfil de carga horária média anual, ilustrada na Figura C.1, revela uma correlação direta entre o período pós-laboral e o acréscimo da procura energética. Observa-se que o intervalo de maior solicitação na rede elétrica da ilha do Corvo ocorre aproximadamente a partir das 20 horas, estendendo-se até ao final do ciclo diário. Este comportamento é característico de sistemas de pequena escala, nos quais o setor residencial assume um papel preponderante no consumo agregado.

Diferentemente do que sucede em redes de maior dimensão ou continentais, onde o consumo industrial diurno contribui para o nivelamento da curva de carga, a ausência de uma base industrial significativa no Corvo faz com que o perfil de consumo seja fortemente ditado pelos hábitos sociais da população. Por conseguinte, o denominado "Pico Noturno" configura-se como a característica mais saliente e determinante da rede elétrica local.

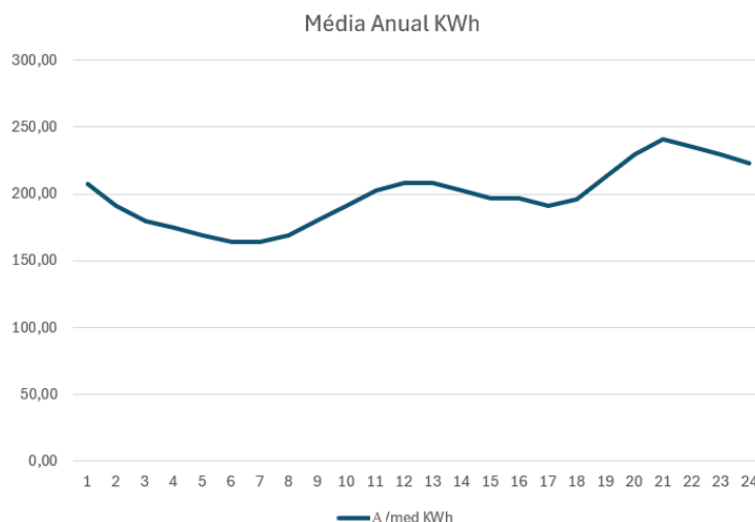


Figura 3.7: Média anual por hora do consumo da ilha do Corvo em 2024.

Complementarmente à análise do perfil de carga horária, a Figura 3.8 apresenta a evolução do consumo energético (kWh) ao longo de 2024. Através da observação conjunta dos registos horários e da tendência semanal (representada pela média móvel), revela uma sazonalidade bimodal e uma forte dependência dos ciclos sociais e climáticos regionais. Este comportamento corrobora a natureza predominantemente doméstica e de serviços do sistema elétrico local, onde os setores residencial e comercial representam, respetivamente, 43 % e 35 % da procura total.

De forma estruturada, o comportamento da curva de carga pode ser decomposto nos seguintes períodos críticos:

- **Pico de primavera e dinâmica turística (abril a junho):** Observa-se um incremento acentuado e um pico secundário de consumo durante este intervalo. Este fenómeno justifica-se pela intensificação do turismo de natureza, que atrai visitantes num período em que o recurso paisagístico se encontra no seu auge estético. Adicionalmente, este período coincide com as festividades tradicionais do Espírito Santo, que promovem o regresso sazonal de corvinos residentes noutras ilhas e turistas, aumentando a carga sobre o setor do alojamento e restauração.
- **Vale de verão e sazonalidade negativa (agosto a setembro):** O gráfico regista o ponto de consumo mais baixo do ano entre o final de agosto e meados de setembro. Esta redução decorre da conjugação de dois fatores: a diminuição das necessidades térmicas (aquecimento de águas e climatização) devido às temperaturas médias mais elevadas, altura do

ano com mais luz solar e, fundamentalmente, à saída temporária de residentes para períodos de férias fora da ilha. Atendendo à reduzida base industrial (2 %), a ausência de uma fração da população residente reflete-se de imediato num decréscimo da carga global.

- **Pico máximo de inverno e festividades (outubro a dezembro):** A partir de outubro, verifica-se uma trajetória de crescimento contínuo, culminando no pico máximo absoluto de consumo em dezembro, com valores próximos dos 250 kWh na tendência semanal. Este aumento é impulsionado pelo decréscimo das temperaturas e pelo aumento da humidade, que exigem o uso intensivo de equipamentos de aquecimento e desumidificação. O pico máximo em dezembro correlaciona-se diretamente com o regresso temporário da comunidade emigrante e dos estudantes para as festividades natalícias, bem como com o aumento do consumo de iluminação devido ao menor número de horas de luz solar.

Em suma, a análise confirma que o sistema eletroprodutor do Corvo é extremamente sensível aos hábitos populacionais e ao calendário social.

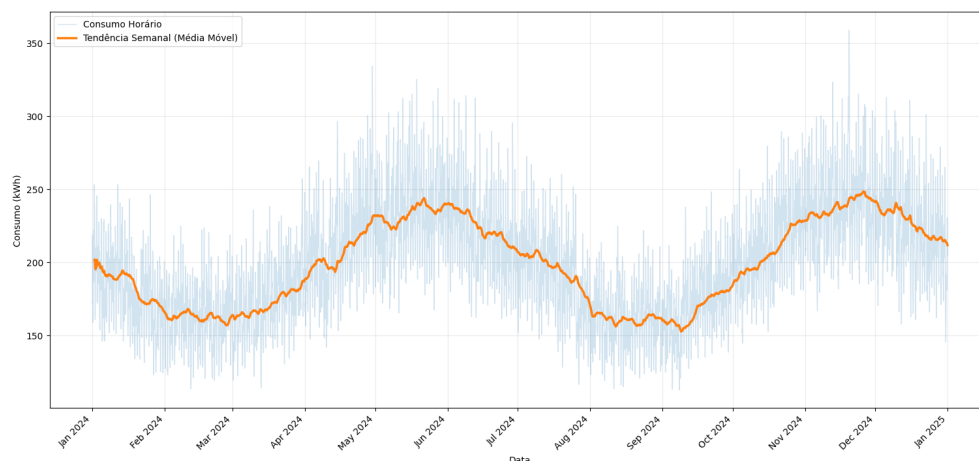


Figura 3.8: Consumo de energia da ilha do Corvo em 2024 (kWh).

3.4 Metodologia de cálculo da energia do potencial energético AWES

A determinação da produção energética do sistema AWE, em função das diferentes altitudes operacionais, fundamentou-se numa abordagem de simulação horária integrada, estruturada em três fases lógicas:

1. **Extrapolação vertical do recurso eólico:** Utilizando os dados meteorológicos de referência registados a 10 m de altitude, procedeu-se à extrapolação da velocidade do vento

para as cotas operacionais pretendidas através da Lei da Potência (Equação 3.7). Este passo foi essencial para caracterizar o perfil eólico local em cada nível de voo analisado.

2. **Modelização da potência útil:** Com base na curva de potência característica do modelo Falcon, observada na Figura 3.2, estabeleceu-se a correspondência direta entre a velocidade do vento extrapolada e a potência bruta instantânea gerada. Esta conversão foi aplicada a cada intervalo da série temporal, de hora a hora, transformando os dados de velocidade em potencial de geração elétrica.
3. **Balço energético em base horária:** O estudo foi realizado com uma resolução horária ao longo de um ano completo (8760 períodos), permitindo captar a variabilidade cíclica e sazonal do recurso. A potência líquida disponível em cada hora ($P_{liq,horaria}$) foi determinada pela diferença entre a potência útil produzida e os requisitos de consumo do sistema, conforme a Equação 3.8:

$$P_{liq,y} = P_{util,y} - P_{cons,y}, \quad (3.8)$$

em que:

- $P_{util,y}$ representa a potência produzida pelo *kite*, derivada da interação entre o vento extrapolado e a curva de potência do dispositivo;
- $P_{cons,y}$ corresponde à potência consumida pelo sistema, derivada do perfil de carga sintética horária desenvolvido especificamente para este estudo.

Desta relação resultam dois cenários operacionais distintos, fundamentais para a gestão do sistema elétrico:

- **Excedente Energético** ($P_{liq,y} > 0$): Ocorre quando a produção do *kite* supera a procura instantânea da ilha. Esta energia excedentária pode ser canalizada para sistemas de armazenamento.
- **Défice Energético** ($P_{liq,y} < 0$): Verifica-se quando a produção eólica é insuficiente para satisfazer a carga, exigindo a intervenção de sistemas alternativos, como o armazenamento de energia ou o grupos de geradores a *diesel* da central local.

Esta metodologia de simulação contínua permite não só contabilizar a energia total anualizada, mas também avaliar a adequação do sistema AWES face ao perfil de consumo da ilha, garantindo que o balanço líquido final reflete as perdas operacionais e os consumos próprios da tecnologia. Para o efeito, foi desenvolvido um algoritmo computacional customizado no âmbito

desta dissertação, cuja fundamentação teórica e implementação integral se encontram detalhadas no Anexo B.

3.5 Análise de desempenho e integração do sistema AWE na rede elétrica

A Figura 3.9 detalha a influência da altitude na produção anual de energia do sistema. Através da análise da curva obtida, é possível identificar três comportamentos distintos que caracterizam a eficiência da operação:

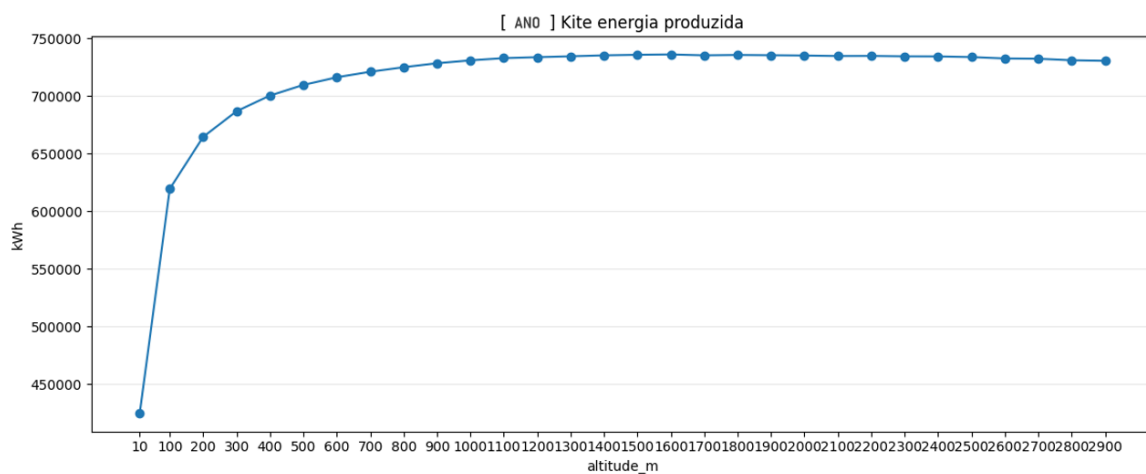


Figura 3.9: Energia anual produzida por 1 kite em diferentes altitudes.

- **Crescimento Acentuado (10–300m):** Observa-se um incremento acentuado na produção energética nos patamares iniciais. Entre os 10 m e os 300 m, a produção eleva-se de aproximadamente 425 000 kWh para valores próximos dos 700 000 kWh, representando a fase de maior rentabilidade da progressão em altitude.
- **Zona de Ganho Marginal (300–1200 m):** Nesta faixa, o declive da curva é pequeno, continuando a diminuir progressivamente. Embora a energia produzida continue a aumentar, o benefício marginal de elevar o sistema por cada metro adicional é baixo e sucessivamente menor, tendendo para uma estabilização em torno dos 730 000 kWh.
- **Patamar de Saturação (Acima de 1500 m):** A partir desta altitude, a produção de energia torna-se praticamente constante. Este comportamento sugere a existência de um limite de altitude operacional, para além do qual o aumento da velocidade do vento praticamente

não se traduz em ganho de energia líquida, devido à compensação pelas perdas mecânicas e aerodinâmicas inerentes ao sistema.

Os dados da Tabela 3.2 demonstram que a elevação da altitude operacional aumenta a produção de energia de 424,6 MWh (aos 10 m) para valores superiores a 720 MWh em patamares elevados. Este incremento de performance alivia diretamente os grupos geradores a *diesel*.

Tabela 3.2: Energia anual produzida por uma unidade AWES e pelo grupo de geração a diesel e horas de funcionamento do diesel em função da altitude operacional.

Altitude (m)	Energia/1 <i>kite</i> [kWh]	Energia/Diesel [kWh]	Energia Total [kWh]
10	424 608,638	1 318 564,786	1 743 173,424
50	566 705,485	1 176 467,939	1 743 173,424
100	619 345,937	1 123 827,487	1 743 173,424
150	646 657,406	1 096 516,018	1 743 173,424
200	664 385,209	1 078 788,215	1 743 173,424
250	677 203,528	1 065 969,896	1 743 173,424
300	686 651,064	1 056 522,360	1 743 173,424
350	693 998,246	1 049 175,178	1 743 173,424
400	700 223,281	1 042 950,143	1 743 173,424
450	705 233,189	1 037 940,235	1 743 173,424
500	709 435,843	1 033 737,581	1 743 173,424
550	713 121,141	1 030 052,283	1 743 173,424
600	716 064,504	1 027 108,920	1 743 173,424
650	718 607,015	1 024 566,409	1 743 173,424
700	720 842,586	1 022 330,838	1 743 173,424
750	722 973,600	1 020 199,824	1 743 173,424
800	724 799,579	1 018 373,845	1 743 173,424
850	726 361,391	1 016 812,033	1 743 173,424
900	728 235,678	1 014 937,746	1 743 173,424
950	729 628,150	1 013 545,274	1 743 173,424
1000	730 749,567	1 012 423,857	1 743 173,424
1100	732 664,460	1 010 508,964	1 743 173,424
1200	733 484,647	1 009 688,777	1 743 173,424
1300	734 265,543	1 008 907,881	1 743 173,424
1400	735 080,468	1 008 092,956	1 743 173,424
1450	735 317,251	1 007 856,173	1 743 173,424

Nota: A Energia Total corresponde à procura anual estimada para a rede da ilha do Corvo.

Devido à utilização de perfis sintéticos de consumo horário, a produção anual total simulada para a ilha divergiu ligeiramente do valor nominal de 1,7 GWh, fixando-se em aproximadamente

1,743 GWh. Conforme se observa na Tabela 3.2, a energia total, resultante do somatório entre a geração eólica (*kite*) e a geração térmica, mantém-se constante.

Este valor corresponde ao referencial de consumo estabelecido para o ano em análise, o que permite concluir que a central de geração a diesel operou de forma contínua em todas as horas do período. A inexistência de energia excedente ou dissipada pelo sistema AWES confirma que toda a produção renovável foi integralmente integrada na rede, sendo o remanescente suprido pelo grupo de geradores a diesel para garantir o equilíbrio estrito entre a oferta e a procura.

Neste contexto, a definição da cota operacional revela-se um fator crítico para a eficácia do sistema. Conforme identificado no Capítulo 2, a zona preferencial para a implementação situa-se entre os 362 m e os 572 m, intervalo que reúne as condições geográficas e técnicas ideais. Considerando que a altura média de voo do modelo *Falcon* é de 320 m [54], a altitude operacional efetiva foi fixada no patamar superior desta zona, resultando numa cota de aproximadamente 892 m.

A opção pela altitude máxima viável (892 m, arredondada para 900 m para efeitos de simulação), justifica-se pela procura do rendimento energético máximo. Embora se verifique que, a partir dos 300 m, o incremento na produção de energia apresenta um crescimento menos acentuado quando comparado com o patamar dos 900 m, qualquer ganho adicional de potência contribui positivamente para o balanço final da ilha.

Atendendo a que a operação em altitudes superiores não acarreta um agravamento dos custos de investimento, podendo, inclusive, potenciar uma redução nos custos de arranque do sistema, e considerando que a maior captura de recurso eólico reduz a dependência da geração térmica, optou-se por maximizar a exploração do potencial eólico. Esta estratégia permite reduzir não só os custos diretos associados ao consumo de combustível fóssil, mas também os encargos relativos às emissões de CO₂. Deste modo, o patamar operacional de 900 m é estabelecido como a referência técnica para este estudo, representando o melhor compromisso entre a orografia do terreno e a altitude média de operação do dispositivo AWES.

Em suma, a operação a uma altitude de 900 metros permite ao sistema *Falcon* assegurar cerca de 41,78 % da procura anual da ilha, a qual, embora a central térmica mantenha o papel de fonte primordial para colmatar o défice energético remanescente.

A Figura 3.10 detalha a distribuição mensal desta carga, permitindo visualizar a dinâmica sazonal entre o sistema *Falcon* e o grupo de geradores a diesel:

- Desempenho à cota de 10 m: Neste patamar, a central térmica suporta quase a totalidade da procura, sendo residual o contributo do *kite*, dada a escassez de recurso eólico à superfície.
- A altitudes superiores: À medida que a altitude operacional aumenta para os 900 m, a produção do sistema AWE torna-se significativamente mais expressiva. Consequentemente,

a vantagem da operação a 900 m não reside numa maior estabilidade do fluxo ¹, visto que a variabilidade absoluta é até incrementada devido aos episódios de corte por excesso de vento no inverno, mas sim na elevação do patamar mínimo de velocidade.

- **Compensação sazonal:** Este facto é comprovado ao observar que, nos meses de menor recurso eólico (maio a agosto), o sistema a 900 m produz com uma margem de potência muito superior à registada a 300 m. A energia "perdida" nas paragens por vento forte a grande altitude é recompensada pela capacidade de produção em períodos onde os patamares inferiores estariam em repouso por falta de vento.
- **Redução do esforço térmico:** Observa-se uma redução acentuada na produção térmica necessária (curva laranja), especialmente em meses de transição, onde o sistema AWE assume uma fatia maior do abastecimento.

Em suma, este perfil mensal confirma que o foco do projeto deve recair na maximização da energia eólica total anual, embora os grupos geradores a diesel assegurem a base do abastecimento. O sistema AWE em altitude elevada reduz de forma mais robusta o esforço da geração diesel ao longo de todo o ano.

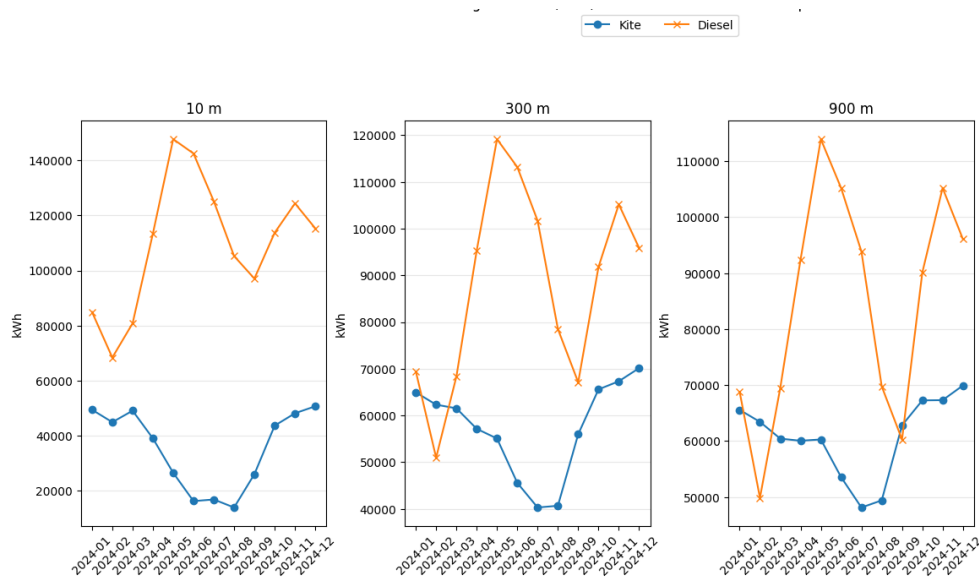


Figura 3.10: Produção mensal de energia do sistema Falcon e do grupo de geradores para diferentes altitudes com 1 kite.

¹Devido à simplicidade do modelo adotado para a extrapolação vertical do vento.

Como observado na implementação de uma única unidade cobre apenas cerca de metade das necessidades anuais da ilha. No entanto, a introdução de uma segunda unidade AWES altera radicalmente o paradigma energético local. Conforme ilustra a Tabela 5.8, a configuração com dois *kites* permite que, a partir dos 400 m de altitude, a produção ultrapasse os 1,4 GWh, assegurando aproximadamente 82 % da procura anual e reduzindo a geração térmica para 418,1 MWh.

Tabela 3.3: Energia anual produzida pelas duas unidades AWES e pelo grupo de geração a diesel e horas de funcionamento do diesel em função da altitude operacional.

Altitude (m)	Energia/2 kites (kWh)	Energia/Diesel(kWh)	Horas anuais diesel
10	849 217,276	925 812,622	7576,0
50	1 133 410,970	661 281,840	6786,0
100	1 238 691,874	563 822,814	6459,0
150	1 293 314,812	514 158,111	6259,0
200	1 328 770,418	482 186,735	6123,0
250	1 354 407,056	458 995,226	6032,0
300	1 373 302,128	442 156,382	5966,0
350	1 387 996,492	429 130,270	5907,0
400	1 400 446,562	418 054,257	5868,0
450	1 410 466,378	409 199,801	5826,0
500	1 418 871,686	401 837,625	5788,0
550	1 426 242,282	395 323,587	5763,0
600	1 432 129,008	390 169,085	5730,0
650	1 437 214,030	385 734,543	5703,0
700	1 441 685,172	381 900,216	5695,0
750	1 445 947,200	378 202,926	5672,0
800	1 449 599,158	375 121,156	5664,0
850	1 452 722,782	372 368,927	5653,0
900	1 456 471,356	369 084,594	5632,0
950	1 459 256,300	366 661,101	5626,0
1000	1 461 499,134	364 826,446	5615,0
1100	1 465 328,920	361 561,958	5608,0
1200	1 466 969,294	360 402,941	5595,0
1300	1 468 531,086	359 212,061	5588,0
1400	1 470 160,936	357 933,874	5576,0
1450	1 470 634,502	357 631,170	5568,0

***O número de horas baseia-se na atuação necessária do grupo de geradores.*

Em patamares superiores, como aos 900 m, a eficácia é ainda mais pronunciada: a quota renovável atinge os 1,456 GWh, cobrindo cerca de 84 % das necessidades totais. Esta transição

permite reduzir o funcionamento anual dos grupos geradores de 8784 para apenas 5626 horas. Esta redução não só valida a robustez da solução proposta, como representa uma economia direta em custos de manutenção e uma diminuição drástica na dependência de combustíveis fósseis, aproximando a ilha da meta da autossuficiência energética.

A análise do desempenho mensal para a configuração multiunitária reforça as observações técnicas efetuadas no cenário de uma única unidade, consolidando a eficácia da operação em altitudes elevadas para a maximização da penetração renovável. A Figura 3.12 detalha a interação entre a produção dos dois sistemas *kite* e a central térmica:

- **Desempenho à cota de 10 m:** Tal como verificado no cenário anterior, a produção renovável à superfície é insuficiente para alterar significativamente a dependência térmica. A central diesel continua a suportar a base da carga, com picos mensais de geração superiores a 120 000 kWh, particularmente nos meses de maio e junho.
- **Inversão de prelevância (300 m e 900 m):** A introdução da segunda unidade permite que, a partir dos 300 m, a produção eólica supere consistentemente a térmica na maioria dos meses. A 900 m, esta inversão é ainda mais acentuada, com a produção renovável a estabilizar-se acima dos 100 000 kWh mensais durante quase todo o ciclo anual.
- **Gestão de ventos fortes e margem mínima:** Reitera-se o fenómeno observado no caso de um único *kite*: nos meses de inverno rigoroso (janeiro e fevereiro), a produção a 900 m é ligeiramente inferior à registada a 300 m. Como já fundamentado, a vantagem desta cota não reside na estabilidade absoluta², mas na elevação do patamar mínimo de velocidade durante os meses de verão (maio a agosto), onde a produção é drasticamente superior à de cotas mais baixas.
- **Minimização da geração térmica:** O impacto na central diesel é severo nesta configuração. À cota de 900 m, a necessidade de geração térmica desce para valores residuais em vários meses, aproximando-se dos 10 000 kWh em períodos como fevereiro e agosto. Isto demonstra uma redução drástica do esforço mecânico dos grupos geradores a diesel e do consumo de combustível fóssil.

Em conclusão, a configuração de dois *kites* a 900 m valida que o sacrifício pontual de produção em meses de mais ventosos é largamente compensado pela robustez do sistema em períodos de vento fraco. Esta estratégia não só eleva a produção total anual, como permite que a central térmica opere essencialmente como sistema de reserva e compensação marginal.

²Devido à simplicidade do modelo adotado para a extrapolação vertical do vento.

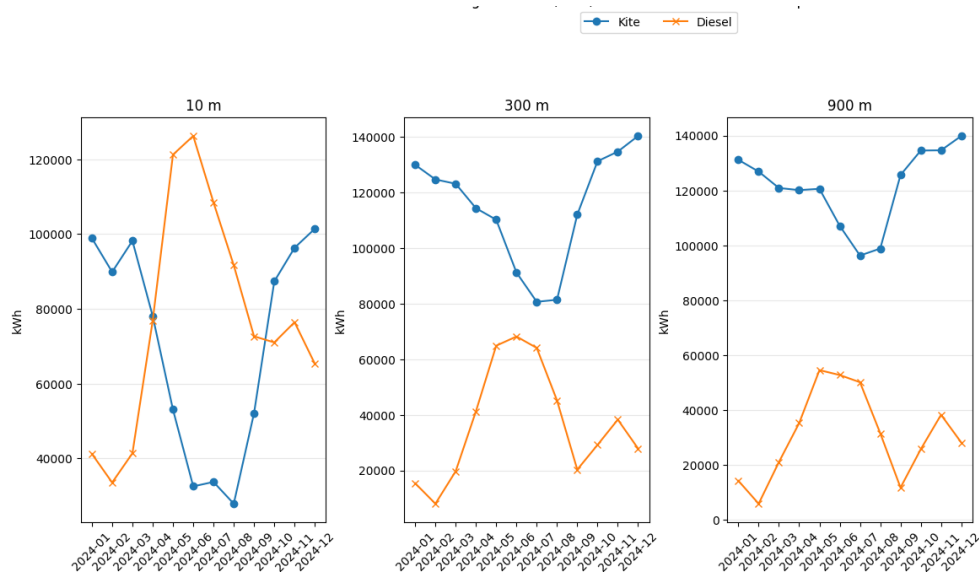


Figura 3.11: Produção mensal de energia do sistema Falcon e do grupo de geradores para diferentes altitudes com 2 *kites*.

Ainda que a configuração com duas unidades assegure uma parcela significativa da procura energética, atingindo níveis de autonomia na ordem dos 84 % em 900 metros, a totalidade do consumo anual de 1,743 GWh permanece por suprimir. Neste contexto, procede-se à avaliação de um cenário composto por três unidades, com o intuito de aferir a viabilidade de atingir o pleno abastecimento através de tecnologia AWES.

A análise dos dados sistematizados na Tabela 3.4 permite confrontar o desempenho da configuração de três unidades com os restantes cenários em estudo. Observa-se que, embora o incremento para uma terceira unidade assegure uma redução de 50,97 % na produção térmica a diesel (à altitude de 900 m) face ao cenário de dois *kites*, a intermitência intrínseca do recurso eólico dita a necessidade de manter o grupo gerador em constante prontidão. Em suma, esta unidade adicional acarreta um aumento substancial no *CapEx*, revelando-se o benefício marginal na redução do consumo de combustível insuficiente para amortizar os custos de aquisição e instalação. Consequentemente, esta configuração apresenta-se economicamente inviável no contexto atual, dado que os custos de capital superam as poupanças operacionais geradas.

