

CUSTO NIVELADO DA ENERGIA EM PARQUE EÓLICO COM KITES

JUNIOR JUNCKES HOINOSKI

Julho de 2023

CUSTO NIVELADO DA ENERGIA EM PARQUE EÓLICO COM KITES

Junior Junckes Hoinoski



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia

2023

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de
TEDSEE –Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de
Energia

Candidato: Junior Junckes Hoinoski, Nº 1220430, 1220430@isep.ipp.pt

Orientação científica: Luís Augusto Roque, lar@isep.ipp.pt

Supervisor: Luís Augusto Roque, lar@isep.ipp.pt

Supervisor: Daniel Tenfen, daniel.tenfen@ifsc.edu.br



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2023

Dedico este trabalho a minha mãe Juceia Junckes Hoinoski, e à memória de meu pai
Mario Vitório Hoinoski. Sem eles este sonho não teria se tornado realidade.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer aos professores Luís Augusto Roque e Luís Tiago Paiva, pela oportunidade de trabalhar neste tema, orientação e por conhecer um pouco mais sobre seus trabalhos no campo científico. Meus agradecimentos ao professor Daniel Tenfen, pelo suporte e orientação prestados. Agradeço também a minha família e amigos que me apoiaram nesta jornada.

Neste trabalho agradecemos o suporte financeiro por fundos nacionais através da FCT/MCTES (PIDDAC), no âmbito dos projetos 2022.02320.PTDC e 2022.02801.PTDC.

Resumo

Este trabalho abordará a importância das energias renováveis, onde se destacam países em que as matrizes elétricas possuem um alto nível de dependência dos recursos eólicos para garantir o atendimento a demanda por energia. Será contextualizado a tecnologia Airborne Wind System, seus tipos de geração, formas aerodinâmicas, a potência produzida e aspectos importantes a se considerar quando buscamos otimizá-lo.

Como ferramentas de análise deste trabalho, será utilizado algoritmos genéticos como forma de se otimizar uma unidade geradora, e então evoluímos para a utilização de *Biased Random Key Genetic Algorithm* para otimização de um parque eólico com *kites* de pequeno porte, de forma a possibilitar a estimativa de produção de energia anual. Como ferramenta de análise financeira, serão utilizados modelos de custos com base nas diversas referências bibliográficas, com intuito de melhor e mais próximo ao cenário real estimar o custo nivelado da energia.

Como forma de fiabilizar os resultados, serão feitas simulações utilizando os algoritmos genéticos como ferramenta de otimização, desde a unidade até o parque. Posteriormente, com as estimativas obtidas e a partir de um novo modelo de custos, com base na literatura e aproximando ao máximo de um cenário real, podemos estimar o custo nivelado da energia para um parque eólico de pequeno porte de *kites*. Desta forma, podemos comparar esta tecnologia com as demais presentes na área de geração de energia elétrica.

Ao final, compararemos os resultados obtidos com valores atuais de custo nivelado de energia das eólicas convencionais, *onshore* e *offshore*. Faremos uma comparação utilizando níveis diferentes de capacidade instalada do parque com *kites*, de forma a saber o impacto sobre o custo nivelado da energia e a partir de que momento esta tecnologia fica competitiva perante a eólica convencional.

Palavras-Chave

Airborne wind energy system; Algoritmo genético; Energias renováveis; Energia eólica; Custo nivelado da energia.

Abstract

This work will approach the matter of renewable energy sources in countries highly dependent on wind sources to ensure the energy demand. It will contextualize the Airborne Wind Energy System, the kinds of generation, aerodynamics shapes, power produced and important aspects to be considered aiming the optimization of the system.

As analysing tools, this work will use genetic algorithms to optimize generating unit, then will escalate to the use of Biased Random Key Genetic Algorithm to optimize a small proportion kite farm, aiming to estimate the annual energy production. This work will also use cost models based on several bibliographic references to make a financial analysis in order to be as close as possible of the real scenario.

As way to entrust the results, simulations using genetic algorithms will be made to optimize the process from the generating unit to the wind farm. Posteriorly, based on the results and from a new cost model based on literature it will be possible to estimate the cost producing energy on a small kite farm. In this way it will be possible to compare this technology to others present in the power generation market.

Finally, we will compare the results with the current cost of conventional ways of generating power by wind, onshore and offshore. We will also compare different levels of installed power capacity in the kite farms as a way to know the impact upon the levelized cost of energy and from which point kite farms start being competitive compared to conventional wind farms.