Tabela 3.4: Energia anual produzida pelas três unidades AWES e pelo grupo de geração a diesel e horas de funcionamento do diesel em função da altitude operacional.

Altitude (m)	Energia/3 kites (kWh)	Energia/GG (kWh)	Horas GG
10	1 273 825,914	713 239,364	5710
700	2 162 527,758	192 063,996	1776
750	2 168 920,800	188 977,393	1738
800	2 174 398,737	186 341,157	1714
850	2 179 084,173	183 988,100	1683
900	2 184 707,034	180 960,763	1663
950	2 188 884,450	178 772,479	1641

*GG refere-se ao grupo de geradores a diesel.

**Valores simulados para a operação simultânea de 3 unidades.

Esta análise permite concluir que o aumento da produção para níveis superiores a 2 GWh não se traduz numa melhoria da eficácia do sistema, representando antes um desperdício de potencial eólico e de capital. Por conseguinte, a implementação de uma terceira unidade revela-se inviável, tanto do ponto de vista económico como técnico, confirmando que a configuração de dois *kites* constitui o limite de viabilidade e o ponto de equilíbrio operacional para o contexto em estudo.

3.5.1 Dimensionamento e integração do armazenamento de energia

A viabilidade de um sistema baseado em fontes intermitentes, como o AWES, depende criticamente da capacidade de gerir o desfasamento entre a produção e o consumo [3]. No contexto da ilha do Corvo, a seleção da tecnologia de armazenamento é ditada por um compromisso entre maturidade técnica e eficiência operacional [67].

Embora o hidrogénio se destaque pela capacidade de armazenamento sazonal de longo prazo, apresenta uma "eficiência de ciclo" reduzida devido às perdas nas fases de eletrólise e reconversão [55, 68]. Em contraste, os sistemas de armazenamento eletroquímico por baterias (BESS) oferecem eficiências superiores a 90% e uma resposta dinâmica quase instantânea, sendo a solução mais económica para gerir variações de curto e médio prazo em micro-redes isoladas [37, 41]. Por estes motivos, este estudo foca-se exclusivamente na integração de baterias de ião de lítio como pilar de estabilidade do sistema [57].

Nesta fase da análise, procede-se à avaliação da operação conjunta de duas unidades *kite* com a central de geração a diesel, integrando um sistema de armazenamento de energia por baterias (BESS). É importante salientar que, no cenário de unidade individual (caso I), a inclusão

de armazenamento revelou-se tecnicamente inviável devido à inexistência de excedentes energéticos provenientes do sistema AWE, uma vez que o grupo gerador a diesel opera em regime contínuo para suprir a totalidade da carga não atendida, ou seja, ele irá trabalhar todas as horas do ano.

Com a transição para uma configuração multiunitária, torna-se pertinente testar diferentes capacidades nominais de armazenamento para otimizar o despacho energético. As capacidades selecionadas para análise nesta dissertação situam-se entre os 2,5 MWh e os 10,0 MWh. Considerando um rendimento sistémico de 90 %, valor que será tecnicamente fundamentado no capítulo subsequente, as capacidades reais de armazenamento utilizável encontram-se sistematizadas na Tabela 3.5.

Tabela 3.5: Relação entre capacidade nominal e capacidade real (eficiência de 90 %).

Capacidade Nominal	Eficiência	Capacidade Real
2,5 MWh	90 %	2,25 MWh
3,0 MWh	90 %	2,70 MWh
5,0 MWh	90 %	4,50 MWh
6,0 MWh	90 %	5,40 MWh
10,0 MWh	90 %	9,00 MWh

A análise comparativa do desempenho do sistema híbrido, detalhada na Tabela 3.6, demonstra que, apesar das melhorias significativas na penetração renovável, a independência total face aos combustíveis fósseis permanece inalcançável. Mesmo com a implementação de um sistema de armazenamento de elevada capacidade (9,00 MWh), a ilha do Corvo não atinge a plena autossuficiência energética. No cenário operacional mais eficiente, correspondente a dois *kites* a operar a 900 m de altitude com uma capacidade de (9,00 MWh), a necessidade de intervenção da central térmica situa-se nos 299,62 MWh anuais.

Este valor confirma que, embora a dependência do *diesel* seja reduzida para apenas 17,6 % da procura total estimada (uma redução de 82,4 % face ao cenário de referência), a central a diesel mantém um papel indispensável para garantir a segurança do abastecimento. Em suma, os dados revelam que o armazenamento de energia, independentemente da escala testada, não elimina a natureza híbrida do sistema. A variabilidade intrínseca do recurso eólico obriga a que a geração térmica permaneça como salvaguarda necessária para colmatar períodos de intermitência renovável prolongada, conforme ilustrado no perfil de produção da Figura 3.12.

Tabela 3.6: Desempenho do sistema híbrido para diferentes altitudes e capacidades de bateria (B_{cap} em MWh reais).

Altitude	Bat 2,25 MWh		Bat 2,70 MWh		Bat 4,50 MWh		Bat 5,40 MWh		Bat 9,00 MWh	
	Diesel	Bat.	Diesel	Bat.	Diesel	Bat.	Diesel	Bat.	Diesel	Bat.
10 m	897228,9	28583,7	896351,7	29460,9	894551,7	31260,9	894286,5	31526,1	894286,5	31526,1
700 m	327190,4	54709,8	325182,6	56717,6	321371,0	60529,2	319571,0	62329,2	312908,1	68992,1
750 m	323465,1	54737,9	321334,8	56868,1	317559,3	60644,0	315759,3	62444,0	308577,3	69625,6
800 m	320439,0	54682,1	318346,4	56774,8	314503,4	60617,8	312703,4	62417,8	305503,4	69617,8
850 m	317730,3	54638,6	315703,0	56665,9	311174,7	60604,3	309964,7	62404,3	302764,7	69604,3
900 m	314755,4	54329,2	312780,4	56304,2	308621,6	60463,0	306821,6	62262,9	299621,6	69462,9

Nota: Valores de energia expressos em kWh. Diesel representa a produção térmica e Bat. o consumo da energia armazenada.

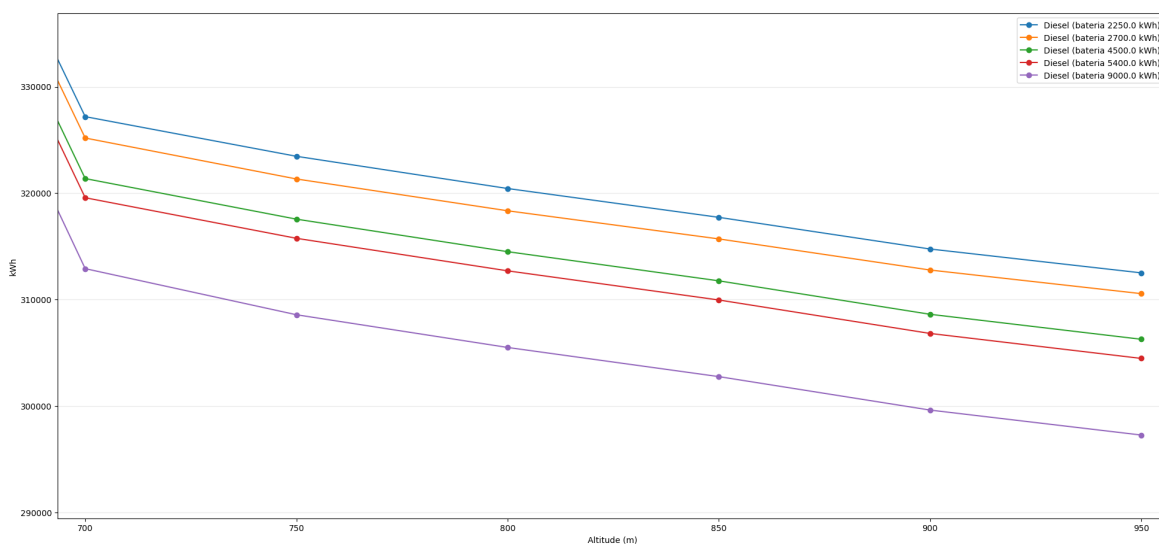


Figura 3.12: Impacto da produção do grupo de geradores a diesel consoante a capacidade do BESS (configuração de 2 kites).

3.6 Conclusão

O estudo técnico desenvolvido ao longo deste capítulo permitiu validar a viabilidade da tecnologia como solução estruturante para a transição energética da ilha. Através de uma modelação horária, que correlacionou o desempenho do sistema *Falcon* com o perfil de consumo sintético, foi possível identificar a configuração que maximiza a autonomia energética da região.

A análise do recurso eólico confirmou que a exploração de ventos em altitude não elimina a sazonalidade intrínseca da região, verificando-se inclusive uma amplificação da amplitude térmica absoluta entre as estações³. No entanto, esta estratégia revela-se determinante ao elevar o patamar mínimo de velocidade do vento, garantindo que, mesmo durante o período estival, o recurso se mantenha acima do limiar de produção eficiente do sistema AWES, assegurando uma continuidade operacional. A definição do patamar operacional de 900 m revelou-se a escolha técnica mais equilibrada, aproveitando correntes de vento mais estáveis e intensas. Como demonstrado, a esta altitude, a configuração de dois *kites* apresenta-se como o ponto de equilíbrio operacional, conforme sistematizado na Tabela 3.7.

Tabela 3.7: Resumo do desempenho operacional a 900 m com 2 *kites*.

Altitude (m)	Energia/2 <i>kites</i> (kWh)	Energia/Grupo diesel (kWh)	Horas Anuais diesel
900	1 456 471,356	369 084,594	5632,0

Nota: O número de horas representa o tempo de atuação necessário do grupo de geradores.

Esta configuração permite que a sistema AWE assegure aproximadamente 84 % da procura anual da ilha. No entanto, a intermitência intrínseca do vento impede a eliminação total da geração térmica, mantendo-se a necessidade de operação do grupo de geradores durante 5632 horas anuais para garantir a estabilidade da rede. Para otimizar o aproveitamento dos excedentes gerados nos períodos de vento forte, a integração de sistemas de armazenamento por baterias revelou-se uma opção. A Tabela 3.8 detalha o impacto de diferentes capacidades de bateria no balanço energético final para a cota de 900 m.

Tabela 3.8: Impacto da capacidade de bateria no desempenho do sistema híbrido a 900 m com 2 unidades AWES.

Capacidade da Bateria	Geração Diesel [kWh]	Uso da Bateria [kWh]
Bat 2,25 MWh	314 755,4	54 329,2
Bat 2,70 MWh	312 780,4	56 304,2
Bat 4,50 MWh	308 621,6	60 463,0
Bat 5,40 MWh	306 821,6	62 262,9
Bat 9,00 MWh	299 621,6	69 462,9

Em suma, os resultados demonstram que, embora a introdução de armazenamento reduza significativamente a necessidade de geração térmica (atingindo um mínimo de 299,62 MWh

³Devido à simplicidade do modelo adotado para a extrapolação vertical do vento.

com uma bateria de 9,00 MWh, o sistema mantém a sua natureza híbrida. A central a diesel permanece como uma salvaguarda indispensável para colmatar períodos de calmaria prolongada.

Capítulo 4

Arquitetura do sistema e metodologia de cálculo dos componentes

O presente capítulo dedica-se à sistematização da arquitetura do sistema e à definição da metodologia de cálculo para os diversos componentes que integram a solução em estudo. A modelação de custos e a definição de métricas de projeto constituem pilares fundamentais para a caracterização de sistemas AWE. Conforme defendido por [38], o estabelecimento de um modelo económico de referência é essencial tanto para a indústria como para a investigação científica, permitindo aferir a viabilidade e competitividade de implementações específicas através de dados atualizados do setor. A Figura 4.1 apresenta a decomposição hierárquica utilizada nesta dissertação para a análise do sistema *Falcon*.

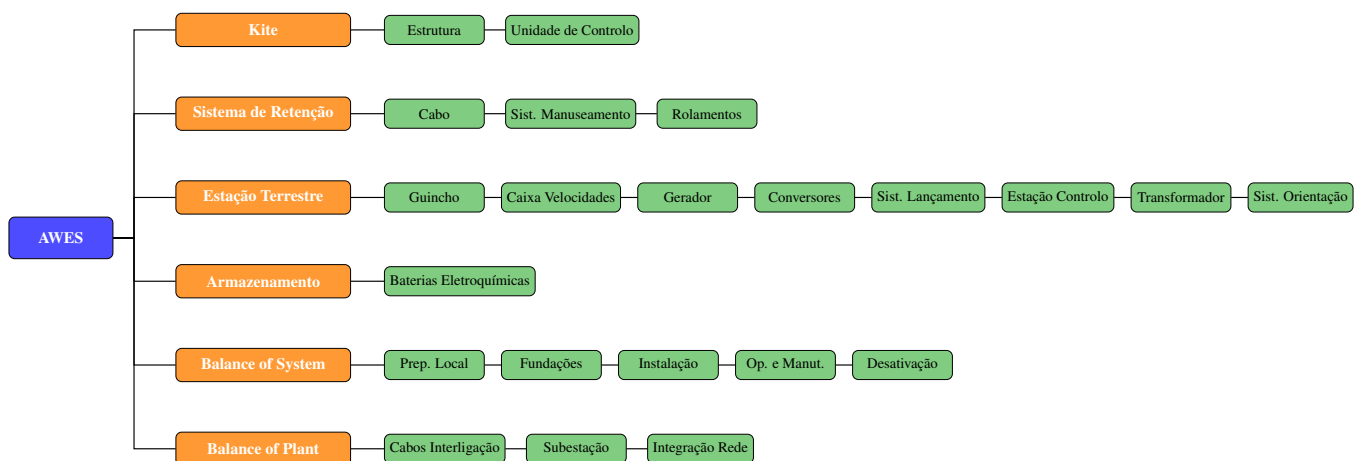


Figura 4.1: Decomposição dos componentes de custo do sistema AWES, incluindo o sistema de armazenamento como categoria principal.

Complementarmente, a Figura 4.2 ilustra a disposição física e estrutural do modelo *Falcon*, os seus componentes fundamentais podem ser descritos da seguinte forma [64]:

1. **Estação terrestre:** Unidade responsável pela conversão da energia mecânica captada pelo *kite* em energia elétrica. Integra o sistema de guincho que, durante a fase de recuperação, utiliza o gerador em modo motorizado para recolher o cabo.
2. **Cabo de tração:** Elemento de ligação de alta performance fabricado em *Dyneema*, caracterizado pela sua elevada resistência à tração e reduzido peso específico.
3. **Unidade de controlo do kite (KCU):** Dispositivo eletromecânico que executa os comandos de voo e regula a força de tração. Estabelece a comunicação sem fios entre os sensores integrados na asa e a estação terrestre.
4. **Kite:** Composto por uma membrana insuflável e estrutura tubular reforçada, projetado para maximizar a sustentação aerodinâmica mantendo uma massa mínima.

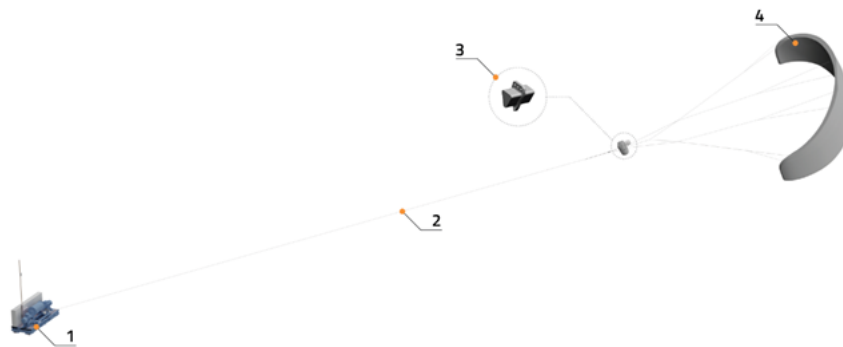


Figura 4.2: Representação estrutural do sistema Falcon, da Kitepower [64].

4.1 Custos associados a uma estrutura AWES

Estabelecida a arquitetura dos componentes do sistema AWE, procede-se à análise detalhada dos custos individuais de cada elemento. As formulações e os modelos de custo doravante apresentados foram integralmente derivados do relatório técnico "*Reference Economic Model for Airborne Wind Energy Systems*", publicado pela *IEA Wind TCP Task 48* em 2024 [34]. Uma vez que o referido relatório coincide com o ano de início do presente projeto (2024), não são aplicados ajustes de preço ou correções inflacionistas às constantes fornecidas, assumindo-se que estas representam os valores de mercado atuais. Este modelo tem como desígnio estabelecer

uma base de custos transparente para sistemas AWE, viabilizando uma avaliação rigorosa tanto das despesas de capital como das despesas operacionais.

4.1.1 Kite

O *kite* constitui o elemento central do sistema AWE, sendo responsável pela captação da energia cinética do vento e pela sua subsequente conversão em energia mecânica, através da força de tração exercida sobre o cabo. De acordo com a descrição técnica do *Falcon*, o *kite* apresenta uma estrutura híbrida que combina uma membrana insuflável com um esqueleto rígido em fibra de vidro [64]. Esta simbiose resulta numa estrutura leve e resistente, onde a componente insuflável confere flexibilidade, enquanto a fibra de vidro assegura a estabilidade geométrica necessária para maximizar a sustentação e minimizar o consumo energético nas fases de descolagem e recolha.

4.1.1.1 Estrutura e Fabricação

A área plana do *kite* varia entre 60 m² e 80 m², correspondendo à área total projetada quando a estrutura se encontra totalmente estendida [64]. Para efeitos de cálculo de custos, a área real da membrana, (A), é estimada a partir da área projetada, (A_p), através da relação geométrica:

$$A = \frac{25}{18} A_p. \quad (4.1)$$

O custo de fabrico da estrutura, (C_{str}), é determinado em função da área real e dos custos unitários dos materiais, conforme definido pela equação:

$$C_{str} = (p_{tecido} + p_{linhas}) \cdot A, \quad (4.2)$$

onde $p_{tecido} = 45 \text{ €/m}^2$ e $p_{linhas} = 8 \text{ €/m}^2$ representam, respetivamente, os custos unitários do tecido técnico e das linhas de suspensão. Nesta análise, negligenciam-se os efeitos do alongamento e do *design* específico no custo final.

4.1.1.2 Unidade de controlo

A unidade de controlo, *KCU*, integra a totalidade dos sistemas eletrónicos embarcados, incluindo o *hardware* de comunicação, sensores de navegação e unidades de processamento. Devido aos

requisitos de redundância e às exigências de certificação de grau aeronáutico, estes sistemas representam uma parcela significativa do investimento. Para o protótipo em estudo, o custo da unidade de controlo é assumido como um valor fixo, independente da escala do *kite*:

$$C_{\text{unidade_controlo}} = 15\,000 \text{ €}. \quad (4.3)$$

4.1.1.3 Resumo dos custos associados ao *kite*

O custo total do *kite*, $C_{\text{Total_kite}}$, é obtido pelo somatório das componentes estrutural e eletrónica. Considerando a configuração de maior dimensão ($A_p = 80 \text{ m}^2$), o cálculo é detalhado de seguida:

$$C_{\text{str}} = (45 + 8) \cdot \left(\frac{25}{18}\right) \cdot 80 = 5\,889 \text{ €}. \quad (4.4)$$

$$C_{\text{Total_kite}} = C_{\text{str}} + C_{\text{unidade_controlo}} = 20\,889 \text{ €}. \quad (4.5)$$

4.1.2 Sistema de tração e retenção

O cabo estabelece a ligação crítica entre o *kite* e a estação terrestre, sendo responsável pela transmissão da energia mecânica. Em sistemas de geração no solo, este componente está sujeito a elevados esforços mecânicos de natureza cíclica, o que exige materiais com elevada relação resistência-peso e resistência à fluência. No caso do *Falcon*, utiliza-se a fibra Dyneema DM20, cujas propriedades garantem a integridade estrutural em operações de longa duração sob tensão constante [17].

4.1.2.1 Dimensionamento e seleção do cabo

O dimensionamento do diâmetro nominal baseia-se na carga de trabalho máxima, MWL, e na aplicação de um fator de segurança, SF. Para o sistema *Falcon*, a força de tração máxima atinge os 2 500 kg. Adotando as recomendações da norma CI 1500 para cordas de HMPE sujeitas a fadiga cíclica [10], estabeleceu-se um SF alvo de 5:1, resultando numa carga de rotura mínima, MBL, necessária de 12 500 kg:

$$MBL = MWL \times SF = 2\,500 \times 5 = 12\,500 \text{ kg}. \quad (4.6)$$

Conforme sistematizado na Tabela 4.1, o diâmetro de 14 mm foi selecionado como a solução ótima, garantindo um SF real de 5,64 e uma robustez adequada face à fadiga e aos picos de tensão inerentes ao voo.

Tabela 4.1: Análise comparativa de diâmetros nominais para o cabo Dyneema.

Diâmetro (D)	MBL Estiado	Análise Técnica
12 mm	11 300 – 14 280 kg	Opção limite: risco de subdimensionamento.
14 mm	14 100 – 16 500 kg	Opção ideal: garante $SF > 5:1$.
16 mm	17 500 kg	Conservadora: aumento excessivo de custo/massa.

4.1.2.2 Análise de custos e vida útil

O custo do sistema de retenção integra o cabo, o sistema de manuseamento e os rolamentos. O custo do cabo (C_{cabo}) escala com a sua massa total (M_t), considerando um preço unitário $p_t = 80 \text{ €/kg}$ para fibras com revestimento:

$$M_t = \rho_t \cdot \pi \cdot \left(\frac{d_t}{2}\right)^2 \cdot L. \quad (4.7)$$

$$C_{\text{cabo}} = p_t \cdot M_t. \quad (4.8)$$

Complementarmente, os custos do sistema de manuseamento e rolamentos são estimados em função da força máxima de tração ($F_{\text{cabo,max}}$), baseando-se em componentes análogos da indústria eólica:

$$C_{\text{manuseamento}} = 50 \cdot \sqrt{F_{\text{cabo,max}}}. \quad (4.9)$$

$$C_{\text{rolamentos}} = 40 \cdot \sqrt{F_{\text{cabo,max}}}. \quad (4.10)$$

No que concerne aos custos operacionais (OpEx), a fadiga por flexão e a fluência constituem os fatores críticos no dimensionamento e na determinação de falhas estruturais do cabo. A fadiga por flexão é particularmente relevante em sistemas de geração terrestre, manifestando-se de forma acentuada durante a fase de desenrolamento, onde o cabo é submetido a condições de tração elevada enquanto percorre o guincho e as roldanas de desvio.

O número de ciclos até à falha, N_b , é modelado em função da tensão aplicada, σ_t , e da razão de curvatura entre o diâmetro do guincho (d_{drum}) e o diâmetro do cabo (d_t). Para o intervalo de tensões $0,2 \leq \sigma_t \leq 0,8 \text{ GPa}$, esta relação é expressa pela Equação (4.11):

$$N_b = 10^{a_1 - a_2 \sigma_t}, \quad (4.11)$$

onde os coeficientes a_1 e a_2 variam consoante a razão d_{drum}/d_t , conforme sistematizado na Tabela 4.2. Observa-se que um aumento na dimensão do guincho resulta num incremento de a_1 , elevando exponencialmente a vida útil do componente.

Tabela 4.2: Parâmetros a_1 e a_2 em função da razão d_{drum}/d_t [38].

d_{drum}/d_t	10	20	30	100
a_1	5,4	5,8	6,1	6,5
a_2	2,6	2,6	2,6	2,6

A vida útil operacional do cabo, $L_{t,\text{flexao}}$, é determinada através da Regra de Miner [40], para o somatório de dano linear acumulado:

$$L_{t,\text{flexao}} \cdot N_{\text{flexao}} \int_{v_{w,\text{cut-in}}}^{v_{w,\text{cut-out}}} \frac{f(v_{w,\text{ref}})}{t_{\text{ciclo}}(v_{w,\text{ref}}) \cdot N_b(v_{w,\text{ref}})} dv_{w,\text{ref}} = 1, \quad (4.12)$$

nesta formulação, $N_{\text{flexao}} = 2$ contabiliza as passagens críticas pelo guincho e por uma roldana adicional. O termo $f(v_{w,\text{ref}})$ representa a distribuição de probabilidade da velocidade do vento e t_{ciclo} a duração do ciclo de carga. Finalmente, a frequência anual de substituição do cabo ($f_{t,\text{subs}}$), essencial para o cálculo das despesas operacionais, é dada por:

$$f_{t,\text{subs}} = \frac{1}{L_{t,\text{flexao}}}. \quad (4.13)$$

4.1.2.3 Resumo dos custos associados ao sistema de tração e retenção

A consolidação do investimento no sistema de retenção é apresentada na Equação 4.14, integrando as variáveis detalhadas na Tabela 4.3. O comprimento de cabo selecionado (450 m) excede a altitude operacional de 320 m apurada no Capítulo 3, uma vez que se considerou imperativo prever uma margem de segurança estrutural e operacional adequada ao sistema.

Tabela 4.3: Parâmetros de dimensionamento (Dyneema DM20).

Parâmetro	Símbolo	Valor
Comprimento do Cabo	L	450 m
Diâmetro Nominal	d_t	14 mm
Densidade do Material	ρ_t	970 kg/m ³
Força Máxima de Tração	$F_{\text{cabo,max}}$	25 000 N

$$C_{\text{total_sistema_retenção}} = C_{\text{cabo}} + C_{\text{manuseamento}} + C_{\text{rolamentos}} = 6374 \text{ €}. \quad (4.14)$$

4.1.3 Estação terrestre

A configuração específica da estação terrestre apresenta variações inerentes aos diversos conceitos de AWES. No âmbito dos sistemas de geração terrestre, a infraestrutura compreende:

1. o **guincho** responsável por suportar as solicitações mecânicas operacionais e pelo acondicionamento do cabo de tração;
2. a **caixa de velocidades, o gerador e os conversores de potência** asseguram a transmissão e conversão da potência mecânica em energia elétrica;
3. o **sistema de orientação** viabiliza o alinhamento da asa com a direção do vento;
4. o **sistema de lançamento e recolha** garante a execução controlada das manobras iniciais e finais de voo, salvaguardando a integridade do *kite*;
5. o **transformador** eleva a tensão gerada para os níveis da rede de distribuição, minimizando as perdas por efeito Joule durante a transmissão.

4.1.3.1 Guincho, caixa de velocidades e gerador

Nos sistemas AWE de geração terrestre, o guincho é o componente da estação terrestre onde o cabo de tração é enrolado durante a operação. Este componente traduz a força de tração do cabo sob a forma de entrada de potência rotacional para a cadeia de tração. É tipicamente uma estrutura cilíndrica oca, fabricada em materiais como alumínio ou aço, assumindo-se que o seu custo varia proporcionalmente à sua massa.

A massa do guincho é calculada em função do diâmetro do cabo, d_t , que determina o passo de enrolamento. É aplicado um desvio de segurança, $SF_{dt} \approx 1,1$, sobre o diâmetro do cabo. Adicionalmente, para contabilizar as "voltas mortas", é aplicado um fator de segurança sobre o comprimento do cabo, $SF_L \approx 1,1$, sendo obtida por:

$$M_w = \frac{\pi}{4} (d_w^2 - (d_w - 2t_w)^2) \cdot \frac{L \cdot SF_L}{\pi \cdot d_w} \cdot d_t \cdot SF_{dt} \cdot \rho_{mat}. \quad (4.15)$$

- d_w : diâmetro externo do guincho [m];
- t_w : espessura da parede do guincho [m];
- L : comprimento total do cabo[m];
- ρ_{mat} : densidade do material utilizado [kg/m³].