Keywords

Airborne wind energy system; Genetic Algorithm; Renewable energy; Wind energy; Levelized cost of energy.

Índice

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	III
ABSTRACT	V
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABELAS	XI
SIGLAS E ACRÓNIMOS	XIII
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1.CONTEXTUALIZAÇÃO.....	2
1.2.OBJETIVOS	5
2. AIRBORNE WIND SYSTEM – ESTADO DA ARTE	7
2.1.INTRODUÇÃO AO AWES.....	7
2.2.LOCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO.....	8
2.3.TIPOS DE SUPERFÍCIES AERODINÂMICAS	11
2.4.POTÊNCIA EM UM AWES.....	13
2.5.OTIMIZAÇÃO.....	16
3. FERRAMENTAS DE ANÁLISE	20
3.1.ALGORITMOS GENÉTICOS.....	20
3.2. <i>BIASED RANDOM KEYS GENETIC ALGORITHM</i>	25
3.3.MODELO DE CUSTOS	30
3.4. <i>ANNUAL ENERGY PRODUCTION</i>	34
3.5. <i>CAPACITY FACTOR</i>	35
3.6. <i>LEVELIZED COST OF ENERGY</i>	35
4. IMPLEMENTAÇÃO E RESULTADOS	40
4.1.OTIMIZAÇÃO DO KITE E KITE FARM	40
4.2.RESULTADOS DO KITE E KITE FARM.....	45
4.3.SIMULAÇÃO DO CUSTO NIVELADO DA ENERGIA	50
4.4.CUSTO NIVELADO DA ENERGIA (LCOE)	52
4.5.CUSTO NIVELADO PARA EÓLICAS <i>ONSHORE</i> E <i>OFFSHORE</i>	58
5. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	61

Índice de Figuras

Figura 1 Geração de energia elétrica em Portugal, por tipo de fonte primária de energia [7]	3
Figura 2 Geração de energia elétrica em Brasil, por tipo de fonte primária de energia [8]	4
Figura 3 Fase de geração do <i>Pumping Kite Generation</i> , adaptado de [14]	9
Figura 4 Fase de retração do <i>Pumping Kite Generation</i> , adaptado de [14]	10
Figura 5 Airborne Wind System do tipo <i>Fly-Generation</i> , adaptado de [14]	11
Figura 6 Tipos de superfícies aerodinâmicas para <i>Ground Generation</i> , adaptado de [12]	12
Figura 7 Tipos de superfícies aerodinâmicas mais utilizadas em <i>Fly-Generation</i> , adaptado de [12]	13
Figura 8 Trajetória dos aerofólios, tecnologia convencional e AWES, adaptado de [4]	14
Figura 9 Produção e consumo de energia em função da velocidade do vento, adaptado de [16]	15
Figura 10 Ampyx Power AP2 [16] [17]	15
Figura 11: Configuração de um parque de <i>kites</i> , adaptado de [21]	17
Figura 12: Limite de movimentação do <i>kite</i> , adaptado de [21]	17
Figura 13: Fluxograma do algoritmo utilizado para encontrar a AEP do parque, adaptado de [21]	18
Figura 14: Cruzamento de indivíduo pelo método de um ponto, adaptado de [26]	22
Figura 15: Cruzamento dos indivíduos pelo método multiponto, adaptado de [26]	23
Figura 16: Cruzamento dos indivíduos através do método uniforme, adaptado de [26]	23
Figura 17: Mutação em um indivíduo, adaptado de [27]	24

Figura 18: Fluxograma de um algoritmo genético básico	25
Figura 19: Processo de avaliação e criação da nova população	27
Figura 20: Processo de cruzamento do algoritmo BRKGA	28
Figura 21: Fluxograma do BRKGA com seus processos dependentes e independentes, adaptado de [28]	29
Figura 22: Fluxograma adaptado do algoritmo BRKGA utilizado por Roque [21]	30
Figura 23: Evolução mundial do LCOE para diferentes tecnologias ao longo dos anos, adaptado de [57]	38
Figura 24: Distribuição Weibull dos dados NREL	46
Figura 25: Potência média gerada por uma unidade a cada ciclo	48
Figura 26: Potência média gerada pelo <i>kite farm</i> a cada ciclo	49
Figura 27: Representatividade dos custos, por tipo, no montante total	56
Figura 28: AEP e LCOE em função da potência do gerador	58
Figura 29: Comparativa LCOE eólicas	59

Índice de Tabelas

Tabela 1: Aptidão dos indivíduos na população, adaptado de [26]	21
Tabela 2: Parâmetros do sistema de um <i>kite</i>, adaptado de [21]	42
Tabela 3: Parâmetros do sistema de uma <i>kite farm</i>, adaptado de [21]	44
Tabela 4: Parâmetros construtivos do algoritmo genético, adaptado de [21]	45
Tabela 5: Valores utilizados para cálculo dos parâmetros do <i>kite</i> e <i>kite farm</i>	47
Tabela 6: Resultado dos parâmetros calculados para o <i>kite farm</i>	48
Tabela 7: Parâmetros para o cálculo do LCOE do <i>kite farm</i>	51
Tabela 8: Parâmetros para cálculo do LCOE do <i>kite farm</i>	53
Tabela 9: Custos com equipamentos, operação e manutenção do <i>kite farm</i>	54
Tabela 10: Custos por tipo / área	55
Tabela 11: Resultados de custos do <i>kite farm</i>	57
Tabela 12: LCOE em função do custo de operação e manutenção	57

Siglas e Acrónimos

AEP	–	Annual Energy Production
AWE	–	Airborne Wind Energy
AWES	–	Airborne Wind Energy System
BRKGA	–	Biased Random Key Genetic Algorithm
CF	–	Capacity Factor
CRF	–	Capital Recovery Factor
ECC	–	European Control Conference
ICC	–	Initial Capital Cost
KPS	–	Kite Power System
LCOE	–	Levelized Cost of Energy
RKGA	–	Random Key Genetic Algorithm

1. INTRODUÇÃO

Tendo em vista o aumento da procura de energia elétrica em todo o mundo e, em contrapartida o comprometimento dos países em diminuir a emissão de poluentes na atmosfera, principalmente os gases de efeito estufa, busca-se cada vez mais por alternativas que produzam energia de maneira sustentável. Este facto intensifica a busca de meios de produção através das energias renováveis.

Uma questão que vem ganhando cada vez mais espaço é a geração descentralizada. A geração descentralizada consiste em pequenos produtores espalhados, gerando energia mais próximo ao consumidor final [1], trazendo benefícios para o sistema como um todo. A geração distribuída possibilita a geração a qualquer nível de potência, seja para o consumidor final que irá aproveitar toda a energia para seu consumo, ou consórcios que geram para uma determinada região. O facto de que as fontes solar e eólica estão presentes em todo lugar e, que um sistema de geração descentralizada possui baixo custo de implementação [2], tornam tais fontes atrativas para se investir enquanto pequeno produtor.

Para os meios de produzir energia a partir dos ventos existem os sistemas de turbinas eólicas fixadas por torres, que são grandes estruturas com alto custo de implementação e se tem o *Airborne Wind Energy System* (AWES), que é composta por dispositivos que ficam suspensos no ar, que por sua vez apresenta menor custo de implementação [3].

Além dos custos, em comparação à geração através de turbinas eólicas fixadas em torres, os equipamentos AWES conseguem alcançar altitudes maiores, onde os ventos são mais fortes

e regulares. Por ter a capacidade de alcançar maiores altitudes, uma unidade AWES tem um maior espaço de exploração da energia dos ventos [4].

A respeito dos diferentes tipos de equipamentos AWES, podem ser classificados de acordo com a localização de onde a energia mecânica do vento é convertida em energia elétrica. Neste quesito, os AWES podem ser divididos em *Ground Generation*, onde o gerador fica localizado no solo, ou *On-Board Generation*, onde o gerador fica a bordo do AWES suspenso no ar [5].

Os AWES variam também de acordo com sua superfície aerodinâmica. Asas rígidas são os AWES semelhantes a aeronaves ou pás de turbinas eólicas, enquanto as asas flexíveis são semelhantes a *surfing kites* ou paraquedas [4]. Apesar de possuir diferentes superfícies aerodinâmicas, ambas possuem o mesmo ciclo energético com duas fases, geração e recuperação, ciclo este que é chamado de *pumping* e que deve ter saldo positivo para injeção de energia na rede [6].

O presente trabalho aborda os AWES no contexto geral, comparações com os sistemas por torres fixas e também abordará o caso prático do custo de implementação de um sistema AWES, utilizando ferramentas apropriadas para comparação dos empreendimentos.