O dimensionamento da espessura do guincho visa assegurar a integridade estrutural face à força máxima exercida pelo cabo, onde $\hat{\sigma}_t$ corresponde à resistência da fibra do cabo. Para garantir que o guincho suporta esta carga, a mesma é igualada à resistência de tração do material do guincho, aplicada sobre uma secção transversal retangular de área $d_t \cdot t_w$:

$$F_{t,max} = \hat{\sigma}_{mat} \cdot d_t \cdot t_w. \quad (4.16)$$

Resolvendo em ordem à espessura da parede (t_w), obtém-se:

$$t_w = \left(\frac{\pi \hat{\sigma}_t}{4 \hat{\sigma}_{mat}} \right) \cdot d_t. \quad (4.17)$$

O custo do guincho é modelado proporcionalmente à sua massa através de um coeficiente unitário (p_w), cujos parâmetros para alumínio e aço são apresentados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4: Dados técnicos e de custo para materiais do guincho.

Parâmetro	Unidade	Alumínio	Aço
Custo unitário (p_w)	€/kg	10	7
Densidade (ρ)	kg/m ³	2700	7850
Resistência (σ_{mat})	MPa	300	500

A caixa de velocidades e o gerador constituem o núcleo da conversão energética. A caixa de velocidades ajusta o binário e a velocidade de rotação do guincho para patamares eficientes de funcionamento da máquina elétrica. Face à escassez de dados baseados no binário, os custos de ambos os componentes são modelados em função da potência mecânica de pico ($P_{n,pk}$) e da potência elétrica nominal (P_n):

$$C_{caixa_velocidades} = p_{1,caixa} \cdot P_{n,pk}, \quad (4.18)$$

$$C_{gerador} = p_{1,gerador} \cdot P_n, \quad (4.19)$$

onde $p_{1,caixa} = 70 \text{ €/kW}$ e $p_{1,gerador} = 120 \text{ €/kW}$. Para sistemas de geração no solo, assume-se que $P_{n,pk} \approx 2,5 \cdot P_n$.

Seleção e estimativa para o sistema Falcon

Para o sistema *Falcon* de 100 kW, selecionou-se o guincho elétrico da série AW053 da FE-crete [27]. Esta unidade caracteriza-se por uma arquitetura integrada, incorporando o gerador e os sistemas de transmissão numa estrutura compacta. Conforme a análise da Tabela 4.5, o modelo 1AW053-006 revelou-se a escolha ideal, garantindo uma força de tração de 6 toneladas e potência de 187 kW, o que providencia uma margem de segurança robusta face aos picos mecânicos de 2,5 toneladas exigidos.

Tabela 4.5: Análise de adequação da série AW053 ao sistema *Falcon*.

Modelo	Tração	Potência	Adequação (Necessário: 2,5 t / 100 kW)
1AW053-002	2 t	62 kW	Inadequado: Subdimensionado.
1AW053-006	6 t	187 kW	Melhor Escolha: Margem de segurança robusta.
2AW053-010	10 t	312 kW	Excessivo: CAPEX desnecessariamente elevado.

Através dos parâmetros técnicos detalhados na Tabela 4.6, obtidos a partir da ficha técnica da série AW053 [27], procedeu-se à estimativa económica, através da aplicação da equação da massa do guincho (4.15), das equações de custo (4.18) e (4.19), foi possível determinar o custo total do guincho:

$$C_{\text{Total_AW053}} = C_{\text{guincho}} + C_{\text{caixa_velocidades}} + C_{\text{gerador}} = 42\,383 \text{ €}. \quad (4.20)$$

Tabela 4.6: Especificações técnicas do guincho selecionado: modelo 1AW053-006.

Parâmetro	Unidade	Valor (1AW053-006)
Força de Tração	N	6
Potência	kW	187
Velocidade da linha	m/s	4
Velocidade da linha	m/s	25
Comprimento Total	m	1,81
Largura Total	m	1,2
Diâmetro do Guincho	mm	530

4.1.3.2 Conversores de potência

A interface eletrónica de um sistema AWE é composta por dois conversores de potência distintos, responsáveis por assegurar a estabilidade e a conformidade da energia injetada na rede. O custo de cada unidade é estimado mediante um escalonamento linear da sua potência nominal ($P_{n,cp}$), conforme a Equação (4.21).

$$C_{\text{conversores}} = p_{cp} \cdot P_{n,cp}, \quad (4.21)$$

onde o coeficiente de custo unitário assume o valor de $p_{cp} = 100 \text{ €/kW}$.

A cadeia de tração eléctrica integra as seguintes unidades funcionais:

Conversor do Gerador: Responsável por gerir a potência e a frequência variáveis provenientes do gerador acoplado ao guincho. O seu dimensionamento é determinado pela potência de pico que a máquina eléctrica pode atingir durante a fase de tração do ciclo de voo.

Conversor da Rede: Atua como a interface final entre o sistema e a infraestrutura eléctrica. Este conversor é dimensionado de acordo com a potência nominal de projeto, garantindo que a entrega de energia cumpre os requisitos de estabilidade da rede local.

Considerando a arquitetura da interface eletrónica descrita e aplicando a metodologia de cálculo apresentada, o custo total estimado para os conversores de potência é 28 700 €.

4.1.3.3 Sistema de lançamento e aterragem

O sistema de lançamento e aterragem (LA) é fundamental para assegurar a execução controlada destas manobras críticas, garantindo a integridade do *kite* e da estação terrestre. Para efeitos de estimativa económica, a função de custo foi adaptada utilizando coeficientes calibrados com base no estudo *Design Synthesis* da TU Delft [62]. A referida função é definida pela Equação (4.22).

$$C_{LA} = 10 \cdot M_k \cdot \sqrt{A}, \quad (4.22)$$

onde M_k representa a massa da asa [kg] e A a sua área superficial real [m²].

Com base nas propriedades físicas do *kite* selecionado e na metodologia descrita, o investimento total necessário para o sistema de lançamento e aterragem é 7 155 €.

4.1.3.4 Estação de controlo

A operação autónoma de um sistema AWE exige uma infraestrutura de controlo robusta e uma rede de sensores que assegurem a comunicação contínua entre o *kite* e a estação terrestre. O custo deste sistema é modelado em função da potência nominal elétrica do AWES (P_n), refletindo a complexidade incremental associada à escala do projeto, conforme a Equação (4.23).

$$C_{\text{controlo}} = 10960 \cdot P_n^{0,2}. \quad (4.23)$$

Com base na potência nominal de 100 kW do sistema em análise e aplicando a metodologia de escalonamento apresentada, o investimento necessário para a central de controlo é 2 753 €.

4.1.3.5 Transformador

A integração de um transformador de baixa tensão para média tensão (BT/MT) é indispensável para elevar a tensão gerada na estação terrestre para o nível da rede interna do parque. Conforme o princípio operacional detalhado na Secção 2.4, este procedimento visa mitigar as perdas por efeito Joule associadas à transmissão elétrica, uma vez que a elevação da tensão permite operar com correntes inferiores para a mesma potência transmitida, otimizando a eficiência global do sistema.

O custo do transformador (C_{trans}) é modelado em função da potência nominal elétrica (P_n) e da relação de transformação (wr), de acordo com a Equação (4.24).

$$C_{\text{trans}} = (3,06 \times 10^{-3} \cdot P_n + 610) \cdot e^{0,039 \cdot wr}. \quad (4.24)$$

Considerando que o gerador opera com uma tensão de saída de 500 V, em conformidade com os parâmetros de referência em Faggiani e Schmehl [26], e que o objetivo é atingir os 15 kV para assegurar a compatibilidade com a rede de distribuição da ilha, a relação de transformação (wr) é calculada como:

$$wr = \frac{V_{\text{secundário}}}{V_{\text{primário}}} = \frac{15\,000}{500} = 30. \quad (4.25)$$

Com base nestas condições e na aplicação da metodologia de custos apresentada, o investimento total no sistema de transformação é 1 966 €.

4.1.3.6 Sistema de orientação

O sistema de orientação consiste num mecanismo que controla a orientação do guincho e da cadeia de tração em relação à direção do vento. Este sistema permite otimizar a extração de potência ao ajustar o alinhamento dos componentes para captar o máximo fluxo eólico incidente. Tipicamente, os sistemas de orientação incorporam sensores, atuadores e algoritmos de controlo para monitorizar continuamente a direção do vento e ajustar a orientação de forma correspondente. Prevê-se que estes custos escalem proporcionalmente à massa da estação de solo. No entanto, devido à escassez de dados e informações detalhadas, estes não são incluídos na modelação presente.

4.1.3.7 Resumo dos custos associados à estação terrestre

Com base na arquitetura detalhada e nos parâmetros técnicos do protótipo, os custos diretos estimados para a estação terrestre são consolidados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7: Estimativa de custos da estação terrestre para o sistema de 100 kW.

Item	Total (€)	Peso no CapEx
Guincho, Caixa e Gerador	42 383 €	51,1%
Conversores de Potência	28 700 €	34,6%
Sistema de Lanc. e Aterragem (LA)	7 155 €	8,6%
Estação de Controlo	2 753 €	3,3%
Transformador (BT/MT)	1 966 €	2,4%
Total Estação Terrestre	82 957 €	100%

4.1.4 Balance of system

O *Balance of system* (BoS) compreende todos os componentes auxiliares e infraestruturas necessárias para a implementação de uma unidade operacional de AWES. Estes custos apresentam uma volatilidade considerável, sendo influenciados pela escala do sistema e por condicionantes logísticas específicas, como a orografia do terreno e a infraestrutura preexistente. Com base na metodologia de [34], os custos associados ao BoS são detalhados de seguida, sendo aplicados ao cenário de 100 kW em análise.

Preparação do local e fundações

A preparação do local envolve a remoção de obstáculos e a regularização do terreno para garantir a segurança nas manobras de descolagem e aterragem. As fundações, por sua vez, asseguram a

estabilidade da estação terrestre face às cargas dinâmicas de operação. Os custos são estimados pelas Equações (4.26) e (4.27).

$$C_{\text{prep_local}} = p_{\text{prep_local}} \cdot P_n, \quad (4.26)$$

$$C_{\text{fund}} = p_{\text{fund}} \cdot P_n, \quad (4.27)$$

em que os custos unitários $p_{\text{prep_local}}$ e p_{fund} assumem os valores de 40 €/kW e 55 €/kW, respetivamente.

Instalação, comissionamento e manutenção

O comissionamento abrange a montagem, interligação à rede e ensaios de segurança, enquanto os custos de O&M do BoS incluem as manutenções e possíveis seguros anuais:

$$C_{\text{inst}} = p_{\text{inst}} \cdot P_n, \quad (4.28)$$

$$OM_{\text{BoS}} = p_{\text{BoS,OM}} \cdot P_n, \quad (4.29)$$

onde $p_{\text{inst}} = 40$ €/kW e $p_{\text{BoS,OM}} = 60$ €/kW/ano.

Desativação e desmantelamento

No final da vida útil, a desativação assegura o desmantelamento seguro das estruturas e a gestão de resíduos. Este custo é calculado como uma fração dos custos de instalação:

$$C_{\text{desat}} = f_{\text{inst}} \cdot C_{\text{inst}}, \quad (4.30)$$

em que $f_{\text{inst}} = 0,5$ é o fator de desativação adotado.

4.1.4.1 Resumo dos custos do BoS

Tendo em conta uma potência nominal $P_n = 100$ kW, os custos diretos estimados para uma unidade na ilha do Corvo são apresentados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8: Estimativa de custos do BoS para o sistema de 100 kW.

Item	Cálculo	Total
Preparação do local	40 €/kW $\times$ 100 kW	4 000 €
Fundações e Estrutura	55 €/kW $\times$ 100 kW	5 500 €
Instalação e Comissionamento	40 €/kW $\times$ 100 kW	4 000 €
Operação e Manutenção (anual)	60 €/kW/ano $\times$ 100 kW	6 000 €/ano
Desativação	0,5 $\times$ 4 000 €	2 000 €

No que concerne aos custos de operação e manutenção (O&M), por possuírem uma natureza anual e recorrente, são aplicados os devidos ajustes de preço e correções inflacionistas às constantes fornecidas, garantindo a atualização dos valores ao longo do ciclo de vida do projeto. Relativamente à fase de desativação, o montante previsto será indexado à taxa de inflação acumulada até ao ano de conclusão do projeto, assegurando a cobertura dos encargos reais à data do desmantelamento.

4.1.5 *Balance of plant*

Os componentes relativos ao *Balance of plant* (BoP) compreendem a totalidade dos elementos e infraestruturas de suporte de um parque eólico AWES, excluindo o custo intrínseco das unidades de geração. Estes custos assumem um papel preponderante na viabilidade económica do projeto, influenciando diretamente a otimização da configuração geral da central.

Infraestrutura elétrica e cabos de interligação

Os cabos de interligação asseguram a ligação da unidade AWES à subestação. O custo total ($C_{\text{total_CaboInterligação}}$) integra a aquisição de material e a instalação. O custo do material é função do comprimento (l) e da secção transversal (S), conforme as equações (4.31) e (4.32), enquanto a instalação é modelada pela equação (4.33).

$$C_{\text{MatCabo}} = C_{\text{cabo/km}} \cdot l. \quad (4.31)$$

$$C_{\text{cabo/km}} = (0,0003 \cdot S^2 - 0,01 \cdot S + 10) \cdot 1000. \quad (4.32)$$

$$C_{\text{InstCabo}} = 87000 \cdot l^{0,5}. \quad (4.33)$$

Para o sistema *Falcon* de 100 kW na ilha do Corvo, a intensidade de corrente nominal é conforme a equação seguinte:

$$I_N = \frac{100,000}{\sqrt{3} \cdot 15,000} \approx 3,849 \text{ A} \quad (4.34)$$

Por questões de integridade mecânica e disponibilidade comercial, selecionou-se o cabo de média tensão LXHIOV de 50 mm², com isolamento em XLPE e condutor em alumínio [44]. No que concerne à operação de uma unidade individual, procedeu-se à adoção de uma secção transversal de 50 mm². Face à reduzida magnitude da intensidade de corrente gerada pela unidade, a seleção do condutor é determinada pela secção mínima comercialmente disponível que assegure a necessária integridade mecânica da instalação. O cabo LXHIOV de 50 mm² garante uma capacidade de transporte de 175 A em regime enterrado e de 182 A em regime aéreo, conferindo

uma margem de segurança operacional substancial. O custo unitário por quilómetro para este componente é quantificado através da seguinte formulação matemática:

$$C_{\text{cabo/km}} = (0,0003 \cdot 50^2 - 0,01 \cdot 50 + 10) \cdot 1000 = 10250 \text{ €/km.} \quad (4.35)$$

Considerando a distância de implementação na Cova Vermelha à central da EDA (aprox. 2 km), o custo unitário do cabo é de 10 250 €/km. Aplicando o modelo de instalação, o custo total da infraestrutura de transporte de energia fixa-se em:

$$C_{\text{total_CaboInterligação}} = C_{\text{MatCabo}} + C_{\text{InstCabo}} = 143\,537 \text{ €}. \quad (4.36)$$

Subestação

Dada a proximidade do local de instalação do sistema AWE à subestação da ilha do Corvo, estimada entre 1,5 e 2 km, a estratégia de integração na rede privilegia a remodelação e expansão da infraestrutura existente em detrimento da construção de uma nova subestação dedicada. Esta opção técnica revela-se mais eficiente, não só pela redução direta no CAPEX, evitando a duplicação de equipamentos de proteção, mas também pela simplificação do licenciamento e da pegada ambiental no local. Assim, o modelo de custos contempla a instalação de um novo painel de chegada de linha em média tensão na subestação atual, assegurando a ligação direta através do cabo LXHIOV anteriormente especificado.

Esta atualização técnica foca-se na implementação de um novo barramento de Média Tensão, composto por três celas modulares de classe 24 kV (operando a 15 kV) no edifício de comando atual.

A solução proposta, fundamentada na análise de esquemas unifilares de parques eólicos de referência em Portugal Continental e adaptada à especificidade da rede isolada da ilha, concretiza-se através da instalação dos seguintes painéis de aparelhagem:

1. **Cela de entrada e proteção geral:** Esta cela constitui o ponto de interface principal entre o edifício de comando e o ramal do AWES. Dado que os AWES possuem transformadores elevadores integrados (0,5/15 kV), a energia é injetada no edifício de comando já em MT.
 - **Seccionador de corte:** Dispositivo que permite o isolamento visível e físico da instalação em relação à rede externa. É um elemento essencial para a segurança de pessoas e bens durante intervenções de manutenção;

- **Disjuntor motorizado:** Órgão de corte automático projetado para interromper correntes de carga e de curto-circuito. A inclusão de um motor de acionamento permite a gestão remota de manobras e a reposição de serviço através do sistema SCADA;
- **Transformadores de corrente:** Equipamentos de medida de dupla função, equipados com dois núcleos distintos, um destinado à alimentação dos relés de proteção para a detecção rápida de sobreintensidades e o outro com elevado rigor metrológico para a monitorização contínua dos fluxos de potência;
- **Seccionador de terra:** Garante a segurança dos operadores ao permitir a colocação dos cabos de chegada em curto-circuito com a terra, assegurando a ausência de tensão antes de qualquer intervenção direta nos barramentos ou cablagem.

2. Cella de medida de barramento

Esta cela é dedicada exclusivamente à monitorização dos parâmetros de tensão do barramento principal, operando em paralelo com o circuito de potência. Os seus componentes asseguram a interface entre a Média Tensão e os sistemas de controlo:

- **Proteção por fusíveis:** Dado que os transformadores de medida são equipamentos sensíveis, utilizam-se fusíveis limitadores para garantir a proteção do barramento principal contra eventuais falhas internas nestes componentes;
- **Transformadores de tensão:** Estes equipamentos realizam a conversão da tensão nominal de rede para valores seguros de instrumentação. Cada transformador possui dois enrolamentos secundários independentes com funções distintas:
 - **Primeiro enrolamento (medição):** Destina-se à monitorização rigorosa dos níveis de tensão, sendo utilizado para a contagem oficial de energia e faturação, garantindo que os dados de produção injetados na rede residencial são registados com precisão;
 - **Segundo enrolamento (proteção):** Serve para alimentar os relés de proteção do parque. Este enrolamento permite monitorizar anomalias como sobretensões ou subtensões, enviando o sinal para que os disjuntores atuem caso a estabilidade da rede da ilha esteja em risco.

3. Cella de saída para a rede residencial (ramal AWES / rede EDA)

Constitui a interface final de interligação, por onde a energia é expedida para alimentar a área residencial da ilha.

- **Disjuntor motorizado:** Permite o acoplamento ou desacoplamento do parque eólico. A motorização viabiliza a gestão remota de carga através do sistema SCADA. Dimensionado para uma corrente nominal superior, assegura o corte da energia proveniente da geração;
- **Seccionador de corte e de terra:** Dispositivos de segurança que asseguram o isolamento físico e a colocação à terra do ramal de saída, permitindo intervenções seguras na linha de distribuição residencial.
- **Transformadores de corrente:** Monitorizam a corrente total injetada na rede, enviando dados em tempo real para o controlo de despacho da central;
- **Sinalização de tensão:** Sistema de indicadores luminosos, ou capacitivos, que confirma visualmente se os cabos provenientes dos aerogeradores estão sob tensão, funcionando como um mecanismo adicional de segurança antes de qualquer manobra manual.

A interface com a rede de distribuição local ocorre no barramento principal de MT do edifício de controlo, designado como ponto de ligação comum. A nova cela de linha é interligada eletricamente a este barramento, permitindo que a potência gerada pelo *kite* flua para os alimentadores preexistentes. Desta forma, a energia é distribuída pelas cargas domésticas e industriais da ilha sem necessidade de reestruturação da rede de cablagem de jusante.

Com base numa análise comparativa de soluções técnicas e em consultas de mercado efetuadas junto dos principais fabricantes do setor, nomeadamente a Efacec [61] e a Schneider Electric [60], estabeleceu-se o custo previsional para o conjunto das três unidades funcionais, referente ao ano corrente de 2026:

$$C_{\text{celas, MT, AWES (2026)}} \approx 72\,000 \text{ €}. \quad (4.37)$$

Considerando que o ano de referência para a modelação económica global do projeto é 2024, para garantir a consistência com os dados do relatório *IEA Wind TCP Task 48* [34], torna-se imperativo transpor este montante para a respetiva base monetária. Este processo de deflação fundamenta-se no inverso da capitalização composta, recorrendo às taxas de inflação reais registadas pelo Instituto Nacional de Estatística [32] para o biénio em questão: 2,4% em 2024 e 2,3% em 2025. A formulação matemática aplicada para este ajuste é a seguinte:

$$\text{Valor}_{2024} = \frac{\text{Valor}_{2026}}{(1 + \text{Inf}_{2024}) \times (1 + \text{Inf}_{2025})}. \quad (4.38)$$

Desta forma, conclui-se que o custo das celas de Média Tensão, quando devidamente ajustado para o ano de referência de 2024, fixa-se em 68 731,67 €.

Sistema de gestão de energia e SCADA

A operação eficiente de uma micro-rede híbrida exige a integração de um sistema de supervisão, controlo e aquisição de dados (SCADA). Este sistema incorporará o servidor do gestor de energia (EMS), permitindo que o operador da EDA detenha o controlo centralizado e monitorize, numa interface única, todos os ativos de geração e caso houver o armazenamento. O EMS atua como a unidade lógica central, sendo responsável pela tomada de decisão em tempo real. Dada a arquitetura projetada para a ilha do Corvo, esta infraestrutura será instalada num quadro de comando e controlo centralizado, comunicando com as diversas celas da subestação via rede de fibra ótica.

A lógica de controlo do EMS foi projetada para ser modular, adaptando-se a duas configurações distintas. Numa primeira configuração, composta pelo sistema AWE e central diesel, o algoritmo foca-se na maximização da penetração eólica direta. Caso a produção do sistema AWE exceda a procura instantânea, o EMS atua sobre o sistema de controlo do *kite* para reduzir a extração de potência, garantindo que não ocorre injeção de energia inversa nos grupos diesel, os quais operam em modo de seguimento de carga para manter a estabilidade de frequência da rede.

Numa segunda configuração, que integra o sistema AWE, BESS e central diesel, o SCADA assume uma hierarquia operacional mais complexa para minimizar o consumo de combustível fóssil. Em cenários de excesso de produção, a energia excedentária é canalizada para o carregamento do BESS; atingido o estado de carga máximo, os grupos diesel são parados. Inversamente, perante a redução do recurso eólico, o EMS ordena a injeção imediata de energia pelo BESS, recorrendo ao arranque dos grupos diesel apenas quando a taxa de descarga do armazenamento ultrapassa o limite sustentável. Durante o período de ausência de vento, o SCADA gere a descarga controlada das baterias até ao limite de segurança, ponto em que a carga é comutada integralmente para os geradores térmicos.

Para assegurar esta interoperabilidade, a comunicação estrutura-se na monitorização de parâmetros elétricos (kW , V e Hz) via relés de proteção, na atuação remota sobre os disjuntores das celas e na interface direta com os painéis de controlo dos geradores. O operador pode ainda alternar entre o modo automático, onde o EMS otimiza o sistema em tempo real, e o modo que só há penetração diesel, um regime de contingência que garante a abertura galvânica das celas renováveis para manutenção em total segurança.

A estimativa de custos baseou-se no contrato n.º 9506168 (Portal BASE), relativo à atualização do SCADA da EDA em 2022. O valor de adjudicação de 249 017,92 € reflete o investimento necessário para garantir a interoperabilidade e a segurança lógica de uma infraestrutura elétrica no contexto açoriano, servindo de base para o CapEx do sistema de gestão de energia proposto para a Ilha do Corvo [49].

O valor de adjudicação foi atualizado para a base monetária de 2024 recorrendo ao princípio da capitalização composta, considerando os indicadores de inflação de 2,4% em 2022 e 2,3% de 2023 publicados pelo INE [32]. Assim, o investimento estimado para o sistema de controlo fixa-se em aproximadamente 279 984,30 €, conforme a Equação 4.39.

$$\text{Valor}_{2024} = \text{Valor}_{2022} \times (1 + \text{Inf}_{2022}) \times (1 + \text{Inf}_{2023}). \quad (4.39)$$

Montagem e comissionamento

Para além do investimento na aquisição dos equipamentos, o orçamento prevê os custos inerentes à montagem eletromecânica e ao comissionamento do sistema no local. Esta fase operativa compreende o posicionamento e fixação das celas, a interligação do barramento principal, à implementação de cabos, bem como a parametrização e ensaios dos relés de proteção. Para a concretização destes trabalhos, estimou-se a mobilização de uma equipa técnica constituída por quatro operacionais especializados, com o acompanhamento permanente de um técnico de higiene e segurança no trabalho, durante um período de cinco dias úteis.

A memória descritiva detalhada relativa à mão-de-obra e aos encargos logísticos específicos da ilha do Corvo encontra-se sistematizada no Anexo C. Em conformidade com este planeamento, o custo total de mão-de-obra e serviços de montagem foi estimado, para o ano de 2026, em 11 891,00 €.

Considerando que este montante é referente ao ano de 2026, torna-se necessário transpor o valor estimado de montagem e comissionamento para a base monetária de 2024, de forma a garantir a homogeneidade dos dados económicos. Este processo de deflação é efetuado através da formulação matemática, já detalhada na Secção 4.1.5, utilizando as taxas de inflação previstas pelo INE [32], de 2,4% para 2024 e 2,3% para 2025. Desta forma, o custo equivalente de mão-de-obra e serviços de montagem, quando reportado a valores de 2024, fixa-se em 11 351,23 €.

4.1.5.1 Resumo dos custos do BoP

Tendo em conta uma potência nominal $P_n = 100$ kW, os custos diretos estimados para uma unidade na ilha do Corvo são apresentados na Tabela 4.9.

Tabela 4.9: Resumo da estimativa de custos do BoP para o sistema de 100 kW.

Item	Descrição / Referência	Valor (€)
Cabos de interligação	Material e instalação (aprox. 2 km)	143 537
Subestação (Celas MT)	3 unidades funcionais (entrada, medida, saída)	68 731,67
Sistema SCADA e EMS	Licenciamento e integração de controlo	279 984,30
Montagem e comissionamento	Mão-de-obra especializada e logística	11 351,23

4.2 Custos associados a um sistema de armazenamento

Para o dimensionamento dos custos associados ao sistema BESS, a informação foi compilada a partir da dissertação de Fonseca, [55], e do relatório técnico do PNNL, [41], ambos analisados na Secção 3.5.1, que com base nestes estudos teóricos, optou-se pela utilização de baterias de Ião-Lítio.

Os parâmetros económicos e operacionais definidos para o modelo são os seguintes:

- **Custo de investimento:** Fixado em 1 140 €/kWh, valor que engloba não só as células da bateria, mas também o *BoP*, o *PCS* e o *BoS* [41, 56].
- **Custos de operação e manutenção (O&M):** Os custos fixos foram estabelecidos em 6,56 €/kWh/ano, enquanto os custos variáveis são de 0,0003 €/kWh/ano.
- **Vida útil:** Estimou-se um tempo de vida operacional de 15 anos [41, 56].
- **Rendimento Energético:** O sistema está associado a uma eficiência do ciclo combinado de carga/descarga de 90% [56].

No que concerne ao custo de investimento inicial, torna-se necessário proceder à atualização monetária dos valores, transitando de 2022, ano de publicação da literatura técnica de referência, para 2024, ano de referência do início do investimento. A metodologia de atualização adotada é idêntica à detalhada na Secção 4.1.5, fundamentando-se no princípio da capitalização composta dos índices de inflação. Consequentemente, o valor ajustado do investimento inicial fixa-se em 1 281,76 €/kWh.