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

Devido necessidade de atender a crescente demanda de energia elétrica, redução de emissão de poluentes na atmosfera e redução dos custos de energia das tecnologias atuais engajadas com estas metas, torna-se interessante investigar as soluções de energias renováveis, pois tais empreendimentos possuem o potencial de suprir as necessidades em questão.

Dentro da gama das energias renováveis, a energia eólica possui uma parcela significativa na matriz elétrica de inúmeros países. De forma a exemplificar, temos Portugal e Brasil. A Figura 1 e a Figura 2 ilustram as representatividades das fontes de geração de energia elétrica na matriz portuguesa e brasileira no mês de dezembro de 2022, respetivamente.

Geração de Energia Tipo de Usina - Portugal

Geração de Energia (GWh)

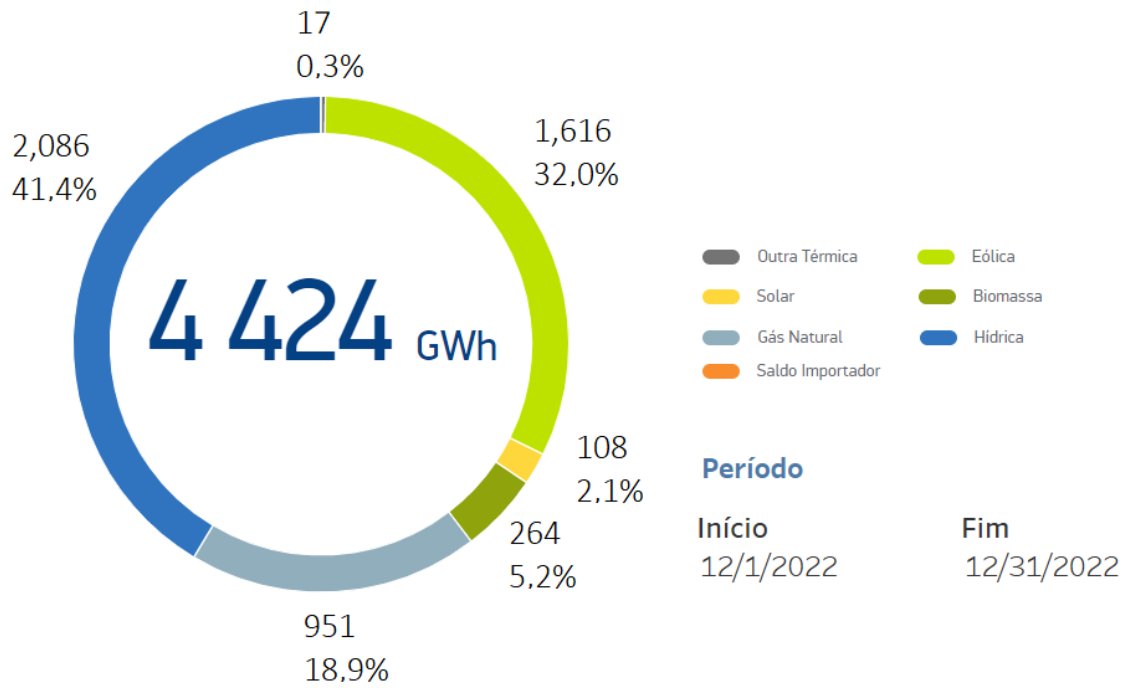


Figura 1 Geração de energia elétrica em Portugal, por tipo de fonte primária de energia [7]

Na Figura 1 e na Figura 2 a geração de energia é mostrada em GWh e sua representatividade em percentagem do montante total, juntamente a legenda a respeito do tipo de fonte primária de energia. Nota-se que a energia eólica correspondeu a 32% e 12,4% do total de geração de energia elétrica em Portugal e no Brasil, respetivamente.

Geração de Energia Tipo de Usina - Brasil

Geração de Energia (GWh)

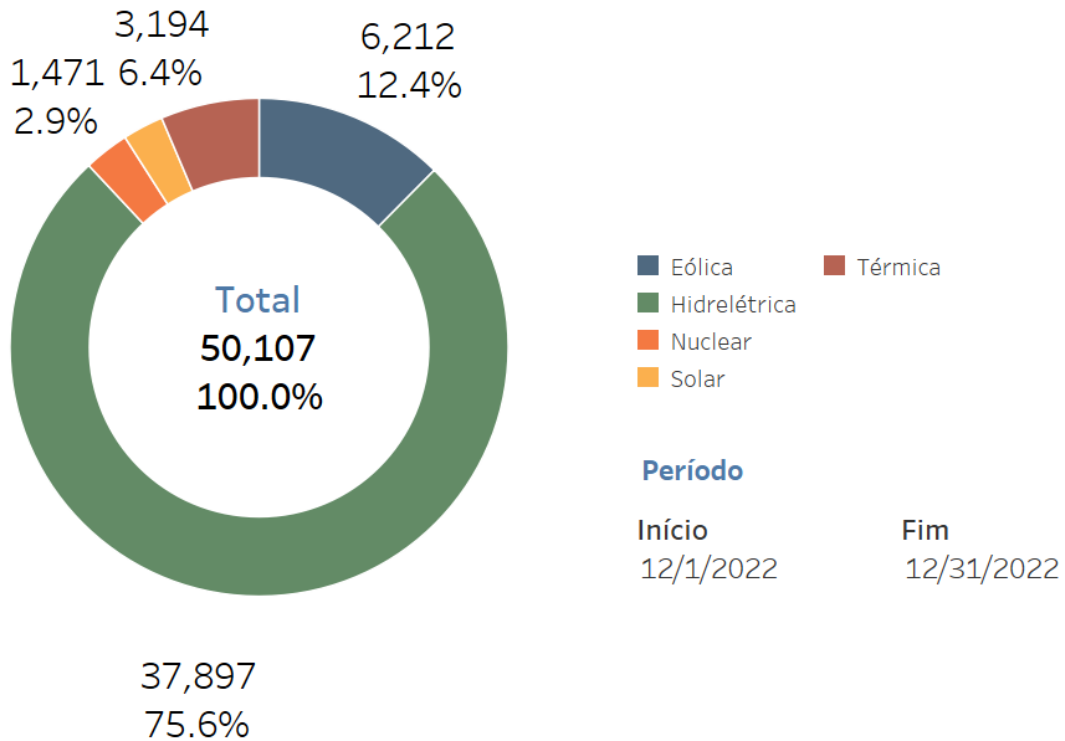


Figura 2 Geração de energia elétrica em Brasil, por tipo de fonte primária de energia [8]

Tendo como base a energia eólica, e que esta fonte de energia primária é abundante, faz sentido analisar através de quais mecanismos pode-se aproveitar melhor toda essa energia disponível. Este trabalho tem como objetivo abordar os custos de implementação de uma unidade geradora AWES com geração no solo (*Ground Generation*) e comparar com a geração eólica tradicional por torres fixas.

A comparação dos investimentos é feita através do *Levelized Cost of Energy* (LCOE), métrica esta que possibilita comparar diferentes empreendimentos de geração de energia elétrica independente de sua fonte primária de energia [7]. O LCOE pode indicar se o empreendimento trará benefícios econômicos ou não, e a dimensão do retorno.

1.2. OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo geral o levantamento dos custos de implantação e operação de um AWES com geração em solo. Devido a abrangência desta proposta, divide-se o trabalho nos seguintes objetivos específicos:

- Abordar o cenário atual de geração eólica por AWES;
- Citar as necessidades para implantação dos AWES;
- Listar materiais necessários para o sistema;
- Fazer o levantamento de todos os materiais e processos necessários;
- Relacionar o custo com cada unidade de potência;
- Comparar com um caso prático de energia eólica por torre fixa.

2. AIRBORNE WIND SYSTEM – ESTADO DA ARTE

Neste capítulo é apresentado o conceito de *Airborne Wind Energy* (AWE) e *Airborne Wind Energy System*, as possíveis configurações destes geradores, as formas aerodinâmicas presentes e o funcionamento de seu ciclo energético.

2.1. INTRODUÇÃO AO AWES

Airborne Wind Energy (AWE) é definido como a conversão da energia dos ventos utilizando dispositivos suspensos no ar e ancorados em solo [9]. O AWES opera em altitudes maiores que as eólicas convencionais e requerem menor quantidade de material para produzir uma unidade geradora [10]. A investigação deste meio de produção de energia surgiu em 1980 com Loyd, com os *Airborne Wind Energy Systems*, porém apenas na última década houve maior interesse e investimento neste tipo de tecnologia [11].

Uma das causas apontadas para o interesse tardio é a dificuldade de se obter dados assertivos dos ventos em maiores altitudes [12], juntamente da viabilidade técnico-econômica, tanto para se obter os dados quanto para desenvolvimento do sistema de geração, que tornaram-se mais viáveis devido ao desenvolvimento tecnológico como um todo [11].