Relativamente aos custos de operação e manutenção, estes serão sujeitos a ajustes anuais baseados na taxa de inflação verificada em cada período correspondente, garantindo a atualização dos encargos ao longo de toda a vida útil do projeto. Na Tabela 4.10 apresentam-se os custos unitários estimados para a integração do sistema BESS.

Tabela 4.10: Estimativa de custos unitários de investimento e operação por cada kWh de capacidade.

Item	Custo Unitário
Investimento Inicial (CapEx)	1 281,76 €/kWh
O&M Fixo Anual	4,10 €/kWh/ano*
O&M Variável	0,0003 €/kWh*

*Custos de O&M a serem ajustados para o ano correspondente

4.3 Substituição dos componentes

A viabilidade económica do sistema AWES na ilha do Corvo está estritamente dependente de uma modelação rigorosa do ciclo de vida dos seus ativos críticos. Diferentemente das tecnologias eólicas convencionais, a natureza dinâmica da operação e os esforços cíclicos impostos ao *kite* e ao cabo de tração requerem substituições periódicas programadas, com o intuito de salvaguardar a integridade estrutural e garantir a continuidade operacional do sistema. Nesse sentido, fundamentando-se nas especificações técnicas dos fabricantes e no regime de exploração previsto para as condições atmosféricas do Corvo, definiu-se o seguinte cronograma de substituição:

- **Substituição Bienal:** Engloba a estrutura têxtil do *kite* [36] e o cabo de tração, incluindo os respetivos acessórios de ligação [44]. Este procedimento representa um investimento periódico de 12 263 €, justificado pela vida útil limitada destes componentes [10].
- **Componentes da Estação Terrestre:** Inclui o guincho, a caixa de velocidades, o gerador, a unidade de controlo, os conversores de potência e o sistema de descolagem e aterragem, todos com uma vida útil estimada de 10 anos. Ressalva-se o transformador (BT/MT), cuja longevidade operacional é projetada para 20 anos [44].
- **Sistema de Armazenamento (BESS):** Conforme referido anteriormente, a vida útil das baterias está fixada em 15 anos [56]. Durante este período, os encargos de preservação do sistema são assegurados pelos custos de O&M fixos e variáveis.

O horizonte temporal do projeto fixa-se em 15 anos, em convergência com a vida útil expectável do sistema de armazenamento de energia. No que concerne aos encargos com a substituição de componentes ao longo do ciclo de vida do sistema, os montantes correspondentes serão ajustados anualmente com base na taxa de inflação prevista para o respetivo período de substituição. Esta metodologia assegura que as despesas operacionais refletem os custos reais de mercado à data da sua ocorrência.

4.4 Operação e manutenção

A componente de operação e manutenção (*OpEx*) é determinante para a viabilidade económica a longo prazo, englobando todos os encargos recorrentes necessários para garantir a disponibilidade técnica e a segurança dos ativos. No âmbito desta dissertação, os custos de O&M são desagregados em duas vertentes tecnológicas, permitindo uma aplicação modular consoante o cenário em análise: uma componente fixa associada às unidades AWES e, nos cenários aplicáveis, os encargos específicos do sistema de armazenamento por baterias.

4.4.1 Encargos operacionais do sistema AWE

Os custos de O&M para a tecnologia AWES baseiam-se no modelo de referência da *IEA Wind TCP Task 48* [34], como já visto na Secção 4.1.4. Estes encargos referem-se à manutenção preventiva e corretiva da infraestrutura terrestre (*Balance of System*), incluindo inspeções técnicas, seguros e gestão administrativa do parque. Conforme sistematizado na Tabela 4.11, estes custos são modelados em função da potência nominal instalada.

Tabela 4.11: Parâmetros de custos fixos de operação e manutenção para o sistema AWES (Base 100 kW).

Item	Custo Unitário	Periodicidade
O&M Fixo BoS	6000 €/ano	Anual
Operação e Gestão SCADA	Incluído no BoS	Anual

Nota: Exclui custos de substituição periódica de componentes críticos.

4.4.2 Encargos operacionais do sistema de armazenamento

Para os cenários que integram armazenamento eletroquímico, os custos de O&M são calculados em função da capacidade nominal instalada (*kWh*), como já explicado na Secção 4.2. A Tabela 4.12 detalha os custos fixos e variáveis que variam proporcionalmente à dimensão do banco de baterias.

Tabela 4.12: Estimativa de custos operacionais unitários (O&M) para o sistema BESS.

Item	Custo Unitário (Base 2024)
O&M Fixo Anual	4,10 €/kWh/ano*
O&M Variável	0,0003 €/kWh*

**Valores sujeitos a ajuste anual baseado na taxa de inflação.*

Esta estrutura permite refletir o impacto real da manutenção técnica no custo total do projeto.

4.5 Investimento de capital inicial

Considerando a implementação de uma unidade AWES individual ($n_u = 1$), o investimento de capital inicial é definido pelo somatório dos custos de capital do ativo, do *Balance of System* e do *Balance of Plant*:

$$ICC = C_{\text{CapEx}} + C_{\text{BoS}} + C_{\text{BoP}} \quad (4.40)$$

Em que:

- C_{CapEx} agrega os custos de todos os componentes da unidade (Custo total do kite, Custo total do cabo de tração, Custo total da estação terrestre);
- C_{BoS} contempla a preparação do local, as fundações e os trabalhos de instalação;
- C_{BoP} inclui a infraestrutura elétrica de suporte, nomeadamente cablagens, subestação e integração na rede.

Os valores detalhados para cada categoria de investimento, fundamentados nas especificações técnicas da unidade de 100 kW e na infraestrutura de suporte necessária, encontram-se sistematizados na Tabela 4.13. No que concerne ao sistema de armazenamento de energia, o custo unitário fixou-se em 1 281,76 €/kW. Este montante é abrangente, englobando não apenas as células de bateria, mas também o BoP, o sistema de conversão de potência e BoS.

Tabela 4.13: Investimento de capital inicial para um sistema AWE.

Descrição	Custo [€]
<i>CapEx</i> - Componentes da Unidade	110 220
Sistema de Kite	20 889,00
Cabo de Tração	6 374,00
Estação Terrestre	82 957,00
<i>BoS</i> - Balance of System	15 500,00
Preparação do Local, Fundações e Instalação	13 500,00
Provisão para Descomissionamento	2 000,00
<i>BoP</i> - Balance of Plant	503 604,2
Cabo Interligação	143 537,00
Infraestrutura MT e Montagem	80 082,9
Sistema SCADA e Gestão de Energia	279 983,30
Total do Investimento	629 324,2

4.6 Conclusão

O presente capítulo permitiu consolidar a arquitetura técnica e a metodologia de cálculo de custos necessária para a caracterização do sistema AWE *Falcon*, bem como das infraestruturas de suporte indispensáveis à sua operação. Através da decomposição sistemática dos componentes, desde *kite* e cabo de tração até à estação terrestre e aos sistemas *BoS* e *BoP*, estabeleceu-se um modelo de custos transparente e fundamentado em dados atuais.

A integração de um sistema de armazenamento de energia, com um investimento parametrizado em 1 281,7 €/kWh e uma eficiência de 90%. Adicionalmente, a definição dos cronogramas de substituição periódica dos ativos críticos permitiu converter as especificações técnicas num modelo de despesas operacionais previsível ao longo de um horizonte de 15 anos.

Com a conclusão desta etapa de modelação tecno-económica e a sistematização de todos os parâmetros de custos de investimento e operação, encontram-se reunidas as condições necessárias para proceder à análise da viabilidade económica da implementação deste sistema na ilha do Corvo, que será detalhada no capítulo seguinte.

Capítulo 5

Viabilidade económica do sistema AWE

No presente capítulo, desenvolve-se uma análise detalhada da viabilidade económica da integração da tecnologia AWES na rede eléctrica da ilha do Corvo. A metodologia assenta na exploração de três casos de estudo distintos, desenhados para serem confrontados com o cenário energético atual da ilha, permitindo avaliar não só o desempenho financeiro, mas também a eficácia destes sistemas na redução da dependência de combustíveis fósseis em sistemas eléctricos isolados. A análise estruturou-se nos seguintes cenários operacionais:

- **Caso de estudo I:** Foca-se na implementação de uma unidade de produção *kite* de 100 kW, onde o grupo de geradores a diesel existente assume a função de compensação de carga e garantia de estabilidade nos períodos em que o recurso eólico é insuficiente para satisfazer a totalidade da procura.
- **Caso de estudo II:** Analisa a viabilidade técnica e económica de uma configuração multiunitária composta por dois sistemas *kite* em operação simultânea. Este cenário visa maximizar a penetração de energia renovável na rede e quantificar os benefícios das economias de escala na redução do LCoE, mantendo o apoio do grupo de geradores a gasóleo existente para garantir a estabilidade do sistema.
- **Caso de estudo III:** Examina a integração de duas unidades *kite* com um sistema de armazenamento de energia por baterias. O foco incide na otimização da capacidade de armazenamento para identificar o dimensionamento que maximize a eficiência operacional e o desempenho financeiro. Este cenário explora a configuração de um sistema híbrido *off-grid*, recorrendo à geração térmica para garantir a estabilidade do sistema.

Esta abordagem comparativa permite quantificar a poupança gerada pela introdução da tecnologia AWES face ao custo marginal de manter a atual infraestrutura exclusivamente térmica

em funcionamento. Através da aplicação de métricas financeiras, como o custo nivelado de energia (LCoE), o valor atual líquido (VAL) e a taxa interna de rentabilidade (TIR). Pretende-se aferir a sustentabilidade económica da transição energética necessária para a ilha do Corvo.

5.1 Formulação das métricas do projeto

As métricas de projeto constituem indicadores quantitativos fundamentais para a avaliação do desempenho, eficiência e eficácia de um sistema durante a fase de conceção. Estas métricas são passíveis de ser integradas como funções objetivo em modelos de otimização de projeto. Apresentam-se, de seguida, as principais métricas identificadas:

Substituição de componentes

O custo de substituição de componentes com um ciclo de vida inferior à duração do projeto é modelado com base na determinação do valor atualizado de cada custo ($C_{subst,y}$). Este montante é obtido transportando o custo nominal previsto para o ano y para a base monetária do momento zero, recorrendo à taxa de atualização financeira (r), [34]:

$$C_{subst,y} = \frac{C_{nominal,y}}{(1+r)^y}, \quad (5.1)$$

onde:

- $C_{nominal,y}$ representa o custo de substituição no ano y , ajustado pela inflação ($C_{base} \times (1+i)^y$);
- r é a taxa de atualização financeira;
- y corresponde ao ano em que a substituição efetiva ocorre.

Operação e Manutenção (O&M)

A componente de manutenção compreende o somatório dos custos operacionais anuais do parque eólico, conforme detalhado na Secção 4.4 Para um projeto com uma vida útil de n_y anos, o valor atualizado dos custos de O&M é determinado por, [34]:

$$OM_{BoS} = \sum_{y=y_0}^{n_y} \frac{OM_{BoS,y}}{(1+r)^y}. \quad (5.2)$$

Fórmula do custo total

Em suma, a formulação do custo total para o investimento inicial, construção e fase operacional de um parque AWES é definida pela seguinte expressão, [34]:

$$\text{Custo Total} = ICC + C_{\text{subst}} + OM_{BoS}. \quad (5.3)$$

Custo nivelado de energia

A métrica de projeto mais utilizada na indústria é o custo nivelado de energia, calculado de acordo com a seguinte equação, [34]:

$$LCoE = \frac{\sum_{y=0}^{N_y} \frac{CapEx_y + OpEx_y}{(1+r)^y}}{\sum_{y=0}^{N_y} \frac{AEP_y}{(1+r)^y}}, \quad (5.4)$$

onde $CapEx$ representa o investimento de capital, $OpEx$ as despesas operacionais e de manutenção, r a taxa de atualização, AEP a energia anual produzida, y o ano operacional e N_y a vida útil do projeto.

A taxa de atualização é dado por:

$$r = \frac{q}{1+q} r_d (1 - T_C) + \frac{1}{1+q} r_e, \quad (5.5)$$

em que r_d é o custo da dívida, r_e o custo do capital próprio e T_C a taxa de imposto sobre o rendimento de pessoas coletivas (IRC). Valores típicos para projetos eólicos incluem $q = 70/30$, $r_d = 0,08$, $r_e = 0,12$ e $T_C = 0,25$ [34].

A determinação da taxa de atualização é efetuada através da aplicação dos parâmetros definidos para o setor eólico à formulação do WACC. O procedimento de cálculo é detalhado de seguida:

1. Determinação das estruturas de capital: Primeiramente, calculam-se os pesos relativos ao capital alheio (dívida) e ao capital próprio, com base no rácio de endividamento $q = 2,333$:

- Peso da Dívida: $\frac{q}{1+q} = \frac{2,333}{1+2,333} \approx 0,70$ (70%)
- Peso do Capital Próprio: $\frac{1}{1+q} = \frac{1}{1+2,333} \approx 0,30$ (30%)

2. Aplicação na Equação (5.5): Substituindo os pesos obtidos e os custos de capital ($r_d = 0,08$ e $r_e = 0,12$) na expressão geral, considerando o benefício fiscal ($T_C = 0,25$), obtém-se:

$$r = [0,70 \times 0,08 \times (1 - 0,25)] + [0,30 \times 0,12]. \quad (5.6)$$

Por fim, resulta uma taxa de atualização de:

$$r = 0,078 \quad \text{ou} \quad 7,8\% \quad (5.7)$$

Valor atual líquido

O Valor Atual Líquido (VAL) traduz o valor atualizado do fluxo de caixa acumulado ao longo da vida útil do projeto. O seu cálculo é efetuado através da seguinte formulação, [34]

$$VAL = \sum_{y=0}^{N_y} \frac{(p_y + \text{incentivo}_y)AEP_y - CapEx_y - OpEx_y}{(1 + r)^y}. \quad (5.8)$$

Nesta equação, o VAL é expresso em euros, enquanto p_y e incentivo_y correspondem, respetivamente, ao preço médio de mercado da eletricidade e ao montante de incentivo, ambos em €/MWh. O termo AEP_y refere-se à produção anual de energia no ano y em MWh. As componentes de custo são divididas em $CapEx_y$, para despesas de capital, e $OpEx_y$, para despesas de operação e manutenção. Por fim, r define a taxa de atualização financeira e N_y estabelece o horizonte temporal ou vida útil do projeto em anos.

Taxa interna de rentabilidade

A Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) é uma métrica fundamental para avaliar a viabilidade e rentabilidade de um investimento. Tecnicamente, a TIR corresponde à taxa de atualização (r) que anula o VAL do projeto. Assim, o seu cálculo é efetuado determinando o valor de r na Equação 5.8 que satisfaça a seguinte condição, [34].

$$\sum_{y=0}^{N_y} \frac{(p_y + \text{subsídio}_y)AEP_y - CapEx_y - OpEx_y}{(1 + TIR)^y} = 0. \quad (5.9)$$

Desta forma, a TIR representa a taxa de crescimento anual esperada de um projeto, permitindo a comparação direta com o custo de capital ou com outras oportunidades de investimento.

5.2 Custos de operação do sistema térmico de apoio

A integração da tecnologia AWES na rede da ilha do Corvo não prescinde, na fase atual, do apoio do grupo gerador a diesel existente. Para quantificar a viabilidade económica global, é necessário modelar os custos variáveis e de arranque da central diesel, que atuará como sistema de compensação de carga. Esta modelação permite que, nos capítulos seguintes, se proceda à comparação direta entre o custo marginal de manter os geradores em funcionamento versus a poupança gerada pela introdução do sistema AWE.

5.2.1 Custos variáveis

Os custos variáveis associados à central diesel dependem da eficiência dos grupos geradores e do custo do combustível. O custo variável total por unidade de energia, $C_{G,j}$ (€/MWh), é definido pela soma do custo do combustível e do custo de emissões [55]:

$$C_{G,j} = C_{comb,j} + C_{CO_2,j}, \quad (5.10)$$

onde o custo do combustível ($C_{comb,j}$) é calculado em função do preço de mercado do diesel (pc_{comb}), da eficiência do gerador (η_j) e do poder calorífico inferior (LHV) do diesel [55]:

$$C_{comb,j} = \frac{pc_{comb}}{\eta_j \cdot LHV}. \quad (5.11)$$

Diferentemente das grandes centrais continentais, na ilha do Corvo, o custo do combustível incorpora o sobrecusto logístico de transporte marítimo, tornando a produção térmica significativamente mais onerosa.

Com base no relatório de proveitos e ajustamentos da ERSE [21], observa-se que o custo unitário do diesel para a ilha do Corvo em 2024, o qual contempla a matéria-prima, o transporte e a margem de comercialização, fixa-se em 1,281 €/kg. Adicionalmente, o preço médio previsto para as licenças de emissão de CO_2 , fundamentado no mercado de futuros, é de 80,3 €/ton.

Simultaneamente, recorreu-se ao documento da DGEG, "Trajetórias de Fatores de Conversão de Energia e de Emissão de GEE para Portugal"[14], para definir os parâmetros técnicos de conversão. Para o diesel, estabeleceu-se um poder calorífico inferior (LHV) de 43 000 kJ/kg e uma eficiência operacional de 37% para as centrais elétricas de diesel. No que concerne à intensidade carbónica, o fator de emissão total de gases com efeito de estufa (GEE) fixou-se em 291 $kgCO_2eq/MWh$, valor que se decompõe em 23 $kgCO_2eq/MWh$ relativos à produção e processamento e 268 $kgCO_2eq/MWh$ referentes à combustão na utilização final.

Os parâmetros referidos encontram-se sistematizados na Tabela 5.1, servindo de base para o cálculo dos custos variáveis de geração através das equações 5.10 e 5.11.

Tabela 5.1: Parâmetros de custo e desempenho térmico para a ilha do Corvo (2024).

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade
Custo unitário do gasóleo (Corvo)	pc_{comb}	1,281	€/kg
Poder calorífico inferior (Diesel)	LHV	43 000	kJ/kg
Eficiência operacional (Central diesel)	η_j	37	%
Preço das licenças de CO_2	pC_{CO2}	80,3	€/ton
Fator de emissão total (diesel)	E_{GEE}	291	$kgCO_{2eq}/MWh_t$
Custo de abrasão específico	$sc_{Ab,j}$	8,0	€/MW
Consumo de combustível no arranque	$sc_{comb,j}$	3,5	MWh_t/MW

Ao aplicar os valores paramétricos obtidos na Equação 5.11, determina-se o custo direto do combustível por unidade de energia elétrica produzida para o sistema isolado em estudo:

$$C_{comb,j} = \frac{1,281 \text{ €/kg}}{0,37 \cdot 11,94 \text{ kWh/kg}} \cdot 1000 \approx 290,00 \text{ €/MWh.} \quad (5.12)$$

Neste cálculo, o fator multiplicativo de 1000 é utilizado para a conversão de kWh para MWh, assegurando a homogeneidade das unidades de medida.

Relativamente ao encargo ambiental, o fator de emissão total do diesel é de $291 \text{ kgCO}_{2eq}/MWh$ térmico. Para transpor este valor para o custo por MWh elétrico, considera-se a eficiência do grupo gerador e o preço das licenças de emissão vigentes:

$$C_{CO2,j} = \left(\frac{0,291 \text{ tCO}_2/MWh_t}{0,37} \right) \cdot 80,3 \text{ €/ton} \approx 63,15 \text{ €/MWh.} \quad (5.13)$$

Através da soma das componentes de combustível e de emissões, conforme definido na Equação 5.10, obtém-se o custo variável total de geração ($C_{G,j}$) para a central térmica da ilha do Corvo:

$$C_{G,j} = 290,00 \text{ €/MWh} + 63,15 \text{ €/MWh} = 353,15 \text{ €/MWh.} \quad (5.14)$$

Em suma, considerando os custos de referência para o ano de 2024, a produção térmica no Corvo apresenta um custo variável de aproximadamente 353,15 €/MWh. Este montante, significativamente elevado quando comparado com sistemas continentais, é o resultado direto da eficiência térmica limitada dos grupos geradores (37%) e do elevado custo logístico associado ao transporte de combustível para a ilha.

5.2.2 Custos de arranque

Considerando a intermitência característica da energia eólica, o grupo gerador poderá ser sujeito a ciclos de arranque e paragem mais frequentes. O custo de arranque ($C_{Arr,j}$) contabiliza o desgaste mecânico e o consumo extraordinário de combustível durante a fase de ignição [55]:

$$C_{Arr,j} = C_{Ab,j} + C_{Arr_comb,j} + C_{Arr_CO2,j}. \quad (5.15)$$

O custo de abrasão ($C_{Ab,j}$) quantifica a redução da vida útil dos componentes sujeitos a *stress* térmico e mecânico durante a fase de ignição. Este custo é modelado como sendo diretamente proporcional à potência máxima de cada unidade geradora ($P_{Max,j}$), conforme a Equação [55]:

$$C_{Ab,j} = sC_{Ab,j} \cdot P_{Max,j}. \quad (5.16)$$

Modelação dos Custos de Arranque Individualizados

Atendendo à heterogeneidade da central termoelétrica da ilha do Corvo, torna-se imperativo individualizar os custos de arranque ($C_{Arr,j}$) para cada unidade, uma vez que estas apresentam potências nominais distintas. O custo total de cada ciclo de arranque resulta do somatório de três componentes fundamentais: o custo de abrasão ($C_{Ab,j}$), o consumo extraordinário de combustível ($C_{Arr_comb,j}$) e o encargo ambiental associado às emissões de CO_2 ($C_{Arr_CO2,j}$) [21, 55].

Para a componente do combustível, considerou-se o preço unitário de 1,281 €/kg fixado pela ERSE para 2024 [21] e um poder calorífico inferior de 11,94 kWh/kg [14]. Estes parâmetros resultam num custo térmico equivalente de aproximadamente 107,30 €/MWh_t. Adicionalmente, adotou-se um consumo térmico de ignição de 3,50 MWh_t/MW [55].

As parcelas do custo de arranque para cada grupo j são determinadas pelas seguintes expressões:

$$C_{Ab,j} = sC_{Ab,j} \cdot P_{Max,j} \quad (5.17)$$

$$C_{Arr_comb,j} = 3,50 \text{ MWh}_t/\text{MW} \cdot 107,30 \text{ €/MWh}_t \cdot P_{Max,j}. \quad (5.18)$$

$$C_{Arr_CO2,j} = 3,50 \text{ MWh}_t/\text{MW} \cdot 0,291 \text{ tCO}_2/\text{MWh}_t \cdot 80,30 \text{ €/ton} \cdot P_{Max,j}. \quad (5.19)$$

Na Tabela 5.2 apresentam-se os valores calculados para cada unidade geradora, consolidando o impacto financeiro total verificado em cada momento de sincronização com a rede para compensar a intermitência do sistema AWES.

Tabela 5.2: Detalhe dos custos de arranque individuais por unidade geradora (Base 2024).

Unidade	$P_{Max,j}$ (MW)	$C_{Ab,j}$ (€)	$C_{Arr_comb,j}$ (€)	$C_{Arr_CO2,j}$ (€)	$C_{Arr,j}$ (€)
G9	0,120	0,96	45,07	9,81	55,84
G7	0,120	0,96	45,07	9,81	55,84
G6	0,184	1,47	69,10	15,05	85,62
G8	0,320	2,56	120,18	26,17	148,91
G5	0,280	2,24	105,15	22,90	130,29

Nota: O custo total de arranque ($C_{Arr,j}$) representa o encargo marginal por cada ativação do grupo gerador. Os cálculos consideram o fator de emissão de 0,291 tCO₂/MWh_t e o custo de carbono de 80,30 €/ton.

5.2.3 Custos de operação e manutenção

Dada a inexistência de dados públicos desagregados relativos aos custos de manutenção específicos da central diesel da ilha do Corvo, procedeu-se a uma estimativa baseada no critério de proporcionalidade em função do consumo energético anual. Esta metodologia fundamenta-se nos dados publicados pela ERSE no relatório "*Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2024 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico*" [21].

Segundo o referido documento, os custos de exploração aceites para a EDA no âmbito da atividade de aquisição de energia e gestão do sistema, que englobam a operação e manutenção de equipamentos, lubrificantes e amónia, totalizam 11 764 000 € para o ano de 2024 [21]. Para determinar a parcela destes custos imputável à central do Corvo, utiliza-se o rácio entre a energia consumida localmente e o consumo total do arquipélago, conforme os seguintes parâmetros de referência:

- Custo total de O&M (EDA, 2024): 11 764 000 € [21];
- Energia total consumida no arquipélago dos Açores (E_{Aores}): aproximadamente 808,8 GWh [20];
- Energia consumida na ilha do Corvo (E_{Corvo}): valor variável dependente do cenário de procura e da penetração de energias renováveis em análise.

Desta forma, o custo de manutenção técnica para a ilha é calculado de forma dinâmica através da Equação 5.20, permitindo ajustar o encargo financeiro de O&M de acordo com o volume de geração térmica exigido em cada cenário:

$$C_{manut,Corvo} = C_{manut,EDA} \times \frac{E_{Corvo}}{E_{Aores}}. \quad (5.20)$$

Esta abordagem permite refletir o desgaste dos grupos geradores proporcionalmente à sua utilização efetiva, garantindo a comparabilidade entre os diversos casos de estudo e a viabilidade económica da integração de sistemas AWES.

5.2.4 Projeção de custos totais

Para estimar o custo total de operação da central diesel ao longo do período de análise de n anos, utiliza-se a Equação (5.21). Esta formulação integra os custos variáveis de geração, os custos de arranque calculados anteriormente e os encargos fixos de O&M, aplicando as respetivas taxas de atualização temporal:

$$C_{Térmico, n} = \left[\sum_j (E_{T,j} \cdot C_{G,j} + N_{Arr,j} \cdot C_{Arr,j}) \right] \times (1 + i_f)^n + OpEx_{T,0} \times (1 + i)^n, \quad (5.21)$$

onde:

- $E_{T,j}$ representa a energia anual produzida pelo gerador j e $N_{Arr,j}$ o número de arranques anuais, cujos valores de custo unitário ($C_{G,j} = 353,15 \text{ €/MWh}$ e $C_{Arr,j} = 465,34 \text{ €/arranque}$) foram fixados com base nos dados de 2024;
- i_f é a taxa de escalonamento aplicada especificamente ao combustível e às taxas de carbono, refletindo a previsão de aumento real destes custos acima da inflação;
- $OpEx_{T,0}$ corresponde aos custos fixos de manutenção da central disel (conforme a Equação 5.20);
- i representa a taxa de inflação de 2,0%, em conformidade com as metas de estabilidade de preços do Banco Central Europeu [22].

Esta distinção entre i_f e i é fundamental, uma vez que a componente variável da central diesel na ilha do Corvo é particularmente sensível a choques nos preços dos combustíveis e ao agravamento das políticas de descarbonização da União Europeia.

5.2.5 Análise económica atual da ilha do Corvo

Para o cenário de referência, onde a totalidade da procura de energia da ilha do Corvo, estimada em 1,7 GWh, é assegurada exclusivamente pelo grupo de geradores a diesel, o cálculo do LCoE reflete o impacto máximo dos custos de combustível, emissões e a frequência operacional de arranques. Uma vez que se utiliza a infraestrutura existente ($CapEx = 0$), a análise foca-se estritamente na componente operacional ($OpEx$).