O que torna o AWE interessante é a quantidade de energia presente nos ventos e sua disponibilidade abundante. Estima-se que a energia presente nos ventos é aproximadamente 100 vezes a energia consumida por todas as sociedades presentes no planeta e que, se retirada 1% de toda a energia presente nos ventos de elevadas altitudes, não é esperado haver qualquer impacto ambiental negativo. Não há outra fonte de energia que combine tamanho da fonte de energia, densidade e proximidade de forma tão atrativa [13].

2.2. LOCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO

Nesta secção é abordada as localizações possíveis para a máquina que fará a conversão da energia cinética dos ventos para energia elétrica. Os tipos presentes são: Gerador no solo e gerador no ar.

2.2.1. GERADOR NO SOLO

Quando a máquina responsável pela conversão da energia se encontra no solo, e está ligada a superfície aerodinâmica suspensa no ar, é caracterizado como *Ground Generation* (Geração em solo) [10]. Para *Ground Generation* há duas categorias até o presente momento, *Fixed Ground Station* (Estação fixa no solo) e *Moving Ground Station* (Estação móvel no solo).

Fixed Ground Station, também chamada na literatura de *Pumping Kite Generation*, é a configuração na qual a conversão de energia se dá em duas fases, sendo geração e recuperação. Para a fase de geração, a superfície aerodinâmica é arrastada pelo vento, enquanto o cabo que as conecta, ligado à superfície e ao rotor, transfere a força de arrasto de modo a fazer o rotor girar e produzir energia [10]. Durante a fase de recuperação há consumo de uma fração da energia produzida na fase de geração para recolher o cabo e iniciar novamente o ciclo.

A Figura 3 ilustra a fase de geração, onde a superfície aerodinâmica sofre a força de arrasto puxando o cabo e transmitindo esta força ao rotor do gerador.

Fase de geração

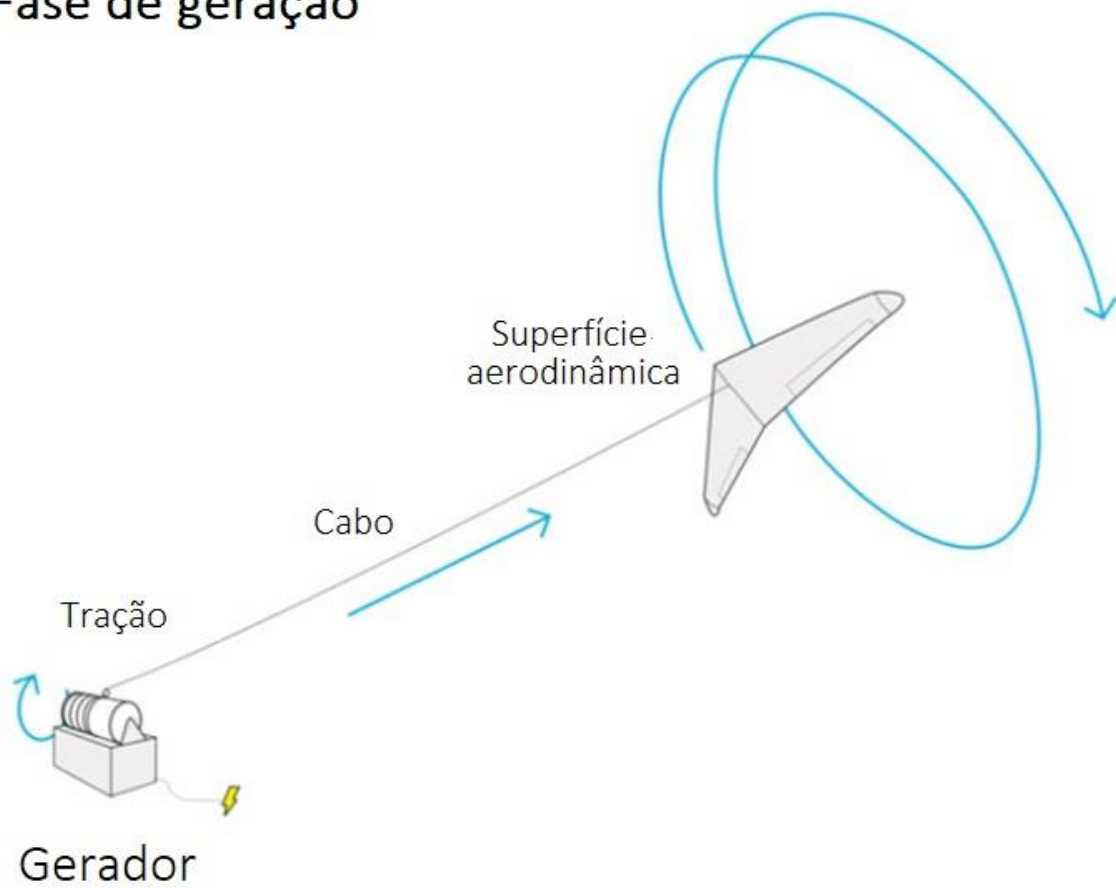


Figura 3 Fase de geração do *Pumping Kite Generation*, adaptado de [14]

A Figura 4 ilustra a fase de recuperação do ciclo, onde há consumo de energia para recolher o cabo que, deve consumir menos que 10% da energia gerada no ciclo. Alguns mecanismos ainda retraem a superfície aerodinâmica de forma a diminuir o arrasto no trajeto de volta.

Fase de retração

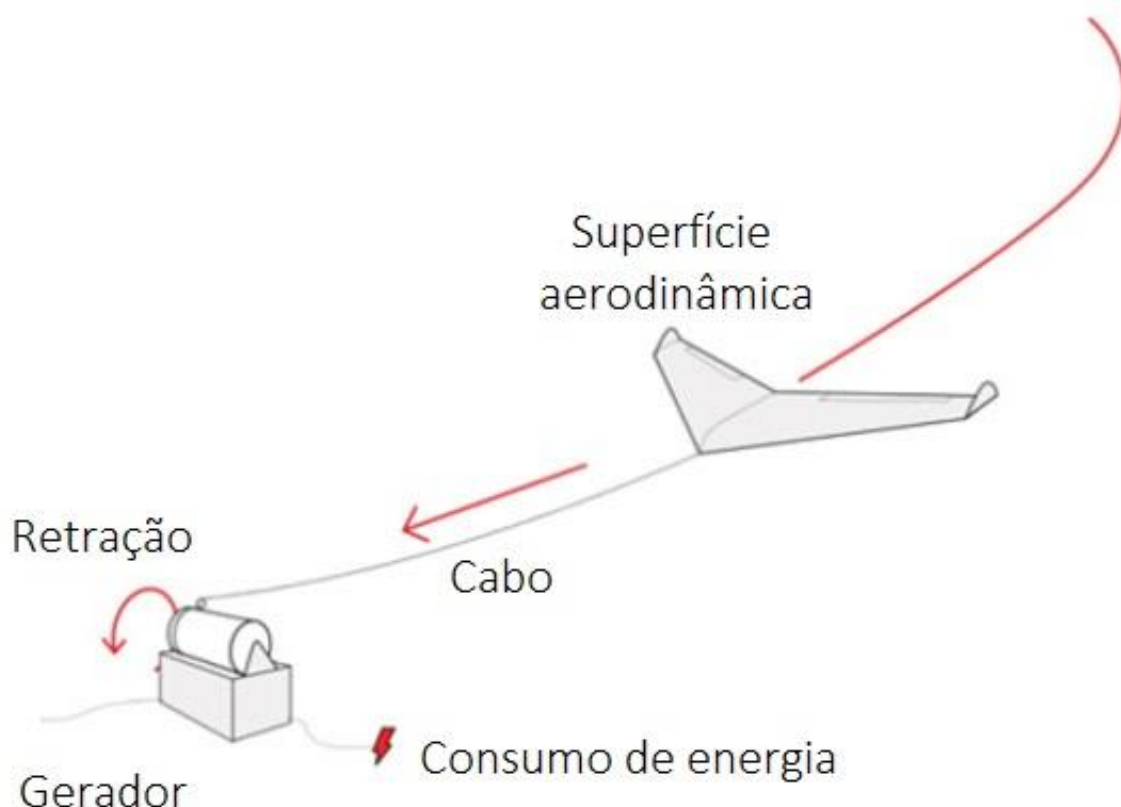


Figura 4 Fase de retração do *Pumping Kite Generation*, adaptado de [14]

2.2.2. GERADOR NO AR

Quando a máquina que converte a energia cinética dos ventos em energia elétrica está suspensa no ar, a bordo do AWES, é caracterizada como *Fly-Generation* ou, também encontrada na literatura, como *On-Board Generation* [3].