Os parâmetros de cálculo para o sistema de geração exclusivamente térmica são:

- **Energia Anual Produzida (AEP_y):** 1700 MWh.
- **Custo Variável Térmico ($C_{G,i}$):** 353,15 €/MWh.
- **Custos de Arranque Anuais:** Baseados em 13 ciclos para geradores de 120 kW e 276 ciclos para o gerador de 184 kW, totalizando 24 357,04 €/ano.
- **Manutenção Fixa ($OpEx_{T,0}$):** Calculada proporcionalmente (24 726,51 €/ano).
- **Taxas Financeiras:** Taxa de atualização (r) de 7,8 % e inflação (i) de 2,0 %.

Ao atualizar os custos operacionais e a energia produzida ao longo do horizonte de 15 anos ($n_y = 15$), obtêm-se os seguintes valores presentes:

- Soma dos Custos Atualizados (Numerador): $\approx 6438843,12$ €
- Energia Total Atualizada (Denominador): $\approx 14730,51$ MWh.

O valor apurado para o sistema de geração exclusivamente térmica é:

$$LCoE_{100\% \text{ Diesel}} = \frac{6438843,12}{14730,51} \approx 437,11 \text{ €/MWh.} \quad (5.22)$$

Este resultado evidencia o elevado custo de geração a diesel em sistemas isolados, servindo de base comparativa para avaliar a viabilidade económica da integração de tecnologias renováveis.

A determinação do VAL para o cenário de referência permite quantificar o défice de exploração gerado pela dependência exclusiva de combustíveis fósseis. Utilizando a tarifa de referência da EDA de 157,40 €/MWh, o fluxo de caixa anual é extremamente negativo, uma vez que o custo variável de produção (353,15 €/MWh) é mais do dobro da receita unitária:

$$VAL_{\text{Diesel}} = \sum_{y=1}^{15} \frac{\text{Receita}_y - OpEx_{\text{nominal},y}}{(1 + 0,078)^y} \approx -4117690,14. \text{ €} \quad (5.23)$$

Este montante, de aproximadamente 4,12 milhões de euros, reflete o custo de oportunidade e o encargo financeiro inerente ao atual sistema de geração exclusivamente térmica. Este valor traduz o peso dos custos operacionais anuais, nomeadamente o consumo de combustível, as operações de manutenção e os arranques dos grupos geradores, prescindindo de qualquer investimento inicial adicional.

5.3 Caso de estudo I: Implementação unitária (1 kite)

A presente secção dedica-se à avaliação do desempenho técnico e económico de um sistema *kite*. O objetivo primordial reside na realização de uma análise de viabilidade comparativa face ao paradigma eletroprodutor atual da ilha do Corvo, o qual é caracterizado por uma dependência total de combustíveis fósseis.

O principal objetivo delineado para o este estudo consiste na realização de uma análise comparativa entre o LCoE da solução híbrida e o custo real da geração térmica convencional. Esta avaliação é fundamental para aferir a viabilidade financeira e a sustentabilidade da transição energética no sistema elétrico isolado do Corvo, permitindo quantificar se a redução nos custos operacionais e nas emissões justifica o investimento de capital necessário para a implementação da tecnologia AWES.

Dando continuidade às conclusões obtidas no Capítulo 3, os cálculos apresentados integram a altitude operacional efetiva e a produção anual estimada de ambas as fontes (AWES e central diesel). Os valores de produção para uma altitude de 900 m, que servem de base aos cálculos económicos deste cenário, encontram-se sistematizados na Tabela 5.3.

Tabela 5.3: Energia anual produzida pelo sistema *kite* e pelo grupo de geradores (Altitude: 900 m).

Altitude (m)	Energia/1 kite (kWh)	Energia/Grupo diesel(kWh)
900	728 235,678	1 014 937,746

Investimento de capital inicial

A implementação de uma unidade AWES individual ($n_u = 1$) pressupõe um investimento de capital inicial que, de acordo com a formulação do custo total estabelecida na Equação 4.40 da Secção 4.5, é definido pelo somatório dos custos de capital do ativo, do *Balance of System* e do *Balance of Plant*.

Esta métrica agrega todas as despesas necessárias para a entrada em exploração do sistema, estruturando-se da seguinte forma:

- C_{CapEx} agrega os custos de todos os componentes da unidade (custo total do kite, custo total do cabo de tração, custo total da estação terrestre);
- C_{BoS} contempla a preparação do local, as fundações e os trabalhos de instalação;
- C_{BoP} inclui a infraestrutura elétrica de suporte, nomeadamente cablagens, subestação e integração na rede.

Os valores detalhados para o caso de estudo I, fundamentados nas cotações e especificações técnicas para uma unidade de 100 kW, encontram-se sistematizados na Tabela 5.4.

Tabela 5.4: Investimento de capital inicial para o sistema AWE (1 Unidade).

Descrição	Custo [€]
<i>CapEx</i> - Componentes da Unidade	110 220,00
Sistema de <i>Kite</i>	20 889,00
Cabo de Tração	6 374,00
Estação Terrestre	82 957,00
<i>BoS</i> - <i>Balance of System</i>	15 500,00
Preparação do Local, Fundações e Instalação	13 500,00
Provisão para Descomissionamento	2 000,00
<i>BoP</i> - <i>Balance of Plant</i>	503 604,20
Cabo Interligação	143 537,00
Infraestrutura MT e Montagem	80 082,90
Sistema SCADA e Gestão de Energia	279 983,30
Total do Investimento (ICC)	629 324,20

Em suma, o investimento total estimado para a concretização do projeto no cenário de uma unidade individual fixa-se em 629 324,20 €.

Análise económica dos encargos de operação e manutenção

A determinação da componente de operação e manutenção (*OpEx*) para o sistema híbrido, composto pela unidade AWES e pela central térmica de apoio, resulta do somatório dos encargos fixos de manutenção com os custos variáveis de exploração. No Caso de Estudo I, esta métrica reflete uma dependência acentuada do grupo de geradores a diesel, motivada pela taxa de penetração renovável de 41,8 %.

Em conformidade com o modelo de escalonamento adotado, a manutenção fixa para uma unidade AWES de 100 kW totaliza 6000,00 € anuais. Relativamente à infraestrutura térmica,

aplica-se o critério de proporcionalidade fundamentado no consumo anual de energia da ilha do Corvo face ao consumo total do arquipélago. Com base na produção térmica necessária para este cenário ($E_{Corvo} = 1014,937 \text{ MWh}$), o encargo de manutenção técnica proporcional é determinado por:

$$C_{manut,Corvo} = 11\,764\,000 \text{ €} \times \frac{1,014\,937 \text{ GWh}}{808,8 \text{ GWh}} \approx 14\,762,27 \text{ €/ano.} \quad (5.24)$$

Desta formulação resulta um custo de O&M fixo total consolidado de 20762,27 €/ano (valores base de 2024). A componente variável de exploração é ditada pelo consumo de combustível e pelos encargos ambientais associados. Utilizando o custo variável total ($C_{G,j}$) de 353,15 €/MWh, o encargo anual fixa-se em aproximadamente 358375,26 €. Adicionalmente, contabilizam-se os custos de arranque individualizados para as unidades mobilizadas (G9/G7 e G6), conforme a metodologia descrita na Secção 5.2.2. Considerando os 377 arranques registados para a unidade de 120 kW e os 26 arranques para a de 184 kW, o custo total de arranque ($C_{Arr,total}$) é de:

$$C_{Arr,total} = (377 \times 55,84 \text{ €}) + (26 \times 85,62 \text{ €}) \approx 23\,277,80 \text{ €/ano.} \quad (5.25)$$

Para o horizonte temporal de 15 anos, o valor atualizado dos OM_{BoS} é obtido através da aplicação da Equação 5.2. Este cálculo contempla o somatório dos encargos nominais corrigidos por uma taxa de inflação (i) de 2,0 % e descontados para o momento zero pela taxa de atualização (r) de 7,8 %. A sistematização destes valores encontra-se detalhada na Tabela 5.5.

Tabela 5.5: Resumo dos custos de OpEx nominais e atualizados (PV) para o caso de estudo I.

Componente	Valor Base (Ano 0) [€]	Valor Atualizado (15 anos) [€]
Manutenção Fixa AWES (1 un.)	6 000,00	59 486,97
Manutenção Térmica Proporcional	14 762,27	146 360,11
Combustível e Emissões ($C_{G,j}$)	358 375,26	3 553 067,23
Custos de Arranque ($C_{Arr,j}$)	23 277,80	230 782,62
Total OpEx	402 415,33	3 989 696,93

Conforme se observa na projeção detalhada da Tabela 5.6, o valor total atualizado dos encargos operacionais ascende a 3 989 696,93 €. Este montante evidencia que a componente de exploração, largamente dominada pelos custos com combustíveis fósseis, representa a maior parcela do custo total do projeto ao longo do seu ciclo de vida.

Tabela 5.6: Projeção de fluxos de caixa do OpEx para o caso de estudo I.

Ano (y)	Custo Base ($OpEx_0$) [€]	Valor Nominal ($OpEx_y$) [€]	Valor Atualizado (PV) [€]
0	402 415,33	—	—
1	402 415,33	410 463,64	380 764,04
2	402 415,33	418 672,91	360 243,33
...	...	...	...
15	402 415,33	541 593,22	175 630,52
Total	—	6 957 797,11	3 989 696,93

Análise económica dos custos de substituição

No modelo económico adotado, o custo de substituição de componentes com um ciclo de vida inferior à duração do projeto é quantificado através do valor atualizado de cada encargo ($C_{subst,y}$), seguindo a metodologia estabelecida na Equação (5.1) da Secção 5.1.

Enquanto as formulações de atualização financeira são fundamentais para o cálculo do $LCoE$, a análise de tesouraria exige uma perspetiva nominal para prever as saídas de capital reais em cada período. Desta forma, para a construção do fluxo de caixa, os custos de substituição são capitalizados recorrendo a uma taxa de inflação estrutural de 2,0%. Este método assegura que o planeamento financeiro na ilha do Corvo contempla o aumento previsível do custo dos materiais e da logística ao longo do ciclo de vida do projeto.

No caso específico do sistema AWES, os custos de substituição incidem sobre ativos com diferentes periodicidades operacionais:

- Sistema *Kite* e Cabo: Substituição bienal (anos 2, 4, 6, 8, 10, 12 e 14) com um investimento base de 12 263,00 €.
- Estação Terrestre: Substituição decenal, abrangendo os componentes mecânicos e elétricos sujeitos a maior desgaste, com um custo base de 82 957,00 €.

A sistematização destes fluxos nominais de saída e o respetivo cálculo de capitalização encontram-se detalhados na Tabela 5.7.

Para efeitos de integração no custo total e posterior cálculo do $LCoE$, estes montantes são atualizados para o valor presente utilizando a taxa r de 7,8%. O somatório do valor atual de todas as substituições programadas ($C_{subst(PV)}$) totaliza, aproximadamente, 104 225,54 €. Este montante representa o encargo financeiro que o projeto deve suportar, a preços atuais, para garantir a plena disponibilidade operacional dos ativos críticos ao longo dos 15 anos de exploração.

$$\sum C_{subst(PV)} \approx 104\,225,54 \text{ €}. \quad (5.26)$$

Tabela 5.7: Cronograma e fluxos de caixa nominais para substituição de componentes.

Ano	Componentes Substituídos	Custo Base (€)	Cálculo Nominal $C_{base} \times (1+i)^y$	Valor Nominal (€)
2	Kite + Cabo	12 263	$12\,263 \times (1,02)^2$	12 758,45
4	Kite + Cabo	12 263	$12\,263 \times (1,02)^4$	13 274,01
6	Kite + Cabo	12 263	$12\,263 \times (1,02)^6$	13 810,31
8	Kite + Cabo	12 263	$12\,263 \times (1,02)^8$	14 368,17
10	Kite, Cabo e GS*	95 220	$95\,220 \times (1,02)^{10}$	116 072,67
12	Kite + Cabo	12 263	$12\,263 \times (1,02)^{12}$	15 565,36
14	Kite + Cabo	12 263	$12\,263 \times (1,02)^{14}$	16 194,26

*Nota: O valor apresentado para o Ano 10 refere-se a uma base de cálculo específica para a estação terrestre reavaliada no modelo financeiro.

Cálculo do custo nivelado de energia

O $LCoE$ para o caso de estudo I permite quantificar o encargo médio por unidade de energia elétrica produzida durante o ciclo de vida de 15 anos do projeto, integrando o valor temporal do dinheiro através de uma taxa de atualização financeira de 7,8 %. Este cenário avalia a viabilidade da configuração mínima de uma única unidade AWES integrada no sistema isolado do Corvo.

A determinação do $LCoE$ fundamenta-se nos parâmetros base referenciados a 2024. O investimento inicial ($CapEx_0$) fixou-se em 629 324,20 €, ao qual acrescem as despesas operacionais atualizadas ($OpEx_{Total}$) e o somatório dos custos de substituição de componentes em valor presente ($\sum C_{subst(PV)}$). No que respeita à produtividade, estima-se uma produção anual de energia (AEP_y) de 1743,173 MWh, assegurada em 41,8 % pelo sistema AWES (728,236 MWh) e o remanescente pela geração térmica (1014,937 MWh).

Para o horizonte temporal definido, procedeu-se à determinação dos valores presentes dos fluxos financeiros. O valor atualizado dos custos totais (numerador da equação do $LCoE$) é dado por:

$$\text{Custos Totais PV} = CapEx_0 + OpEx_{Total} + \sum C_{subst(PV)}. \quad (5.27)$$

Substituindo pelos valores apurados nas secções precedentes:

$$\sum_{y=0}^{15} \frac{CapEx_y + OpEx_y}{(1+r)^y} \approx 629\,324,20 + 3\,989\,696,93 + 104\,225,54 \approx 4\,723\,246,67\text{€}. \quad (5.28)$$

Este montante representa o somatório acumulado do investimento inicial, das renovações periódicas de ativos e, predominantemente, dos encargos operacionais térmicos. É importante

sublinhar que, nesta última parcela, o peso dominante advém do consumo de combustível fóssil e emissões associadas, que representam cerca de 89 % do *OpEx* total atualizado.

Por sua vez, a produção de energia atualizada ao longo dos 15 anos (denominador) totaliza:

$$\sum_{y=1}^{15} \frac{AEP_y}{(1+r)^y} = \sum_{y=1}^{15} \frac{1743,173}{(1,078)^y} \approx 15\,104,61 \text{ MWh.} \quad (5.29)$$

Finalmente, o rácio entre os custos totais atualizados e a energia produzida resulta no *LCoE* para o Caso de Estudo I:

$$LCoE_I = \frac{4723\,246,67}{15\,104,61} \approx 312,70 \text{ €/MWh.} \quad (5.30)$$

Este resultado de 312,70 €/MWh evidencia que, embora a implementação de uma única unidade AWES já permita uma redução face ao custo de geração 100% térmica (437,11 €/MWh), o sistema ainda apresenta uma dependência elevada do grupo gerador a diesel. A economia de escala limitada e o elevado custo fixo da infraestrutura de suporte (*BoP*) refletem-se num custo unitário superior ao que será verificado no cenário de expansão multiunitária.

Calculo do valor atual líquido

Complementarmente à análise do *LCoE*, procedeu-se ao cálculo do VAL para o caso de estudo I, de forma a aferir a rentabilidade económica do projeto face à alternativa de geração exclusivamente térmica. O VAL é determinado pela diferença entre o valor presente das receitas (ou poupanças geradas) e o valor presente dos custos totais.

O Valor Atualizado das Receitas (*VPR*) é calculado valorizando a energia total produzida ao preço de referência da eletricidade, que neste estudo corresponde ao custo evitado do sistema diesel (437,11 €/MWh):

$$VPR = p_y \times \left(\sum_{y=1}^{15} \frac{AEP_y}{(1+r)^y} \right). \quad (5.31)$$

Substituindo pelos valores apurados para a energia total atualizada:

$$VPR = 437,11 \times 15\,104,61 \approx 6\,602\,375,07 \text{ €}. \quad (5.32)$$

Considerando o Valor Atualizado dos Custos (*VPC*), que engloba o investimento inicial,

manutenção e custos térmicos remanescentes, obtém-se:

$$VPC = \sum_{y=0}^{15} \frac{CapEx_y + OpEx_y}{(1+r)^y} \approx 4723\,246,67 \text{ €}. \quad (5.33)$$

Desta forma, o cálculo final do VAL para o horizonte temporal de 15 anos é dado por:

$$VAL = VPR - VPC. \quad (5.34)$$

$$VAL = 6602\,375,07 - 4723\,246,67 \approx 1\,879\,128,40. \quad (5.35)$$

Uma vez que o VAL é superior a zero, o investimento no caso de estudo I revela-se economicamente viável. Este resultado demonstra que a solução proposta gera uma poupança líquida de aproximadamente 1,88 milhões de euros face à continuidade do sistema de geração exclusivamente térmica, assegurando a recuperação do capital investido à taxa de atualização de 7,8 %.

5.4 Caso de estudo II: Implementação multiunitária (2 kites)

Esta secção dedica-se à análise da viabilidade técnica e económica da implementação de uma configuração composta por duas unidades *kite* de 100 kW. Diferindo da configuração mínima analisada anteriormente, este cenário explora o impacto do aumento da capacidade instalada na captura de energia eólica e na mitigação da dependência fóssil da ilha do Corvo.

O objetivo central consiste em avaliar o incremento na taxa de penetração renovável e a consequente minimização da dependência de combustíveis fósseis. Pretende-se quantificar o benefício das economias de escala sobre o custo nivelado de energia, comparando-o com os cenários precedentes. Com a duplicação do sistema AWE, o modelo foca-se na otimização da reserva térmica, que mantém o papel de estabilização da rede.

Dando continuidade à metodologia, os cálculos consideram a altitude de 900 m, identificada como a mais eficiente no Capítulo 3. Os contributos energéticos anuais para esta configuração encontram-se sistematizados na Tabela 5.8.

Tabela 5.8: Energia anual produzida pelo sistema *kite* e pelo grupo de geradores (Altitude: 900 m; 2 unidades).

Altitude (m)	Energia/2 kites (kWh)	Energia/Grupo diesel (kWh)
900	1 456 471,356	369 084,594

Investimento de capital inicial

Para a implementação de dois sistemas AWES ($n_u = 2$), o investimento inicial é obtido pelo escalonamento dos valores apurados no Caso de Estudo I, aplicando economias de escala em componentes partilhados e duplicando os ativos modulares. Os valores de $C_{\text{CapEx}2}$ e $C_{\text{BoS}2}$ correspondem ao dobro do investimento unitário, enquanto no $C_{\text{BoP}2}$ os custos de SCADA e gestão de energia permanecem inalterados por se tratar de infraestrutura centralizada.

Para as celas de Média Tensão, utilizou-se um valor de 96 000,00 € (ref. 2026), deflacionado para 91 642,23 € de forma a garantir a consistência com a base monetária de 2024 e os dados da *IEA Wind TCP Task 48*. Os valores detalhados encontram-se na Tabela 5.9.

Tabela 5.9: Investimento de capital inicial para o sistema AWES com dois *kites*.

Descrição	Custo [€]
CapEx - Componentes das Unidades ($2 \times 110\,220,00$)	220 440,00
BoS - Balance of System ($2 \times 15\,500,00$)	31 000,00
BoP - Balance of Plant	658 351,76
Cabo Interligação ($2 \times 143\,537,00$)	287 074,00
Celas MT (Deflacionadas)	91 642,23
Sistema SCADA, Gestão de Energia e Montagem	279 635,53
Total do Investimento (ICC)	909 791,76

Análise económica dos encargos de operação e manutenção

A determinação do *OpEx* para a configuração multiunitária baseia-se no somatório dos encargos fixos das duas unidades AWES com os custos operacionais da infraestrutura térmica reduzida. Este cenário reflete a duplicação dos ativos renováveis e a consequente queda na necessidade de intervenção da central térmica.

A manutenção fixa para duas unidades totaliza 12 000,00 €/ano. O encargo térmico proporcional, calculado face à produção térmica de 369,084 MWh, fixa-se em 5367,29 €/ano. A componente variável de combustível e emissões reduz significativamente para 130 342,01 €/ano. Adicionalmente, contabilizam-se os custos de arranque individualizados para os três grupos geradores mobilizados (G9, G7 e G6). Considerando os 501 arranques registados para as unidades de 120 kW e os 18 arranques para a unidade de 184 kW, o custo total de arranque ($C_{\text{Arr},\text{total}}$) é de 29 517,00 €/ano. O valor total atualizado do *OpEx* para 15 anos é detalhado na Tabela 5.10.

Tabela 5.10: Resumo dos custos de OpEx nominais e atualizados para o caso de estudo II.

Componente	Valor Base (Ano 0) [€]	Valor Atualizado (15 anos) [€]
Manutenção Fixa AWES (2 un.)	12 000,00	118 973,94
Manutenção Térmica Proporcional	5 367,29	53 214,84
Combustível e Emissões ($C_{G,j}$)	130 342,01	1 292 294,40
Custos de Arranque ($C_{Arr,j}$)	29 517,00	292 648,32
Total OpEx	177 226,30	1 757 131,50

Análise económica dos custos de substituição

Neste cenário, os encargos de substituição abrangem o dobro dos ativos operacionais em relação ao caso I. Aplica-se a metodologia de atualização financeira definida na Secção 5.1, considerando a substituição bienal de dois *kites* e cabos, e a renovação decenal das estações terrestres. O somatório do valor atual destas substituições (C_{subst}) totaliza 208 451,08 €.

Cálculo do custo nivelado de energia

O $LCoE$ do caso II integra o aumento do investimento inicial com a redução drástica dos custos variáveis térmicos. A produção anual do sistema híbrido é de 1825,556 MWh, sendo assegurada em cerca de 80 % pela componente renovável. O numerador dos custos totais atualizados é obtido por:

$$\sum_{y=0}^{15} \frac{CapEx_y + OpEx_y}{(1+r)^y} \approx 909\,791,76 + 1\,757\,131,50 + 208\,451,08 \approx 2\,875\,374,34 \text{ €}. \quad (5.36)$$

Esta configuração permite uma poupança direta de 2,26 milhões € em combustíveis fósseis comparativamente ao caso I. O rácio face à energia atualizada (15 104,61 MWh) resulta num $LCoE$ de:

$$LCoE_{II} = \frac{2\,875\,374,34}{15\,104,61} \approx 190 \text{ €/MWh}. \quad (5.37)$$

A introdução da segunda unidade permitiu uma redução de 39,24 % no $LCoE$ face ao cenário unitário, provando que o ganho em economia de escala supera o incremento no investimento inicial.

Cálculo do valor atual líquido

O Valor Atualizado das Receitas (VPR_{II}) é determinado valorizando a produção total ao custo evitado do sistema diesel (437,11 /MWh):

$$VPR_{II} = 437,11 \times 15\,104,61 \approx 6\,602\,375,07 \quad (5.38)$$

Considerando o Valor Atualizado dos Custos (VPC_{II}), que reflete o investimento na configuração multiunitária e a redução drástica nos encargos operacionais térmicos:

$$VPC_{II} = \sum_{y=0}^{15} \frac{CapEx_y + OpEx_y}{(1+r)^y} \approx 2\,875\,374,34 \quad (5.39)$$

O cálculo final do VAL para o Caso de Estudo II resulta em:

$$VAL_{II} = 6\,602\,375,07 - 2\,875\,374,34 \approx 3\,727\,000,73 \quad (5.40)$$

O VAL do caso de estudo II (3,73 milhões de euros) é aproximadamente o dobro do verificado no caso I (1,88 milhões de euros). Este resultado confirma que a eficiência económica do projeto é potenciada pela escala, permitindo uma amortização muito mais célere do investimento através da poupança massiva em combustíveis fósseis.

5.5 Caso de estudo III: Implementação multiunitária com armazenamento

O terceiro caso de estudo foca-se na otimização da flexibilidade do sistema elétrico através da integração de um sistema de armazenamento de energia por baterias (BESS). Complementando a configuração multiunitária, este cenário mantém a operação simultânea de dois *kites* à altitude de 900 m, preservando o potencial de produção renovável de 1456471,356 kWh apurado anteriormente.

A introdução do BESS visa colmatar a intermitência do recurso eólico, gerir excedentes de produção e reduzir a dependência face à geração térmica. Como demonstrado na Tabela 5.11, a contribuição da central térmica apresenta uma correlação inversa com a capacidade nominal da bateria, evidenciando o papel do armazenamento na substituição de combustível fóssil.

Tabela 5.11: Energia produzida pelo grupo diesel e bateria para a altitude de 900 m em função da capacidade da bateria.

Bat 2,25 MWh		Bat 2,70 MWh		Bat 4,50 MWh		Bat 5,40 MWh		Bat 9,00 MWh	
Diesel	Bat.	Diesel	Bat.	Diesel	Bat.	Diesel	Bat.	Diesel	Bat.
314 755,4	54 329,2	312 780,4	56 304,2	308 621,6	60 463,0	306 821,6	62 262,9	299 621,6	69 462,9

Investimento de capital inicial

O investimento inicial integra o custo das duas unidades AWES (909 791,76 €) e o custo variável do sistema BESS. O custo unitário do armazenamento, após ajuste para a base monetária de 2024, fixa-se em 1281,76 €/kWh. Os valores consolidados para as diferentes capacidades encontram-se na Tabela 5.12.

Tabela 5.12: Investimento de capital inicial para diferentes capacidades BESS.

Capacidade [MWh]	ICC BESS [€]	ICC Total [€]*
2,5 (2 500 kWh)	3 204 400,00	4 114 191,76
3,0 (3 000 kWh)	3 845 280,00	4 755 071,76
5,0 (5 000 kWh)	6 408 800,00	7 318 591,76
6,0 (6 000 kWh)	7 690 560,00	8 600 351,76
10,0 (10 000 kWh)	12 817 600,00	13 727 391,76

Análise dos encargos de operação e manutenção

A determinação do *OpEx* para o caso III integra os custos fixos e variáveis AWES, a infraestrutura térmica e o sistema BESS. O armazenamento introduz encargos fixos de 4,10 €/kWh e variáveis de 0,0003 €/kWh. Relativamente ao arranque: no cenário de 2,5 MWh registam-se 519 arranques, enquanto nas capacidades superiores o sistema permite operar com apenas um grupo gerador de 120 kW, totalizando 366 arranques anuais. Os custos base são detalhados na Tabela 5.13.

Tabela 5.13: Decomposição dos encargos de OpEx base (Ano 0) - caso de estudo III.

Componente [€]	2,5 MWh	3,0 MWh	5,0 MWh	6,0 MWh	10,0 MWh
Manut. Fixa AWES (2 un.)	12 000,00	12 000,00	12 000,00	12 000,00	12 000,00
Manut. Térmica Prop.	4 577,41	4 548,68	4 488,19	4 462,01	4 357,29
Combustível e Emissões	111 155,87	110 458,50	108 989,62	108 354,05	105 811,37
Custos de Arranque	29 517,00	20 437,44	20 437,44	20 437,44	20 437,44
O&M Fixo BESS	10 250,00	12 300,00	20 500,00	24 600,00	41 000,00
O&M Variável BESS	16,30	16,89	18,14	18,68	20,84
Total OpEx Base [€]	167 516,58	159 761,51	166 433,39	169 872,18	183 626,94

Cálculo do custo nivelado de energia

A determinação do $LCoE$ para o caso de estudo III fundamenta-se na integração de todas as componentes de custo atualizadas: o investimento inicial (ICC_{Total}), o valor atualizado das substituições programadas para as unidades AWES ($\sum C_{subst}$) e os encargos operacionais ($O\&M_{PV}$). A produção anual de energia mantém-se em 1743,173 MWh, totalizando 15 104,61 MWh em termos atualizados.

O numerador da equação do $LCoE$ resulta do somatório destas três vertentes de custo. A Tabela 5.14 sistematiza os resultados, evidenciando o peso do investimento em armazenamento no custo unitário da energia.

Tabela 5.14: Cálculo do $LCoE$ para os diferentes cenários de armazenamento (caso de estudo III).

Capacidade	ICC Total [€]	$\sum C_{subst}$ [€]	O&M [€]	Custo Total [€]	$LCoE$ [€/MWh]
2,5 MWh	4 114 191,76	208 451,08	1 660 897,97	5 983 540,81	396,14
3,0 MWh	4 755 071,76	208 451,08	1 583 975,47	6 547 498,31	433,48
5,0 MWh	7 318 591,76	208 451,08	1 650 157,48	9 177 200,32	607,58
6,0 MWh	8 600 351,76	208 451,08	1 684 254,49	10 493 057,33	694,69
10,0 MWh	13 727 391,76	208 451,08	1 820 442,51	15 756 285,35	1043,14

A análise detalhada dos indicadores demonstra que, apesar da redução nos encargos operacionais viabilizada pela integração do sistema BESS, o elevado investimento de capital inicial (ICC_{BESS}), cumulado com as necessidades de substituição periódica dos componentes AWES, eleva o $LCoE$ para patamares superiores aos registados no caso de estudo II.

Neste contexto, a configuração com uma capacidade de armazenamento de 3 MWh estabelece o limite da viabilidade económica comparativa. Com um custo nivelado de 433,14 €/MWh, este cenário proporciona uma poupança efetiva face ao paradigma de geração 100% diesel

(437,11 €/MWh), embora represente um agravamento nos custos unitários quando confrontado com a solução híbrida sem baterias (caso I e II).

Em suma, o *LCoE* deste caso reflete o peso do investimento em armazenamento, resultando em valores que, embora competitivos face ao custo marginal do combustível fóssil e respetivas emissões (353,15 €/MWh), evidenciam o desafio financeiro da autonomia energética total num sistema isolado. A magnitude destes valores, particularmente nos cenários de maior capacidade (onde o *LCoE* pode atingir os 1043,14 €/MWh), demonstra que a integração de sistemas BESS não é sustentável sob uma ótica puramente empresarial.

Valor atual líquido

A Tabela 5.15 apresenta o VAL para as diferentes configurações de armazenamento, utilizando como referência o custo evitado de geração térmica (6 602 375,07 €). Observa-se que apenas as capacidades de 2,5 MWh e 3,0 MWh apresentam viabilidade económica (VAL > 0). Para capacidades superiores, o elevado investimento de capital inicial do sistema BESS suplanta os benefícios operacionais, resultando num défice financeiro que inviabiliza o projeto sob uma ótica estritamente privada.

Tabela 5.15: Análise do VAL por capacidade de armazenamento para o caso de estudo III (Base: 15 104,61 MWh).

Capacidade BESS	VPR (Receita Diesel Evitada) [€]	Custo Total PV [€]	VAL [€]
2,5 MWh	6 602 375,07	5 983 540,81	618 834,26
3,0 MWh	6 602 375,07	6 547 498,31	54 876,76
5,0 MWh	6 602 375,07	9 177 200,32	-2 574 825,25
6,0 MWh	6 602 375,07	10 493 057,33	-3 890 682,26
10,0 MWh	6 602 375,07	15 756 285,35	-9 153 910,28

5.6 Síntese comparativa e análise de sensibilidade

5.7 Comparação entre os casos de estudo e o cenário de referência

A sistematização dos resultados obtidos nos diversos cenários analisados permite aferir a eficácia da integração da tecnologia AWES e do escalonamento tecnológico na redução dos custos de geração na ilha do Corvo. Conforme detalhado ao longo deste capítulo, a viabilidade económica é avaliada sob o benefício económico real face ao custo de oportunidade da geração térmica isolada de 437,11 €/MWh.

A Tabela 5.16 sintetiza a evolução dos principais indicadores económicos, comparando o cenário de referência (100% Diesel) com as configurações mais representativas dos três casos de estudo analisados.

Tabela 5.16: Síntese comparativa dos indicadores económicos.

Indicador	Cenário Diesel	Caso I	Caso II	Caso III (2,5 MWh)
CapEx Inicial [€]	0,00	629 324,20	909 791,76	4 114 191,76
Produção AWES [MWh/ano]	0,00	728,24	1 456,47	1 456,47
Produção Diesel [MWh/ano]	1 700,00	1 014,94	369,09	285,42
OpEx Atualizado [€]	6 438 843,12	3 989 696,93	1 757 131,50	1 660 897,97
Substituições (PV_{subst}) [€]	0,00	104 225,54	208 451,08	208 451,08
LCoE [€/MWh]	437,11	312,70	190,36	396,14
VAL (Ref. Diesel) [€]	0,00	1 879 128,40	3 727 000,73	618 834,26

A análise dos resultados demonstra que o caso de estudo II permanece como a solução que melhor otimiza a recuperação de capital e a eficiência do sistema. Com uma redução do *LCoE* de aproximadamente 56,4% face ao cenário diesel e de 39,1% face ao caso I, esta configuração multiunitária maximiza o benefício económico ao equilibrar um investimento inicial moderado com uma redução drástica nos custos operacionais térmicos.

Relativamente ao caso de estudo III, observa-se que, embora a integração de sistemas BESS otimize a estabilidade da rede e reduza a dependência fóssil para níveis mínimos, o elevado investimento inicial desta tecnologia (1281,76 /kWh) impõe um agravamento acentuado do *LCoE* face à solução exclusivamente eólica.

É imperativo sublinhar que a viabilidade económica aqui apresentada utiliza como referência o custo real de geração térmica do sistema isolado (437,11 /MWh). Sob esta perspetiva, a transição energética revela-se uma estratégia de eficiência financeira:

- **Recuperação de capital:** A implementação do caso II representa uma poupança líquida acumulada de aproximadamente 3,73 milhões de euros face à manutenção do sistema térmico exclusivo ao longo de 15 anos.
- **Eficiência económica:** Todos os cenários AWES analisados apresentam um *LCoE* inferior ao custo do diesel, o que significa que cada MWh renovável produzido reduz diretamente o défice de exploração do sistema elétrico do Corvo.
- **Estratégia de investimento:** A substituição da geração fóssil permite converter custos operacionais afundados em investimento produtivo em ativos locais, reduzindo a dependência de subsídios e aumentando a resiliência energética da ilha.

Em suma, a tecnologia AWES demonstra ser técnica e economicamente superior ao modelo de dependência diesel. O escalonamento para uma configuração multiunitária (caso II) constitui o cenário ideal de implementação, proporcionando o custo nivelado de energia mais competitivo e o maior retorno económico para a entidade gestora.

5.7.1 Comparação do caso de estudo II com a tecnologia convencional

A presente dissertação estabelece um confronto técnico e económico entre a estratégia de descarbonização proposta por *Parissis*, [46], e a solução disruptiva apresentada no presente estudo (caso de estudo II) para o sistema elétrico da ilha do Corvo.

Eficiência tecnológica e autonomia energética

O estudo de *Parissis*, [46], examinado no Capítulo 2, propõe a instalação de duas turbinas eólicas convencionais de 100 kW acopladas a um sistema de armazenamento de hidrogénio. Em contrapartida, o caso de estudo II foca-se na implementação de duas unidades AWES de igual potência nominal.

A superioridade técnica da tecnologia AWES é evidenciada pela elevada capacidade de penetração renovável. Enquanto o cenário de *Parissis*, [46], atinge uma quota de 80 % recorrendo obrigatoriamente a um complexo sistema de armazenamento, a presente investigação demonstra ser possível alcançar uma penetração de 83,55 % recorrendo exclusivamente à integração das unidades AWES.

Este desempenho decorre da operação a uma altitude otimizada de 900 m, onde o sistema acede a um recurso eólico mais intenso e persistente. A capacidade de superar o desempenho do modelo convencional, prescindindo de armazenamento, comprova que a captura de energia em altitude maximiza de forma mais eficiente o recurso endógeno da ilha.

Estrutura de custos e maturidade tecnológica

Embora a tecnologia AWES demonstre uma eficiência de captura superior, a análise económica revela uma disparidade entre os valores apurados e os apresentados por *Parissis*, [46]. No estudo de 2011, o *LCoE* estimado para o sistema híbrido fixava-se nos 179 /MWh (incluindo o ciclo de hidrogénio), enquanto o presente estudo apura, para o Caso II, um *LCoE* de 190,36 /MWh.

Esta diferença de custos justifica-se, primordialmente, por dois fatores:

1. **Maturidade tecnológica:** A tecnologia eólica convencional beneficia de décadas de otimização industrial, resultando em custos de fabrico e manutenção significativamente inferiores aos protótipos AWES atuais.

2. **Rigor analítico:** A modelação económica nesta dissertação apresenta um maior detalhe descritivo, contabilizando integralmente os componentes de *Balance of Plant* (SCADA, celas de MT e logística de montagem) e os custos de arranque dos grupos geradores a diesel, frequentemente omitidos em estudos preliminares.

Contudo, importa sublinhar que o *LCoE* de 190,36 €/MWh reflete uma solução tecnicamente robusta que dispensa o investimento avultado em infraestruturas de armazenamento para atingir níveis elevados de autonomia. Assim, o AWES posiciona-se como uma alternativa sólida e financeiramente competitiva face ao custo real de geração térmica na ilha (437,11 /MWh).

5.7.2 Incentivos ao investimento e maturidade tecnológica

Esta secção tem como objetivo identificar e analisar os incentivos públicos, apoios financeiros e mecanismos de fomento que poderão ser aplicáveis ao projeto em estudo, focado na tecnologia AWES e no armazenamento energético. Considerando que o desenvolvimento de novas formas de geração de energia sustentável enfrenta barreiras técnicas e financeiras significativas, é essencial compreender o enquadramento legal e económico disponível, tanto a nível nacional como europeu, para viabilizar a implementação desta iniciativa.

A análise incide sobre instrumentos estratégicos como o Portugal 2030, o Plano de Recuperação e Resiliência (PRR), o Fundo Ambiental e programas europeus de referência como o Horizonte Europa e o Innovation Fund. Pretende-se perceber de que forma estes incentivos podem acelerar a concretização do sistema, contribuindo para a neutralidade carbónica até 2050.

5.7.2.1 Apoios e incentivos

Portugal 2030

O programa Portugal 2030 integra eixos de financiamento para projetos sustentáveis, destacando-se o Objetivo Estratégico 2: "Uma Europa mais verde". Projetos baseados em tecnologia AWES podem beneficiar de linhas de incentivo específicas para a transição energética e descarbonização em regiões ultraperiféricas [12].

Plano de Recuperação e Resiliência (PRR)

O PRR prevê investimentos críticos na transição climática. A Componente C11: "Descarbonização da Indústria", destina-se a apoiar projetos que visem a incorporação de energia de fontes renováveis e, fundamentalmente, sistemas de armazenamento energético (BESS), conforme analisado no Caso de Estudo III [51].

Incentivos Fiscais (SIFIDE)

O sistema fiscal português contempla benefícios para projetos de I&D e inovação através do

SIFIDE. O investimento em tecnologia AWES, enquanto inovação disruptiva, possibilita uma redução do IRC que pode ascender a 82,5 % do valor investido [1].

5.7.2.2 Programas de Incentivo Europeus

Horizonte Europa

Principal programa europeu de financiamento à investigação, com concursos focados na transição energética e no fortalecimento das cadeias de valor renováveis, onde o AWES possui elevada relevância estratégica [24].

Innovation Fund

Este fundo apoia tecnologias altamente inovadoras com elevado potencial de redução de emissões. O AWES, enquanto solução não convencional, enquadra-se como uma tecnologia emergente de baixo carbono elegível para incentivos ao investimento de capital [25].

LIFE Clean Energy Transition

O programa LIFE apoia ações de demonstração e replicabilidade. É particularmente adequado para fases em que a tecnologia já possua um nível médio-alto de maturidade tecnológica, visando validar soluções em contextos reais, como o sistema isolado da ilha do Corvo [23].

5.7.2.3 Impacto dos incentivos na maturidade tecnológica

A elegibilidade para estes incentivos depende do Nível de Maturidade Tecnológica (TRL), escala que mede o grau de prontidão de uma tecnologia [42].

Tabela 5.17: Níveis de maturidade tecnológica.

Nível	Descrição
TRL 1 – 3	Investigação básica e prova de conceito experimental.
TRL 4 – 6	Validação e demonstração em ambiente relevante (protótipo funcional).
TRL 7 – 9	Demonstração em ambiente operacional real e prontidão para o mercado.

No âmbito deste projeto, a tecnologia AWES é classificada com um TRL 6 (demonstração em ambiente relevante). Através dos incentivos analisados, o objetivo consistia em promover a progressão para o TRL 7, alcançando a demonstração em ambiente operacional real na ilha do Corvo. Esta evolução é crítica, pois permite reduzir o risco tecnológico e aumentar a atratividade para investidores privados e entidades gestoras como a EDA.

Os incentivos financeiros podem reduzir o investimento líquido do promotor em percentagens significativas (frequentemente entre 40 % e 80 %), tornando todos os casos de estudos economicamente mais competitivos face ao custo de geração térmica.

Capítulo 6

Conclusão e trabalhos futuros

O estudo técnico desenvolvido ao longo desta dissertação permitiu validar a exequibilidade da tecnologia AWES como solução estruturante para a transição energética da ilha do Corvo. Através de uma modelação horária integrada, que correlacionou o desempenho do sistema *Falcon* com o perfil de consumo e o recurso eólico local, foi possível identificar a configuração que otimiza a autonomia energética da região.

A caracterização do recurso eólico demonstra que a exploração de ventos em altitude não mitiga a sazonalidade intrínseca do arquipélago. Uma vez que a Lei da Potência é aplicada com um coeficiente de cisalhamento (α) constante, a morfologia da variabilidade superficial é transposta para cotas superiores, resultando numa amplificação da amplitude das velocidades médias (de 3,48 m/s para 6,84 m/s). Não obstante, esta estratégia revela-se estrutural ao elevar o patamar basal de velocidade. Ao contrário da cota de 10 m, onde o recurso decai frequentemente para valores próximos da velocidade de corte mínima (*cut-in*) de 2 m/s, a operação a 900 m garante que, mesmo durante o período estival, a velocidade do vento se mantenha consistentemente acima do limiar de produção eficiente do sistema.

No que concerne à configuração do sistema, os resultados demonstraram que:

- **Cenário de 1 *kite*:** Revelou-se insuficiente para suprir sequer metade da procura anual (41,78 %), mantendo a central térmica como fonte primordial e resultando num *LCoE* de 312,70 /MWh.
- **Cenário de 2 *kites*:** Estabeleceu-se como o ponto de equilíbrio técnico e económico, permitindo atingir uma penetração renovável de 83,55 % a 900 m. Esta solução reduz o *LCoE* para 190,36 /MWh e maximiza a rentabilidade real.

A seleção da tecnologia eletroquímica para o armazenamento de energia fundamentou-se na sua elevada eficiência de ciclo e rapidez de resposta, características superiores às do hidrogénio

para a gestão de flutuações de curto e médio prazo [41, 55]. No caso de estudo II, a integração de baterias (caso de estudo III) permite aprofundar a descarbonização, mas o elevado custo de capital impõe um agravamento do *LCoE*. Depreende-se que, sob uma ótica estritamente financeira, a gestão da intermitência renovável através do sistema híbrido eólico-diesel é preferível ao investimento em armazenamento de larga escala.

É imperativo ressaltar que a viabilidade económica foi aferida face ao custo real de geração na ilha (437,11 /MWh). Sob esta ótica de custo evitado, a totalidade dos cenários AWES sem armazenamento e as configurações iniciais com baterias revelam-se amplamente rentáveis. O caso de estudo II destaca-se com um VAL positivo de aproximadamente 3,73 milhões de euros, demonstrando que a estratégia multiunitária é a que melhor converte custos operacionais térmicos em investimento produtivo.

A única exceção à viabilidade verifica-se no Caso de Estudo III para capacidades de armazenamento superiores a 3 MWh, onde o investimento em baterias ultrapassa o benefício marginal da substituição do combustível fóssil, resultando em VALs negativos.

Consequentemente, os resultados confirmam que a configuração de dois dispositivos não só cumpre, como supera as premissas estabelecidas no RNC2050. Enquanto o roteiro define metas de redução de emissões entre 65 % e 75 % até 2040 [2], a implementação desta estratégia AWES no Corvo permite ultrapassar estes objetivos antecipadamente, garantindo uma integração renovável superior a 80 %.

Por fim, no que concerne ao confronto com a tecnologia convencional, os resultados permitem extrair as seguintes conclusões:

A análise comparativa com a estratégia proposta por *Parissis*, [46], evidencia o caráter disruptivo da tecnologia AWES. Enquanto o modelo convencional de turbinas fixas exige um complexo sistema de armazenamento de hidrogénio para atingir uma penetração renovável de

Contudo, sob o ponto de vista estritamente económico, o estudo baseado em eólica convencional e armazenamento de hidrogénio apresenta um custo nivelado ligeiramente inferior, mesmo integrando a componente de armazenamento. Esta disparidade reflete a elevada maturidade da indústria eólica tradicional face ao estado de desenvolvimento atual dos sistemas AWES, bem como o estudo analítico aplicado na presente dissertação ao contabilizar integralmente os custos de integração na rede e encargos operacionais do sistema híbrido.

O sistema AWES posiciona-se, assim, como uma alternativa sólida, tecnicamente robusta e financeiramente superior ao paradigma fóssil atual, assegurando um contributo decisivo para a neutralidade carbónica da ilha do Corvo.

6.1 Trabalhos futuros

A presente investigação abriu caminho para a análise da integração de tecnologias eólicas de altitude em sistemas isolados, permitindo identificar áreas onde o refinamento do modelo poderá trazer benefícios significativos. Assim, sugerem-se as seguintes linhas de investigação para trabalhos futuros:

- **Aprimoramento da modelação do recurso eólico em altitude:** O presente estudo utilizou a Lei da Potência para a extrapolação do perfil de vento. Contudo, a extrapolação vertical com recurso a um coeficiente α constante preserva a estrutura temporal da série medida a 10 m, não representando explicitamente a variação da intensidade de turbulência, da estabilidade atmosférica ou da evolução da camada limite com a altitude. Consequentemente, esta abordagem pode não captar integralmente o potencial de geração associado a sistemas AWES, particularmente no que respeita à maior consistência e menor intensidade de turbulência tipicamente observadas a altitudes elevadas. Como trabalho futuro, recomenda-se a adoção de metodologias de modelação vertical mais robustas, nomeadamente perfis dependentes da estabilidade atmosférica (e.g., teoria de Monin–Obukhov), modelação espectral da turbulência ou integração de dados de reanálise atmosférica (e.g., ERA5) para a caracterização do perfil vertical do vento até à altitude de operação.
- **Refinamento da arquitetura de custos:** À medida que a tecnologia AWES atinja uma maior maturidade tecnológica e escala comercial, será possível atualizar o modelo financeiro com custos reais de componentes de mercado, reduzindo as incertezas associadas às estimativas de *CapEx* e *OpEx* atuais.
- **Modelação do sistema de orientação:** No presente estudo, o sistema de orientação da estação terrestre não foi contabilizado devido à escassez de dados técnicos detalhados. Investigações futuras deverão integrar o dimensionamento, o consumo energético e o custo deste componente para uma avaliação mais exaustiva do investimento inicial.
- **Otimização do despacho térmico:** No modelo atual, os grupos geradores a diesel operam num regime binário. Futuros estudos poderão implementar uma lógica de controlo que considere o funcionamento das unidades térmicas no seu mínimo técnico, permitindo uma gestão mais suave dos transitórios e uma estabilização de rede mais robusta.
- **Gestão dinâmica da altitude de voo:** A simulação baseou-se em altitudes operacionais fixas. O desenvolvimento de algoritmos de gestão dinâmica permitiria ao sistema ajustar-se verticalmente em tempo real para procurar cotas com recurso eólico mais favorável ou para evitar velocidades excessivas que forcem paragens técnicas.

- **Utilização de dados reais de consumo:** A integração de registos horários reais e ininterruptos da rede do Corvo permitiria validar os resultados obtidos com um rigor estatístico ainda superior, captando particularidades da procura que modelos estocásticos ou perfis sintéticos podem não refletir totalmente.
- **Exploração de sistemas de armazenamento alternativos:** Além do armazenamento eletroquímico, sugere-se o estudo de tecnologias de longa duração, como o armazenamento hídrico por bombagem. Esta solução poderá oferecer uma vida útil superior e uma capacidade de regulação de rede adaptada à orografia específica da ilha.
- **Estratégias para a gestão de excedentes energéticos:** Dado que o sistema proposto atinge elevados níveis de penetração renovável, torna-se pertinente estudar o aproveitamento da energia excedentária. Investigações futuras poderiam explorar o conceito de acoplamento de setores, avaliando a utilização destes excedentes para a dessalinização de água ou para o carregamento inteligente de veículos elétricos na ilha.

Apêndice A

Modelo computacional da energia consumida pela ilha do Corvo

A.1 Enquadramento e objetivo

O presente anexo descreve, de forma técnica e rigorosa, o modelo computacional desenvolvido para a estimativa e caracterização da procura elétrica.

Implementado em *Python*, o modelo tem como principal objetivo a geração de um perfil de carga sintético para a ilha do Corvo, com resolução horária. Esta abordagem visa colmatar a escassez de séries temporais contínuas de medição real, assegurando a preservação das características estocásticas, sazonais e de correlação temporal intrínsecas ao consumo de sistemas isolados.

A.2 Descrição detalhada do modelo de geração sintética de cargas

A geração do perfil horário sintético de carga baseia-se na decomposição do consumo elétrico em três componentes principais:

- um perfil horário médio de referência;
- uma modulação sazonal suave ao longo do ano;
- um termo de variabilidade estocástica temporalmente correlacionada.

Perfil horário base

Seja B_h o perfil horário médio de referência, com $h \in \{0, \dots, 23\}$, correspondente à média anual horária do consumo, este define a forma típica diária da curva de carga.

Modulação sazonal (modelo harmónico)

A variação sazonal do consumo é modelada através de uma função harmónica anual contínua, definida ao nível diário. Seja t o dia do ano ($t = 1, \dots, 366$), a modulação sazonal $M(t)$ é dada por:

$$M(t) = 1 + a \sin\left(\frac{2\pi t}{T}\right) + b \cos\left(\frac{2\pi t}{T}\right),$$

onde:

- $T = 366$ representa o período anual (ano bissexto);
- a e b são coeficientes estimados por mínimos quadrados, ajustados a partir de dias reais de referência;
- o termo constante garante que a média anual do multiplicador seja unitária.

Após o ajuste, a função é normalizada de modo a preservar o consumo médio anual.

Variabilidade diária de baixa frequência

Para introduzir variabilidade interdiária controlada, é aplicado um fator estocástico diário η_d :

$$\eta_d = 1 + \varepsilon_d, \quad \varepsilon_d \sim \mathcal{N}(0, \sigma_d^2),$$

onde σ_d representa o desvio padrão do ruído diário. Este fator é truncado a um intervalo plausível para evitar valores extremos.

Variabilidade horária com processo AR(1)

A variabilidade intra-diária é modelada através de um processo autorregressivo de primeira ordem (AR(1)), garantindo correlação temporal entre horas consecutivas. Para cada dia, o ruído horário é definido por:

$$\xi_{d,h} = \phi \xi_{d,h-1} + v_{d,h}, \quad v_{d,h} \sim \mathcal{N}(0, \sigma_h^2),$$

onde:

- ϕ é o coeficiente de autocorrelação temporal;
- σ_h controla a amplitude da variabilidade horária.

Expressão final do consumo horário sintético

O consumo horário sintético é então obtido por:

$$C_{d,h} = B_h \cdot M(d) \cdot \eta_d \cdot (1 + \xi_{d,h}).$$

Os valores resultantes são posteriormente limitados a um intervalo físico plausível $[C_{\min}, C_{\max}]$, assegurando coerência energética e evitando valores não realistas.

Este modelo permite gerar perfis horários sintéticos com continuidade temporal, realismo estatístico e preservação das principais características do consumo elétrico, sendo particularmente adequado para estudos de planeamento e análise de cenários em sistemas elétricos isolados, quando dados reais de elevada resolução temporal não se encontram disponíveis.

A.3 Implementação computacional

O código seguinte detalha como foi efetuado os dados sintéticos do consumo da ilha em 2024.

```

1 import numpy as np
2 import pandas as pd
3 from pathlib import Path
4
5 SEED = 42
6
7 # Smoothing (hours). Bigger = smoother between days.
8 MEAN_SMOOTH_HOURS = 49
9 MINMAX_SMOOTH_HOURS = 49
10
11 # Windiness within a day (keep moderate to avoid ugly clipping)
12 SHAPE_NOISE = 0.35
13 SHAPE_HARMONIC = 0.35
14
15 # How hard we try to match the daily mean while preserving min/max exactly
16 MEAN_ADJUST_PASSES = 10
17
18
19 def _smooth(series: pd.Series, hours: int) -> pd.Series:
20     if hours <= 1:
21         return series

```

```

22     return series.rolling(window=hours, center=True, min_periods=max(3, hours //
23                               3)).mean()
24
25 def _continuous_shape(idx: pd.DatetimeIndex, seed: int) -> np.ndarray:
26     """Continuous smooth-ish hourly signal across full timeline."""
27     rng = np.random.default_rng(seed)
28     n = len(idx)
29     t = np.arange(n, dtype=float)
30
31     phi1 = rng.uniform(0, 2*np.pi)
32     phi2 = rng.uniform(0, 2*np.pi)
33
34     s1 = np.sin(2*np.pi*(t/24.0) + phi1) # daily cycle
35     s2 = np.sin(2*np.pi*(t/12.0) + phi2) * SHAPE_HARMONIC # harmonic
36
37     noise = rng.normal(0, 1, size=n)
38     noise = pd.Series(noise, index=idx)
39     noise = _smooth(noise, 73).bfill().ffill().to_numpy() # smooth random
40
41     shape = s1 + s2 + SHAPE_NOISE * noise
42     # normalize globally to ~[-1,1] (not exact)
43     shape = (shape - shape.mean()) / (shape.std() + 1e-12)
44     return shape
45
46
47 def _force_day_minmax_and_mean(y_day: np.ndarray, target_min: float, target_max:
48     float, target_mean: float) -> np.ndarray:
49     """
50     1) Linearly rescale so min==target_min and max==target_max (exact)
51     2) Adjust mean to target_mean while keeping the min/max points fixed (exact)
52     """
53     y = y_day.astype(float).copy()
54
55     # If flat day, just create a simple 2-peak shape
56     y0_min, y0_max = float(y.min()), float(y.max())
57     if abs(y0_max - y0_min) < 1e-12:
58         # make a deterministic shape
59         h = np.arange(24)
60         base = np.sin(2*np.pi*h/24.0)
61         y = base
62
63         y0_min, y0_max = float(y.min()), float(y.max())

```

```

64     # --- Step 1: rescale to hit min/max exactly ---
65     y = (y - y0_min) / (y0_max - y0_min) # [0,1]
66     y = y * (target_max - target_min) + target_min
67
68     # Identify where min/max are (keep them fixed)
69     i_min = int(np.argmin(y))
70     i_max = int(np.argmax(y))
71
72     # --- Step 2: adjust mean without moving min/max points ---
73     # We distribute the needed delta across the remaining hours using weights.
74     for _ in range(MEAN_ADJUST_PASSES):
75         current_mean = float(y.mean())
76         delta = target_mean - current_mean
77         if abs(delta) < 1e-6:
78             break
79
80         weights = np.ones_like(y)
81         weights[i_min] = 0.0
82         weights[i_max] = 0.0
83
84         # Also avoid pushing values beyond bounds by weighting down near edges
85         # (soft constraint)
86         eps = 1e-6
87         slack_up = (target_max - y) + eps
88         slack_dn = (y - target_min) + eps
89         slack = np.minimum(slack_up, slack_dn)
90         slack = np.clip(slack, 0.0, None)
91         weights *= (slack / (slack.max() + 1e-12))
92
93         wsum = float(weights.sum())
94         if wsum < 1e-9:
95             # nothing we can adjust without breaking min/max
96             break
97
98         # Add delta distributed by weights (this changes mean)
99         y += delta * (weights / wsum)
100
101         # Re-enforce exact bounds and exact min/max points
102         y = np.clip(y, target_min, target_max)
103         y[i_min] = target_min
104         y[i_max] = target_max
105
106     return y
107

```

```

108
109 def daily_to_hourly_wind(df_daily: pd.DataFrame) -> pd.DataFrame:
110     df = df_daily.copy()
111     df["date"] = pd.to_datetime(df["date"])
112     df = df.sort_values("date")
113     df["day"] = df["date"].dt.floor("D")
114
115     df = df.drop_duplicates("day").set_index("day")["wspd", "wspd_min", "
wspd_max"]
116
117     start = df.index.min()
118     end = df.index.max() + pd.Timedelta(hours=23)
119     idx = pd.date_range(start, end, freq="H")
120
121     # Smooth envelopes in HOURLY space to ensure smooth inter-day transitions
122     mean_hr = df["wspd"].reindex(idx).interpolate("time")
123     min_hr = df["wspd_min"].reindex(idx).interpolate("time")
124     max_hr = df["wspd_max"].reindex(idx).interpolate("time")
125
126     mean_hr = _smooth(mean_hr, MEAN_SMOOTH_HOURS).interpolate("time").bfill().
ffill()
127     min_hr = _smooth(min_hr, MINMAX_SMOOTH_HOURS).interpolate("time").bfill().
ffill()
128     max_hr = _smooth(max_hr, MINMAX_SMOOTH_HOURS).interpolate("time").bfill().
ffill()
129
130     # Ensure ordering
131     min_hr = np.minimum(min_hr, mean_hr)
132     max_hr = np.maximum(max_hr, mean_hr)
133
134     # Continuous shape across the whole year
135     shape = _continuous_shape(idx, SEED)
136
137     # First pass hourly series (smooth across days by construction)
138     amp = (max_hr - min_hr) / 2.0
139     base = mean_hr.to_numpy()
140     y0 = base + amp.to_numpy() * (shape / (np.max(np.abs(shape)) + 1e-12))
141     y0 = np.clip(y0, min_hr.to_numpy(), max_hr.to_numpy())
142
143     out = pd.DataFrame({"datetime": idx, "wspd_hourly": y0})
144     out["day"] = out["datetime"].dt.floor("D")
145
146     # Now enforce per-day EXACT min/max and mean (using original daily table
values)

```

```

147     fixed = []
148     for day, g in out.groupby("day", sort=True):
149         if day not in df.index:
150             # should not happen if input covers range
151             fixed.append(g)
152             continue
153
154         target_mean = float(df.loc[day, "wspd"])
155         target_min = float(df.loc[day, "wspd_min"])
156         target_max = float(df.loc[day, "wspd_max"])
157
158         y_day = g["wspd_hourly"].to_numpy()
159         y_day2 = _force_day_minmax_and_mean(y_day, target_min, target_max,
160 target_mean)
161
162         gg = g.copy()
163         gg["wspd_hourly"] = y_day2
164         fixed.append(gg)
165
166     out2 = pd.concat(fixed, ignore_index=True).sort_values("datetime")
167
168     # Attach daily reference columns
169     out2 = out2.merge(
170         df.reset_index().rename(columns={"day": "day"}),
171         on="day",
172         how="left"
173     ).rename(columns={
174         "wspd": "daily_wspd",
175         "wspd_min": "daily_wspd_min",
176         "wspd_max": "daily_wspd_max",
177     })
178
179     out2 = out2.drop(columns=["day"])
180     return out2
181
182 def main():
183     here = Path(__file__).resolve().parent
184     input_csv = here / "wind_daily.csv"
185     output_csv = here / "wind_hourly.csv"
186
187     df_daily = pd.read_csv(input_csv)
188
189     needed = {"date", "wspd", "wspd_min", "wspd_max"}

```

```
190     missing = needed - set(df_daily.columns)
191     if missing:
192         raise ValueError(f"Missing columns: {missing}. Required: {sorted(needed)}")
193
194     df_hourly = daily_to_hourly_wind(df_daily)
195     df_hourly["wspd_hourly"] = df_hourly["wspd_hourly"].round(2)
196
197     df_hourly.to_csv(output_csv, index=False)
198     print(f"    Wrote: {output_csv} ({len(df_hourly)} rows)")
199
200
201 if __name__ == "__main__":
202     main()
```

Listing A.1: Dados sintéticos do consumo da ilha do Corvo em 2024 em Python.

Apêndice B

Modelo computacional de produção energética

B.1 Enquadramento e objetivo

O presente anexo descreve, de forma técnica e rigorosa, o modelo computacional desenvolvido para a simulação do balanço energético de um sistema elétrico híbrido. Esta configuração integra geração renovável baseada em sistemas AWES, armazenamento eletroquímico e um grupo gerador térmico a diesel.

O algoritmo, implementado em *Python*, tem como propósito fundamental avaliar o desempenho do sistema em regime horário durante um período anual. A ferramenta permite analisar, de forma integrada, o impacto da altitude de operação dos *kites* e da capacidade de armazenamento na mitigação do consumo de combustível fóssil e na estabilidade do fornecimento.

B.2 Descrição detalhada do modelo do balanço energético

Descrição do sistema elétrico

O sistema elétrico modelado é composto por três subsistemas principais:

- **Sistema de geração renovável:** Tecnologia AWES cuja potência elétrica depende da velocidade do vento e da altitude de operação;
- **Sistema de armazenamento:** Bateria eletroquímica com capacidade finita, utilizada para absorver excedentes de produção e suprir défices energéticos;

- **Grupo gerador térmico:** fonte despachável de energia elétrica, utilizada apenas quando a produção renovável e o armazenamento são insuficientes.

A carga elétrica considerada corresponde ao consumo agregado horário de um sistema isolado (contexto insular).

Dados de entrada

O modelo utiliza dados horários ao longo de um ano completo (8760 horas), nomeadamente:

- velocidade do vento medida a 10 metros de altitude;
- consumo elétrico horário da carga;
- curva característica de potência do kite (potência elétrica em função da velocidade do vento).

Os dados meteorológicos e de consumo são fornecidos através de um ficheiro Excel, enquanto a curva de potência é definida num ficheiro CSV externo.

Modelação da velocidade do vento com a altitude

A extrapolação da velocidade do vento para diferentes altitudes é realizada através da lei da potência:

$$v(h) = v_{10} \left(\frac{h}{10} \right)^\alpha, \quad (\text{B.1})$$

onde:

- $v(h)$ representa a velocidade do vento à altitude h ;
- v_{10} é a velocidade medida a 10 m;
- α é o coeficiente empírico de rugosidade do terreno.

No modelo desenvolvido foi adotado $\alpha = 0.14$, valor típico para terrenos de baixa rugosidade.

Conversão de Velocidade do Vento em Potência Elétrica

A potência elétrica produzida pelos *kites* é obtida a partir da curva característica definida experimentalmente. Para cada valor horário de velocidade do vento, a potência é determinada por interpolação discreta:

$$P_t = f(v_t), \quad (\text{B.2})$$

A energia elétrica produzida num intervalo horário é dada por:

$$E_t^{kite} = P_t \cdot N_{kites}, \quad (\text{B.3})$$

onde N_{kites} representa o número de kites instalados no sistema.

Balanco Energético Horário

O balanço energético horário do sistema é definido por:

$$\Delta E_t = E_t^{kite} - E_t^{load}, \quad (\text{B.4})$$

em que E_t^{load} corresponde à energia elétrica consumida pela carga no mesmo intervalo temporal.

Valores positivos de ΔE_t indicam sobreprodução, enquanto valores negativos representam défice energético.

Modelação do Sistema de Armazenamento

O sistema de armazenamento é modelado através do estado de carga, limitado pela capacidade máxima C_{bat} .

A evolução temporal do estado de carga é definida por:

$$SoC_t = \min(C_{bat}, SoC_{t-1} + \Delta E_t), \quad \Delta E_t \geq 0. \quad (\text{B.5})$$

$$E_t^{bat} = \min(SoC_{t-1}, |\Delta E_t|), \quad \Delta E_t < 0. \quad (\text{B.6})$$

$$SoC_t = SoC_{t-1} - E_t^{bat}. \quad (\text{B.7})$$

Este modelo discreto permite representar de forma realista a carga e descarga da bateria ao longo do tempo.

Despacho do grupo gerador a diesel

O grupo gerador térmico é acionado apenas quando:

- $\Delta E_t < 0$;
- $SoC_t = 0$.

A energia elétrica fornecida pelo gerador é calculada por:

$$E_t^{diesel} = |\Delta E_t| - E_t^{bat}. \quad (B.8)$$

Este critério garante prioridade à geração renovável e ao armazenamento, utilizando o gerador apenas como último recurso.

Agregação temporal e métricas de desempenho

Os resultados horários são agregados em bases mensais e anuais, permitindo calcular:

- energia elétrica produzida pelos kites;
- energia fornecida pelo grupo gerador;
- energia carregada e descarregada da bateria;
- número de horas de funcionamento do gerador térmico.

Estas métricas permitem avaliar o desempenho global do sistema e comparar diferentes configurações.

Análise paramétrica da capacidade de armazenamento

O modelo inclui uma análise paramétrica para diferentes capacidades de bateria, permitindo avaliar a redução progressiva do consumo de energia térmica com o aumento do armazenamento disponível.

Esta análise é fundamental para o dimensionamento ótimo do sistema e para a identificação de regimes de retorno marginal decrescente.

Conclusão

O modelo computacional apresentado constitui uma ferramenta robusta de apoio à análise e dimensionamento de sistemas elétricos híbridos com elevada penetração de energias renováveis. A formulação matemática adotada e a simulação horária anual permitem uma avaliação rigorosa do impacto do armazenamento e da altitude de operação dos kites na redução do consumo de combustível fóssil, contribuindo para soluções energeticamente mais eficientes e sustentáveis em sistemas isolados.

B.3 Implementação computacional

O código seguinte detalha a lógica de simulação horária, o processamento da lei da potência para o vento e a gestão do estado de carga da bateria.

```
1 import pandas as pd
2 import numpy as np
3 from pathlib import Path
4 import matplotlib.pyplot as plt
5 import math
6 import matplotlib.dates as mdates
7
8 here = Path(__file__).resolve().parent
9
10 # BATTERY_SIZES = [3500, 4000, 5000, 6000, 10000]
11
12 N_KITES = 2
13 BATTERY_POWER_ACCUMULATE_KWH = 10000
14
15 INPUT_XLSX = here / "caculo parte pratica.xlsx" # change if needed
16 OUTPUT_XLSX = here / f"calculado_parte_pratica_computado_Kites_{N_KITES}
    _com_bateria_{BATTERY_POWER_ACCUMULATE_KWH}_Mhz.xlsx" # output file
17
18 CURVE_CSV = here / "curve_power.csv" # <-- update path
19
20 # POWER_FACTOR = 0.8
21 POWER_FACTOR = 1
22
23 # Constants from your workbook (AT3 and AT6)
24 # In your file AT3 is 876.7 and AT6 is 0.15 (stored as a formula "=0.15")
25 KITE_YEAR_PRODUCTION_MWH = 876.7
26 ALPHA = 0.15
27
```

```

28 # ALTITUDES = [10, 100, 200, 225, 250, 275, 300, 350, 400, 500, 610, 690, 744,
    892]
29 ALTITUDES = [10] + list(range(700, 960, 50))
30
31 def simulate_year(diff_kwh: np.ndarray, cap_kwh: float) -> tuple[float, float]:
32     """
33     Simula um ANO inteiro.
34     Returns:
35         diesel_total_kwh,
36         battery_discharge_total_kwh
37     """
38     soc = 0.0
39     diesel_total = 0.0
40     battery_discharge = 0.0
41
42     for d in diff_kwh:
43         if d >= 0:
44             soc = min(cap_kwh, soc + d)
45         else:
46             need = -d
47             use_bat = min(soc, need)
48             battery_discharge += use_bat
49             soc -= use_bat
50             diesel_total += (need - use_bat)
51
52     return diesel_total, battery_discharge
53
54 def simulate_battery_and_diesel(diff_kwh: np.ndarray, cap_kwh: float) -> tuple[
    float, float]:
55     """
56     diff_kwh: hourly (production - consumption) in kWh.
57     Returns: (battery_discharge_total_kwh, diesel_total_kwh) for the full year.
58     """
59     soc = 0.0
60     bat_discharge_total = 0.0
61     diesel_total = 0.0
62
63     for d in diff_kwh:
64         if d >= 0:
65             # charge
66             soc = min(cap_kwh, soc + d)
67         else:
68             need = -d
69             use_bat = min(soc, need)

```

```

70         bat_discharge_total += use_bat
71         soc -= use_bat
72         diesel_total += (need - use_bat)
73
74     return bat_discharge_total, diesel_total
75
76 def vlookup_approx(x: pd.Series, lookup_x: np.ndarray, lookup_y: np.ndarray) ->
    pd.Series:
77     """
78     Excel-like VLOOKUP with range_lookup=TRUE (approx match).
79     Assumes lookup_x sorted ascending.
80     For each x, returns lookup_y at the last lookup_x <= x.
81     Values smaller than min(lookup_x) return lookup_y[0].
82     """
83     x_vals = x.to_numpy(dtype=float)
84     idx = np.searchsorted(lookup_x, x_vals, side="right") - 1
85     idx = np.clip(idx, 0, len(lookup_x) - 1)
86     return pd.Series(lookup_y[idx], index=x.index)
87
88
89 def main():
90     # ---- Labels (IF) ----
91     # def label(diff: pd.Series, acm_col: pd.Series) -> pd.Series:
92     #     return np.where(diff < 0, "Gerador a Diesel", "Armazenamento")
93     def label(diff: pd.Series, acm: pd.Series) -> pd.Series:
94         return np.where(
95             diff >= 0,
96             "Armazenamento",
97             np.where(
98                 acm <= 0,
99                 "Gerador a Diesel",
100                 "Consumo bateria"
101             )
102         )
103
104     # Read the sheet as-is
105     df_raw = pd.read_excel(INPUT_XLSX)
106
107     # Keep only A & B as the "inputs"
108     base = df_raw[["datetime", "V_hora Km/h"]].copy()
109
110     if "E consumido pela ilha wh" in df_raw.columns:
111         base["E consumido pela ilha wh"] = df_raw["E consumido pela ilha wh"]
112     else:

```

```

113         raise ValueError("Column 'E consumido pela ilha wh' not found in the
114         input file.")
115
116     # Pull the VLOOKUP curve table from the same workbook range AN4:A0255
117     # Easiest: re-read the sheet with header=None and slice by Excel coordinates.
118     grid = pd.read_excel(INPUT_XLSX, header=None)
119
120     # Excel columns: A=0 ... AN=39, AO=40 (0-based)
121     # Excel rows: 1=0 ... so row 4 is index 3, row 255 is index 254
122     curve = pd.read_csv(CURVE_CSV)
123
124     # normalize/validate
125     required = {"wind_ms", "power_kw"}
126     missing = required - set(curve.columns.str.strip())
127     if missing:
128         raise ValueError(f"CSV is missing columns: {sorted(missing)}. Required: {
129         sorted(required)}")
130
131     curve = curve.rename(columns=lambda c: c.strip())
132     curve["wind_ms"] = pd.to_numeric(curve["wind_ms"], errors="coerce")
133     curve["power_kw"] = pd.to_numeric(curve["power_kw"], errors="coerce")
134     curve = curve.dropna().sort_values("wind_ms").drop_duplicates(subset=["
135     wind_ms"], keep="last")
136
137     lookup_x = curve["wind_ms"].to_numpy()
138     lookup_y = curve["power_kw"].to_numpy()
139
140     if len(lookup_x) < 2:
141         raise ValueError("Curve CSV must have at least 2 valid rows.")
142     if not np.all(np.diff(lookup_x) >= 0):
143         raise ValueError("wind_ms in curve CSV must be sorted ascending (or
144         sortable).")
145
146     # ---- Wind speeds ----
147     for altitude in ALTITUDES:
148         if altitude == 10:
149             base["V_hora m/s 10m"] = base["V_hora Km/h"] * 0.7 / 3.6
150         else:
151             base[f"V_hora m/s {altitude}m"] = base["V_hora m/s 10m"] * ((altitude
152             / 10) ** ALPHA)
153
154     # ---- Power (VLOOKUP approx) ----
155     for altitude in ALTITUDES:
156         diff_col = f"Diferença de Energia {altitude}m"

```

```

152     acm_col = f"Energia acumulada {altitude}m"
153     gerador_col = f"Energia produzida por gerador diesel sem armazenamento {
altitude}m"
154     # gerador_col = diff_col * -1
155
156     base[f"P produzida: kite kW {altitude}m"] = vlookup_approx(base[f"V_hora
m/s {altitude}m"], lookup_x, lookup_y) * POWER_FACTOR
157     # base[f"E produzida: kite kwh {altitude}m"] = (base[f"P produzida: kite
kW {altitude}m"] * KITE_YEAR_PRODUCTION_MWH) / 100
158     base[f"E produzida: kite kwh {altitude}m"] = base[f"P produzida: kite kW
{altitude}m"] * N_KITES
159     base[f"Diferença de Energia {altitude}m"] = base[f"E produzida: kite kwh
{altitude}m"] - base[f"E consumido pela ilha wh"]
160
161     diff = base[diff_col].astype(float)
162     is_neg = diff < 0
163     grp = (is_neg != is_neg.shift(fill_value=False)).cumsum()
164
165     acm = np.zeros(len(base), dtype=float)
166     for i, d in enumerate(base[diff_col].to_numpy(dtype=float)):
167         acm[i] = BATTERY_POWER_ACCUMULATE_KWH if max(0.0, (acm[i-1] if i else
0.0) + d) > BATTERY_POWER_ACCUMULATE_KWH else max(0.0, (acm[i-1] if i else
0.0) + d)
168
169     base[acm_col] = acm
170
171     base[f"Diferença de Energia {altitude}m"] = base[f"E produzida: kite kwh
{altitude}m"] - base[f"E consumido pela ilha wh"]
172
173     base[f"Excesso/escassez de Energia {altitude}m"] = label(
174         base[f"Diferença de Energia {altitude}m"],
175         base[f"Energia acumulada {altitude}m"]
176     )
177
178     charge_col = f"Energia carregada na bateria {altitude}m"
179
180     # Energy saved/charged each hour (kWh): positive increases in battery SoC
181     soc = base[acm_col].to_numpy(dtype=float)
182     soc_prev = np.r_[0.0, soc[:-1]] # previous hour SoC (0 for first hour)
183     base[charge_col] = np.maximum(0.0, soc - soc_prev)
184
185     # Sum within each negative run; set non-negative rows to 0
186     # base[gerador_col] = np.where(is_neg, diff.groupby(grp).cumsum(), 0.0) *
-1

```

```

187     diesel_mask = base[f"Excesso/escassez de Energia {altitude}m"] == "
Gerador a Diesel"
188
189     base[gerador_col] = np.where(
190         diesel_mask,
191         base[diff_col] * -1,
192         0.0
193     )
194
195     # base[f"Excesso/escassez de Energia {altitude}m"] = label(base[f"Diferen
ça de Energia {altitude}m"])
196     diesel_count = (base[f"Excesso/escassez de Energia {altitude}m"] == "
Gerador a Diesel").sum()
197     print(f"{altitude}m -> Gerador a Diesel hours: {diesel_count}h")
198
199     sum_val = base[gerador_col].sum()
200     print(f"{altitude}m -> max {gerador_col}: {round(sum_val,2)}")
201
202     # monthly
203     base["datetime"] = pd.to_datetime(base["datetime"], errors="coerce")
204     base = base.dropna(subset=["datetime"])
205     base["month"] = base["datetime"].dt.to_period("M").astype(str) # e.g.
206     2025-01
207
208     rows = []
209
210     for altitude in ALTITUDES:
211         diff_label_col = f"Excesso/escassez de Energia {altitude}m"
212         kite_col = f"E produzida: kite kwh {altitude}m"
213         diesel_col = f"Energia produzida por gerador diesel sem armazenamento {
altitude}m"
214         charge_col = f"Energia carregada na bateria {altitude}m" # MUST be
here
215
216         monthly = (
217             base
218             .groupby("month", as_index=False)
219             .agg(
220                 kite_energia_produzida=(kite_col, "sum"),
221                 energia_gerador_diesel=(diesel_col, "sum"),
222                 horas_gerador_diesel=(diff_label_col, lambda s: (s == "Gerador a
Diesel").sum()),
223                 energia_carregada_bateria=(charge_col, "sum"), # now
correct per altitude

```

```

223     )
224 )
225
226 monthly["altitude_m"] = altitude
227 rows.append(monthly)
228
229 pos_hours = (base[diff_col] >= 0).sum()
230 neg_hours = (base[diff_col] < 0).sum()
231 print(f"{altitude}m -> diff>=0 hours: {pos_hours}, diff<0 hours: {
neg_hours}, max diff: {base[diff_col].max():.3f}")
232
233 df_month = (
234     pd.concat(rows, ignore_index=True)
235     .rename(columns={
236         "kite_energia_produzida": "[MONTH] Kite energia produzida",
237         "energia_gerador_diesel": "[MONTH] Energia gerador diesel",
238         "horas_gerador_diesel": "[MONTH] Horas gerador diesel",
239         "energia_carregada_bateria": "[MONTH] Energia carregada na bateria",
240     #     NEW
241     })
242     .sort_values(["month", "altitude_m"])
243     .reset_index(drop=True)
244 )
245
246
247 for alt in ALTITUDES:
248     diesel_col = f"Energia produzida por gerador diesel sem armazenamento {
alt}m"
249     a = base[diesel_col].sum()
250     b = df_month[df_month["altitude_m"] == alt]["[MONTH] Energia gerador
diesel"].sum()
251     print(alt, a, b)
252
253 # Ensure month is ordered (important!)
254 months = sorted(df_month["month"].unique())
255
256 # Create a pivot table: index=month, columns=altitude, values=energy
257 kite_p = df_month.pivot(index="month", columns="altitude_m", values="[MONTH]
Kite energia produzida").reindex(months)
258 diesel_p = df_month.pivot(index="month", columns="altitude_m", values="[MONTH]
Energia gerador diesel").reindex(months)
259 battery_p = df_month.pivot(index="month", columns="altitude_m",

```

```

260                                     values="[MONTH] Energia carregada na bateria"
    ).reindex(months)
261
262 altitudes = sorted(df_month["altitude_m"].unique())
263
264 # Layout
265 n = len(altitudes)
266 ncols = 4 # change to 3 if you want bigger charts
267 nrows = math.ceil(n / ncols)
268
269 fig, axes = plt.subplots(nrows, ncols, figsize=(18, 4 * nrows), sharex=True)
270 axes = axes.flatten()
271
272 for i, alt in enumerate(altitudes):
273     ax = axes[i]
274
275     ax.plot(months, kite_p[alt], marker="o", label="Kite")
276     ax.plot(months, diesel_p[alt], marker="x", label="Diesel")
277     ax.plot(months, battery_p[alt], marker="s", label="Bateria")
278
279     ax.set_title(f"{alt} m")
280     ax.set_ylabel("kWh")
281     ax.grid(True, axis="y", alpha=0.3)
282
283     # Rotate month labels for readability
284     ax.tick_params(axis="x", rotation=45)
285
286 # Hide any empty subplots
287 for j in range(i + 1, len(axes)):
288     fig.delaxes(axes[j])
289
290 # One shared legend for the whole page
291 handles, labels = axes[0].get_legend_handles_labels()
292 fig.legend(handles, labels, loc="upper center", ncol=2)
293
294 fig.suptitle("Energia mensal (kWh)      Kite vs Gerador Diesel      por
altitude", y=1.02)
295 fig.tight_layout()
296 plt.show()
297
298
299 MONTH_OUTPUT_XLSX = here / f"calculo_parte_pratica_MES_totais_Kites_{N_KITES}
_com_bateria_{BATTERY_POWER_ACCUMULATE_KWH}_Mhz.xlsx"
300 df_month.to_excel(MONTH_OUTPUT_XLSX, index=False)

```

```

301     print(f"Saved monthly totals: {MONTH_OUTPUT_XLSX.resolve()}")
302
303
304     # Gerador vs bateria
305     BATTERY_SIZES = [3500, 4000, 5000, 6000, 10000]
306
307     rows = []
308
309     for altitude in ALTITUDES:
310         diff_col = f"Diferença de Energia {altitude}m"
311         diff = base[diff_col].to_numpy(dtype=float)
312
313         row = {"Altitude": altitude}
314
315         for cap in BATTERY_SIZES:
316             diesel, bat = simulate_year(diff, cap_kwh=cap)
317
318             row[f"Energia por gerador a diesel (bat {cap})"] = diesel
319             row[f"Consumo por Bateria de {cap}"] = bat
320
321         rows.append(row)
322
323     df_year_battery = (
324         pd.DataFrame(rows)
325         .sort_values("Altitude")
326         .reset_index(drop=True)
327     )
328     OUT_XLSX = here / f"comparacao_diesel_vs_baterias_ANO_Kites_{N_KITES}.xlsx"
329     df_year_battery.to_excel(OUT_XLSX, index=False)
330     print(f"Saved yearly battery comparison: {OUT_XLSX.resolve()}")
331
332
333     x = df_year_battery["Altitude"].to_numpy()
334
335     plt.figure(figsize=(12, 5))
336
337     for cap in BATTERY_SIZES:
338         plt.plot(
339             x,
340             df_year_battery[f"Energia por gerador a diesel (bat {cap})"],
341             marker="o",
342             label=f"Diesel (bateria {cap} kWh)"
343         )
344

```

```

345 plt.title("ANO      Energia produzida por gerador diesel vs Altitude")
346 plt.xlabel("Altitude (m)")
347 plt.ylabel("kWh")
348 plt.grid(True, axis="y", alpha=0.3)
349 plt.legend()
350 plt.tight_layout()
351 plt.show()
352
353 for cap in BATTERY_SIZES:
354     print(
355         f"Bateria {cap} kWh      Diesel total:",
356         df_year_battery[f"Energia por gerador a diesel (bat {cap})"].sum()
357     )
358
359 #      Only here compute totals (now all altitude columns exist)
360 rows = []
361
362 for altitude in ALTITUDES:
363     rows.append({
364         "altitude_m": altitude,
365         "[YEAR] Kite energia produzida": base[f"E produzida: kite kwh {
altitude}m"].sum(),
366         "[YEAR] Energia gerador diesel": base[f"Energia produzida por gerador
diesel sem armazenamento {altitude}m"].sum(),
367         "[YEAR] Horas gerador diesel": (base[f"Excesso/escassez de Energia {
altitude}m"] == "Gerador a Diesel").sum(),
368     })
369
370 df_year = pd.DataFrame(rows).sort_values("altitude_m").reset_index(drop=True)
371
372 # x and y
373 x = df_year["altitude_m"].astype(float).to_numpy()
374 y = df_year["[YEAR] Kite energia produzida"].astype(float).to_numpy()
375
376 plt.figure(figsize=(12, 5))
377 plt.plot(x, y, marker="o") # line + points
378 plt.title("[YEAR] Kite energia produzida")
379 plt.xlabel("altitude_m")
380 plt.ylabel("kWh")
381 plt.xticks(x) # show each altitude like Excel
382 plt.grid(True, axis="y", alpha=0.3)
383 plt.tight_layout()
384 plt.show()
385

```

```

386 YEAR_OUTPUT_XLSX = here / f"calculo_parte_pratica_ANO_totais_Kites_{N_KITES}
    _com_bateria_{BATTERY_POWER_ACCUMULATE_KWH}_Mhz.xlsx"
387 df_year.to_excel(YEAR_OUTPUT_XLSX, index=False)
388 print(f"Saved yearly totals: {YEAR_OUTPUT_XLSX.resolve()}")
389
390 # # =====
391 # # Energia produzida por gerador diesel sem armazenamento
392 # # =====
393
394 # # --- Ensure datetime is datetime type and sorted ---
395 # base["datetime"] = pd.to_datetime(base["datetime"], errors="coerce")
396 # base = base.dropna(subset=["datetime"]).sort_values("datetime").reset_index
    (drop=True)
397
398 # plt.figure(figsize=(14, 6))
399
400 # for altitude in ALTITUDES:
401 #     if altitude == 10:
402 #         continue # exclude 10m
403
404 #     gerador_col = f"Energia produzida por gerador diesel sem armazenamento
    {altitude}m"
405 #     if gerador_col not in base.columns:
406 #         print(f"Skipping {altitude}m (missing column: {gerador_col})")
407 #         continue
408
409 #     total_kwh = base[gerador_col].sum()
410 #     max_kwh = base[gerador_col].max()
411
412 #     plt.plot(
413 #         base["datetime"],
414 #         base[gerador_col],
415 #         label=f"{altitude}m ( = {total_kwh/1000:.0f} MWh, max={max_kwh
    /1000:.1f} mWh) "
416 #     )
417
418 #     # plt.plot(base["datetime"], base[gerador_col], label=f"{altitude}m")
419
420 # plt.xlabel("Time")
421 # plt.ylabel("Energia produzida por gerador diesel (kWh)")
422 # plt.title("Gerador Diesel sem Armazenamento vs Tempo (todas as altitudes)")
423 # plt.legend(ncol=2)
424
425 # # nicer date formatting on X axis

```

```

426     # ax = plt.gca()
427     # ax.xaxis.set_major_locator(mdates.AutoDateLocator())
428     # ax.xaxis.set_major_formatter(mdates.ConciseDateFormatter(ax.xaxis.
get_major_locator()))
429     # plt.xticks(rotation=30)
430
431     # plt.tight_layout()
432     # plt.show()
433
434     # # =====
435     # # Diferença de Energia vs Altitude
436     # # =====
437
438     # base["datetime"] = pd.to_datetime(base["datetime"], errors="coerce")
439     # base = base.dropna(subset=["datetime"]).sort_values("datetime").reset_index
(drop=True)
440     # base["hour"] = base["datetime"]
441
442     # plt.figure(figsize=(14, 6))
443
444     # for altitude in ALTITUDES:
445     #     if altitude == 10:
446     #         continue # optional
447
448     #     diff_col = f"Diferença de Energia {altitude}m"
449     #     if diff_col not in base.columns:
450     #         print(f"Skipping {altitude}m (missing column: {diff_col})")
451     #         continue
452
453     #     daily = (
454     #         base.groupby("hour", as_index=False)[diff_col]
455     #             .sum()
456     #             .rename(columns={diff_col: "hour_acc"})
457     #     )
458
459     #     # ignore values > 0
460     #     daily = daily[daily["hour_acc"] * -1 >= 0]
461
462     #     if daily.empty:
463     #         continue
464
465     #     x = daily["hour_acc"].astype(float).to_numpy() * -1
466     #     y = np.full(len(daily), altitude, dtype=float)
467

```

```

468     # plt.scatter(x, y, s=12, alpha=0.6, label=f"{altitude}m")
469
470     # plt.xlabel("Energia produzida por gerador a diesel (kWh)")
471     # plt.ylabel("Altitude do kite (m)")
472     # plt.title("Picos diarios de necessidade de energia em bateria (acumulada)
vs Altitude")
473     # plt.yticks([a for a in ALTITUDES if a != 10])
474     # plt.grid(True, axis="x", alpha=0.3)
475     # # plt.legend(ncol=2) # optional
476     # plt.tight_layout()
477     # plt.show()
478
479
480     # # =====
481     # # Energia acumulada vs Dias (todas as datas do ano) - ROBUST
482     # # =====
483
484     # # 1) Parse datetime safely
485     # base["datetime"] = pd.to_datetime(base["datetime"], errors="coerce")
486     # base = base.dropna(subset=["datetime"]).copy()
487     # base = base.sort_values("datetime").reset_index(drop=True)
488
489     # if base.empty:
490     #     raise ValueError("After parsing, base is empty: 'datetime' could not be
parsed (all NaT).")
491
492     # # 2) Day column as Timestamp (daily)
493     # base["date"] = base["datetime"].dt.date
494
495     # # 3) Decide which year to plot:
496     # # Use the year of the first row (most common expectation)
497     # YEAR = int(base["date"].iloc[0].year)
498
499     # all_days = pd.date_range(start=f"{YEAR}-01-01", end=f"{YEAR}-12-31", freq="
D")
500
501     # print("Plot YEAR:", YEAR)
502     # print("Data range:", base["datetime"].min(), "->", base["datetime"].max())
503
504     # plt.figure(figsize=(14, 6))
505
506     # plotted_any = False
507
508     # for altitude in ALTITUDES:

```

```

509     #     if altitude == 10:
510     #         continue
511
512     #     # IMPORTANT: your script uses this typo: "acomulada"
513     #     acm_col = f"Energia acumulada {altitude}m"
514
515     #     if acm_col not in base.columns:
516     #         print(f"Missing column: {acm_col}")
517     #         continue
518
519     #     # Make sure it's numeric
520     #     base[acm_col] = pd.to_numeric(base[acm_col], errors="coerce")
521
522     #     # Daily max (battery state), restricted to the chosen YEAR
523     #     daily = base.loc[base["datetime"].dt.year == YEAR].groupby("datetime")[
524     acm_col].max()
525
526     #     if daily.empty:
527     #         print(f"{altitude}m -> daily series is empty for YEAR {YEAR}")
528     #         continue
529
530     #     # Reindex to full year
531     #     daily = daily.reindex(all_days)
532
533     #     # Fill missing days (choose one)
534     #     daily = daily.fillna(0.0)      # show all days as 0 when missing data
535     #     # daily = daily.fillna(np.nan) # show gaps instead
536
537     #     plt.plot(all_days, daily.values, label=f"{altitude}m")
538     #     plotted_any = True
539
540     # if not plotted_any:
541     #     raise ValueError("Nothing plotted. Check printed messages: missing
542     columns or empty daily series.")
543
544     # plt.xlabel("Dia")
545     # plt.ylabel("Energia acumulada (kWh)")
546     # plt.title(f"Energia acumulada diária (máximo por dia)      {YEAR} (todos os
547     dias)")
548     # plt.legend(ncol=2)
549
550     # ax = plt.gca()
551     # ax.xaxis.set_major_locator(mdates.AutoDateLocator())

```

```
549     # ax.xaxis.set_major_formatter(mdates.ConciseDateFormatter(ax.xaxis.  
    get_major_locator()))  
550     # plt.xticks(rotation=30)  
551  
552     # plt.grid(True, axis="y", alpha=0.3)  
553     # plt.tight_layout()  
554     # plt.show()  
555  
556  
557     # Save  
558     out_path = Path(OUTPUT_XLSX)  
559     base.to_excel(out_path, index=False)  
560     print(f"Saved: {out_path.resolve()}")  
561  
562  
563 if __name__ == "__main__":  
564     main()
```

Listing B.1: Implementação do modelo de simulação energética em Python.

Apêndice C

Orçamento da montagem e comissionamento das celas MT

A estimativa de custos apresentada de seguida detalha os encargos associados à instalação e ensaios operacionais das celas MT da sala de comando, abrangendo as fases de montagem e comissionamento.

Figura C.1: Orçamento da montagem e comissionamento das celas MT.

References

- [1] Agência Nacional de Inovação. *Incentivos Fiscais à I&D*. <https://ani.pt/incentivos-fiscais/>. Acedido em: 15 de janeiro de 2026. 2024.
- [2] Agência Portuguesa do Ambiente. *Descarbonizar 2050*. Acedido em 15 de dezembro de 2025. 2025. URL: <https://descarbonizar2050.apambiente.pt/>.
- [3] Md. Rasel Ahmed et al. «Techno-economic and feasibility investigation of standalone renewable energy-based hybrid systems with battery and hydrogen storage». Em: *Next Research* 2 (2025), p. 100720. ISSN: 3050-4759. DOI: [10.1016/j.nexres.2025.100720](https://doi.org/10.1016/j.nexres.2025.100720).
- [4] I. Argatov, P. Rautakorpi e R. Silvennoinen. «Modeling and control of a kite-pumping station for power generation». Em: *Energy* 34.1 (2009), pp. 11–21. DOI: [10.1016/j.energy.2008.09.011](https://doi.org/10.1016/j.energy.2008.09.011).
- [5] Assembleia Legislativa da Região Autónoma dos Açores. *Decreto Legislativo Regional n.º 15/2012/A, de 2 de abril — Regime jurídico da conservação da natureza e da biodiversidade*. Acedido em 15 de dezembro de 2025. 2012. URL: <https://dre.tretas.org/dre/290449/decreto-legislativo-regional-15-2012-A-de-2-de-abril>.
- [6] Assembleia Legislativa da Região Autónoma dos Açores. *Decreto Legislativo Regional n.º 44/2008/A, de 5 de novembro - Criação do Parque Natural da Ilha do Corvo*. Acedido em 15 de dezembro de 2025. 2008. URL: <https://dre.tretas.org/dre/241813/decreto-legislativo-regional-44-2008-A-de-5-de-novembro>.
- [7] Associação das Reservas da Biosfera de Portugal. *Roteiro Turístico – Ilha do Corvo*. Acedido em 15 de dezembro de 2025. 2023. URL: https://www.reservasdabiosfera.pt/wp-content/uploads/2023/08/Roteiro-Turistico-02_RB-Ilha-do-Corvo.pdf.
- [8] Bizex - Consultoria, Gestão e Execução de Projetos. *Caracterização geológica e geomorfológica da ilha do Corvo - 2022*. Rel. téc. Relatório Técnico. Não especificado no relatório: Bizex - Consultoria, Gestão e Execução de Projetos, 2022.
- [9] Tony Burton et al. *Wind Energy Handbook*. 2nd. Chichester, UK: John Wiley & Sons, 2011. ISBN: 978-0-470-69975-1.

- [10] Antonello Cherubini et al. «Airborne Wind Energy Systems: A review of the technologies». Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 51 (nov. de 2015), pp. 1461–1476. ISSN: 1364-0321. DOI: [10.1016/J.RSER.2015.07.053](https://doi.org/10.1016/J.RSER.2015.07.053).
- [11] Inés Coca et al. *Site Identification Analysis for Airborne Wind Energy devices: Case Study: Ireland*. Rel. téc. D1.2.2. Contributing to DEM-AWE Deliverable D1.2.2, Revision 02. Incluir endereço ou organização, se relevante: BLUEWISE MARINE, fev. de 2025. URL: https://airbornewindeurope.org/wp-content/uploads/2025/02/AWE-Site-Identification-Report_Ireland_DEM-AWE-2025-1.pdf.
- [12] Compete 2030. *Objetivo Estratégico 2: Portugal + Verde*. <https://www.compete2030.gov.pt/objetivos/objetivo-estrategico-2-portugal-mais-verde/>. Acedido em: 12 de janeiro de 2026. 2024.
- [13] S. Costa e P. Silva. *Atitudes face ao ambiente em Regiões Periféricas*. Acedido em 15 de dezembro de 2025. 2015. URL: https://www.researchgate.net/publication/283854958_Atitudes_face_ao_ambiente_em_Regioes_Perifericas.
- [14] DGEG - Direção-Geral de Energia e Geologia. *Trajelórias de Fatores de Conversão de Energia e de Emissão de GEE para Portugal*. Estudos do Sistema Energético Português nº 9. Acedido em: 19 de fevereiro de 2026. Lisboa, Portugal: Ministério do Ambiente e Energia, nov. de 2025. URL: <https://www.dgeg.gov.pt/media/hmilpqil/2025-trajet%C3%B3rias-de-fatores-de-convers%C3%A3o-de-energia-e-de-emiss%C3%A3o-de-gee-para-portugal-2025.pdf>.
- [15] Moritz Diehl. «Airborne Wind Energy: Basic Concepts and Physical Foundations». Em: *Airborne Wind Energy*. Ed. por Uwe Ahrens, Moritz Diehl e Roland Schmehl. Green Energy and Technology. Springer, 2013, pp. 3–22. DOI: [10.1007/978-3-642-39965-7_1](https://doi.org/10.1007/978-3-642-39965-7_1).
- [16] Direção Regional do Ambiente. *Plano de Gestão das Áreas Terrestres do Parque Natural da Ilha do Corvo*. Rel. téc. Relatório Técnico. Proposta para consulta pública. Açores, Portugal: Secretaria Regional da Energia, Ambiente e Turismo, Governo dos Açores, Agosto de 2020.
- [17] Dynamica Ropes. *Dynamica DM20: The lowest creep obtainable*. Acedido em: 29 de Dezembro de 2025. Fredericia, Dinamarca, 2025. URL: <https://dynamica-ropes.com/products/dm20/>.
- [18] EDA - Eletricidade dos Açores. 2024. URL: <https://www.eda.pt/>.
- [19] EDA - Eletricidade dos Açores, S.A. *Comentários da EDA à Consulta Pública n.º 101 da ERSE: Proposta de Regulamento Tarifário e do Regulamento de Relações Comerciais*. Parecer Técnico. Acedido em: 5 de janeiro de 2026. Contém dados e diagramas de carga da Ilha do Corvo de 2019. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), 2021. URL: <https://www.erse.pt/media/zham5x4h/eda.pdf>.
- [20] EDA - Eletricidade dos Açores, S.A. *Relatório de Sustentabilidade 2024*. Relatório Anual. Acedido em: 18 de fevereiro de 2026. Ponta Delgada, Açores: EDA, 2025. URL: <https://files.eda.pt/edasharepointfiles/Files/GaleriaDocumentos/130/RG%20EDA%202024.pdf>.

- [21] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. *Proveitos e Ajustamentos para 2024*. Rel. téc. Acedido em: 19 de fevereiro de 2026. Lisboa, Portugal: ERSE, outubro de 2024. URL: <https://www.erse.pt/media/jjtla2rp/proveitos-e-ajustamentos-2024.pdf>.
- [22] European Central Bank. *O objetivo de estabilidade de preços: A meta de inflação de 2%*. Acedido em: 18 de fevereiro de 2026. 2021. URL: <https://www.ecb.europa.eu/mopo/strategy/pricestab/html/index.pt.html>.
- [23] European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency. *LIFE Clean Energy Transition Sub-programme*. https://cinea.ec.europa.eu/programmes/life/clean-energy-transition_en. Acedido em: 15 de janeiro de 2026. 2024.
- [24] European Commission. *Horizon Europe - Cluster 5: Climate, Energy and Mobility*. https://research-and-innovation.ec.europa.eu/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-open-calls/horizon-europe/cluster-5-climate-energy-and-mobility_en. Acedido em: 15 de janeiro de 2026. 2024.
- [25] European Commission. *Innovation Fund: Deploying innovative low-carbon technologies*. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund_en. Acedido em: 15 de janeiro de 2026. 2024.
- [26] Pietro Faggiani e Roland Schmehl. «Pumping Kites Wind Farm». Em: *ResearchGate* (2017). Acedido em: 10 de janeiro de 2026. URL: https://www.researchgate.net/publication/319623084_Pumping_Kites_Wind_Farm.
- [27] FEcreate. *AW053 Series Product Sheet*. Acedido em: 03 de Junho de 2025. Flekkefjord Elektro AS. Flekkefjord, Noruega, 2018. URL: <https://fecreate.com/wp-content/uploads/2018/08/AW053series.pdf>.
- [28] J. S. Fonseca, J. A. Mendes de Sousa e J. H. N. Lagarto. «Seleção e avaliação de baterias: uma revisão sistemática da literatura». Em: *Proceedings of the XXVI International Conference on Industrial Engineering and Operations Management (ICIEOM)*. Acedido em 23 de fevereiro de 2026. Online, 2020, pp. 1–8. URL: http://portalabepro.educacao.ws/ijcieom/restrito/arquivos/icieom2020/FULL_0010_37171.pdf.
- [29] Nuno Filipe Neto Gomes. «Impacto da Penetração de Energias Renováveis na Estabilidade dos Sistemas Elétricos de Energia». Dissertação de Mestrado. Porto, Portugal: Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP), Outubro de 2021.
- [30] Governo Regional dos Açores. *Estratégia Açoriana para a Energia 2030*. Acedido em 15 de dezembro de 2025. 2020. URL: <https://jo.azores.gov.pt/api/public/anexo/1328060082?filename=ESTRAT%C3%89GIA+A%C3%87ORIANA+PARA+A+ENERGIA+2030.pdf>.
- [31] Qusay Hassan et al. «A review of hybrid renewable energy systems: Solar and wind-powered solutions: Challenges, opportunities, and policy implications». Em: *Results in Engineering* 20 (dez. de 2023), p. 101621. ISSN: 2590-1230. DOI: 10.1016/J.RINENG.2023.101621.

- [32] Instituto Nacional de Estatística. *Índice de Preços ao Consumidor*. <https://www.ine.pt/>. Acedido em: 17 de fevereiro de 2026. 2024.
- [33] Mark Z. Jacobson e Mark A. Delucchi. «Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials». Em: *Energy Policy* 39 (3 mar. de 2011), pp. 1154–1169. ISSN: 0301-4215. DOI: 10.1016/J.ENPOL.2010.11.040.
- [34] Rishikesh Joshi e Filippo Trevisi. *Reference Economic Model for Airborne Wind Energy Systems*. Technical Report. Versão 1.0. IEA Wind TCP Task 48, jun. de 2024. DOI: 10.5281/zenodo.10959930. URL: <https://doi.org/10.5281/zenodo.10959930>.
- [35] Zeashan H. Khan e Muhammad Rehan. «Harnessing Airborne Wind Energy: Prospects and Challenges». Em: *Journal of Control, Automation and Electrical Systems* (2016). DOI: doi:10.1007/s40313-016-0258-y.
- [36] Kitepower B.V. *New Powerful Ways: The Kitepower Falcon 100kW*. Technical Product Brochure. Acedido em: 25 de janeiro de 2026. Kitepower. Delft, Países Baixos, 2024. URL: <https://thekitepower.com/resources/product/New%20Powerful%20Ways%20-%20The%20Kitepower%20Falcon%20100kW.pdf>.
- [37] Akbar Maleki. «Design and optimization of autonomous solar-wind-reverse osmosis desalination systems coupling battery and hydrogen energy storage by an improved bee algorithm». Em: *Desalination* 435 (2018), pp. 221–234. ISSN: 0011-9164. DOI: 10.1016/j.desal.2017.05.020.
- [38] E. C. Malz et al. *A Reference Economic Model for Airborne Wind Energy Systems*. Report. Version 1.0. Gothenburg, Sweden: Chalmers University of Technology, 2019.
- [39] Meteoblue. *Arquivo meteorológico Corvo*. Português. 2024. URL: <https://www.meteoblue.com>.
- [40] Milton A Miner. «Cumulative damage in fatigue». Em: *Journal of Applied Mechanics* 12.3 (1945), pp. 159–164.
- [41] K. Mongird et al. *Energy Storage Technology and Cost Characterization Report*. Rel. téc. PNNL-28866. United States: Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), Argonne National Laboratory, e Oak Ridge National Laboratory, jul. de 2019. URL: https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-28866.pdf.
- [42] NASA. *Technology Readiness Levels Demystified*. <https://www.nasa.gov/directorates/somd/space-prizes-challenges/technology-readiness-levels-demystified/>. Acedido em: 15 de janeiro de 2026. 2012.
- [43] Wubbo J. Ockels. «Laddermill, a novel concept to exploit the energy in the airspace». Em: *Aircraft Design* 4 (2-3 jun. de 2001), pp. 81–97. ISSN: 1369-8869. DOI: 10.1016/S1369-8869(01)00002-7.

- [44] Nuno Alexandre Almeida Oliveira. «Design and Cost Assessment of an Airborne Wind Energy Farm». Dissertação de Mestrado. Porto, Portugal: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, jul. de 2025.
- [45] J. P. Palutikof et al. «The Power Law Exponent in the Atmospheric Boundary Layer: Its Variation with Height and Stability». Em: *Wind Engineering* 30.4 (2006), pp. 301–320. DOI: [10.1260/030952406779295417](https://doi.org/10.1260/030952406779295417).
- [46] O. S. Parissis et al. «Integration of wind and hydrogen technologies in the power system of Corvo island, Azores: A cost-benefit analysis». Em: *International Journal of Hydrogen Energy* 36 (13 jul. de 2011), pp. 8143–8151. ISSN: 0360-3199. DOI: [10.1016/J.IJHYDENE.2010.12.074](https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2010.12.074).
- [47] Mukund R. Patel e Omid Beik. *Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis, and Operation*. 3rd. Boca Raton: CRC Press, 2021. ISBN: 9781003042952. DOI: [10.1201/9781003042952](https://doi.org/10.1201/9781003042952).
- [48] André F. C. Pereira e João M. M. Sousa. «A Review on Crosswind Airborne Wind Energy Systems: Key Factors for a Design Choice». Em: *Energies* 16.1 (2023). ISSN: 1996-1073. DOI: [10.3390/en16010351](https://doi.org/10.3390/en16010351). URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/1/351>.
- [49] Portal BASE - Contratos Públicos. *Contrato n.º 9506168: Aquisição de serviços de assistência técnica aos grupos geradores da Central Elétrica do Corvo*. <https://www.base.gov.pt/Base4/pt/detalhe/?type=contratos&id=9506168>. Acedido em: 24 de janeiro de 2026. 2022.
- [50] Random Trip. *Guia da Ilha do Corvo, Açores*. Acedido em 15 de dezembro de 2025. 2025. URL: <https://randomtrip.pt/guia-corvo-acores/>.
- [51] Recuperar Portugal. *Componente C11: Descarbonização da Indústria*. <https://recuperarportugal.gov.pt/c11-descarbonizacao-da-industria/>. Plano de Recuperação e Resiliência (PRR). Acedido em: 12 de janeiro de 2026. 2021.
- [52] Carla Sofia Fé Reia. «Sistema elétrico da ilha do Corvo: estudo de um sistema baseado em renováveis com armazenamento». Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e Ambiente. Orientação de Pedro Nunes. Dissertação de Mestrado. Lisboa, Portugal: Faculdade de Ciências, Universidade de Lisboa, 2018. URL: <https://repositorio.ul.pt/handle/10451/36551>.
- [53] Reservas da Biosfera Portugal e Quaternaire Portugal. *Ilha do Corvo: Reservas da Biosfera - Territórios Sustentáveis, Comunidades Resilientes (Roteiro Turístico)*. Roteiro Turístico do Projeto "Reservas da Biosfera: Territórios Sustentáveis, Comunidades Resilientes". Financiado pelo EEA Grants 2014-2021. Outubro de 2022.
- [54] Sweder Reuchlin, Rishikesh Joshi e Roland Schmehl. «Sizing of Hybrid Power Systems for Off-Grid Applications Using Airborne Wind Energy». Em: *Energies* 16.10 (2023), p. 4036. DOI: [10.3390/en16104036](https://doi.org/10.3390/en16104036).

- [55] Miguel Filipe dos Santos Fonseca. «Avaliação Económica das Tecnologias de Armazenamento de Energia Para a Transição Energética do Sistema Elétrico Português». Orientadores: Jorge Alberto Mendes de Sousa e João Hermínio Ninitas Lagarto. Acedido em: 19 de fevereiro de 2026. Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Ramo de Energia. Lisboa, Portugal: Instituto Superior de Engenharia de Lisboa (ISEL), setembro de 2022. URL: <https://repositorio.ipl.pt/handle/10400.21/15478>.
- [56] Miguel Filipe dos Santos Fonseca. «Avaliação Económica das Tecnologias de Armazenamento de Energia Para a Transição Energética do Sistema Elétrico Português». Dissertação de Mestrado. Lisboa, Portugal: Instituto Superior de Engenharia de Lisboa (ISEL), 2022. URL: <https://repositorio.ipl.pt/handle/10400.21/14981>.
- [57] Abhishek Sarkar et al. «Chemo-economic analysis of battery aging and capacity fade in lithium-ion battery». Em: *Journal of Energy Storage* 25 (2019), p. 100911. ISSN: 2352-152X. DOI: [10.1016/j.est.2019.100911](https://doi.org/10.1016/j.est.2019.100911).
- [58] Skysails Power GmbH. *Skysails Power*. Acedido em 15 de dezembro de 2025. 2025. URL: <https://skysails-power.com/>.
- [59] Skysails Power GmbH. *Venyo*. Acedido em 15 de dezembro de 2025. 2025. URL: <https://skysails-power.com/systems/venyo/>.
- [60] *SM6 - Unidades modulares de aparelhagem de Média Tensão*. Acedido em: Janeiro de 2025. Schneider Electric. 2024. URL: <https://www.se.com/pt/pt/product-range/948-sm6/>.
- [61] *Soluções de Aparelhagem de Média Tensão*. Acedido em: Janeiro de 2025. Efacec Power Environments. 2024. URL: <https://www.efacec.pt/p/aparelhagem-de-media-tensao/>.
- [62] TU Delft Students. *Design Synthesis Exercise: Airborne Wind Energy Systems Cost Analysis and Optimization*. Project Report. Delft University of Technology, 2020. URL: <https://repository.tudelft.nl/>.
- [63] The Kite Power Company. *Products*. Acedido em 15 de dezembro de 2025. 2025. URL: <https://thekitepower.com/products/>.
- [64] The Kite Power Company. *The Falcon*. Acedido em 15 de dezembro de 2025. 2025. URL: <https://thekitepower.com/the-falcon/>.
- [65] Topographic Map. *Ilha do Corvo – Mapa Topográfico*. Acedido em 15 de dezembro de 2025. 2025. URL: <https://pt-pt.topographic-map.com/map-p6ctgt/Ilha-do-Corvo/>.
- [66] UNESCO Portugal. *Objetivos de Desenvolvimento Sustentável*. Acedido em 15 de dezembro de 2025. 2023. URL: <https://unescoportugal.mne.gov.pt/pt/temas/objetivos-de-desenvolvimento-sustentavel>.
- [67] Yi Zhang et al. «Capacity configuration optimization of multi-energy system integrating wind turbine/photovoltaic/hydrogen/battery». Em: *Energy* 252 (2022), p. 124046. ISSN: 0360-5442. DOI: [10.1016/j.energy.2022.124046](https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124046).

- [68] Yi Zhang et al. «Capacity configuration optimization of multi-energy system integrating wind turbine/photovoltaic/hydrogen/battery». Em: *Energy* 252 (2022), p. 124046. ISSN: 0360-5442. DOI: [10.1016/j.energy.2022.124046](https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124046).
- [69] Xinping Zhou, Fang Wang e Reccab M. Ochieng. «A review of solar chimney power technology». Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 54 (2016), pp. 553–573. DOI: [10.1016/j.rser.2015.10.018](https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.018).