Na *On-Board Generation* há uma turbina acoplada à superfície aerodinâmica, juntamente de um gerador. A turbina é movida diretamente pelo vento, que acoplada ao rotor do gerador, faz com que a energia cinética do vento seja convertida em energia elétrica. A transmissão da energia até o solo se dá através de cabos elétricos, junto dos cabos de fixação, que vão do dispositivo até ao solo [12].

A Figura 5 ilustra um AWES do tipo *Fly-Generation*, gerando energia enquanto suspenso no ar e a transporta para estação no solo.

Fly-Generation (On-Board Generation)

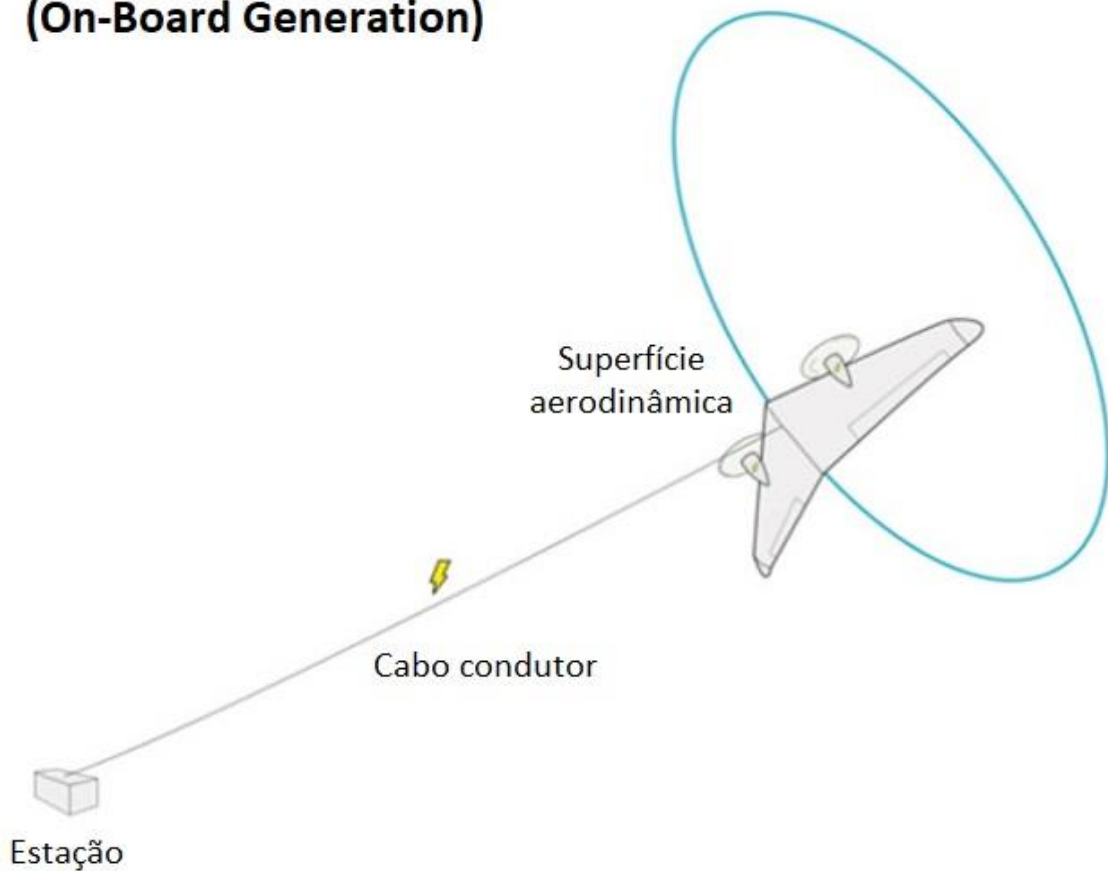


Figura 5 Airborne Wind System do tipo *Fly-Generation*, adaptado de [14]

2.3. TIPOS DE SUPERFÍCIES AERODINÂMICAS

As superfícies aerodinâmicas utilizadas nos AWES podem variar de acordo com diversos fatores, como por exemplo, velocidade do vento, altitude, geração no solo ou a bordo, entre outros.

A Figura 6 ilustra os tipos de superfícies aerodinâmicas mais utilizadas para o tipo *Ground Generation* [12]. Nos mais utilizados tem-se em grande parte os *kites*, que se assemelham a paraquedas, e outros que se assemelham a aeronaves ou asas.

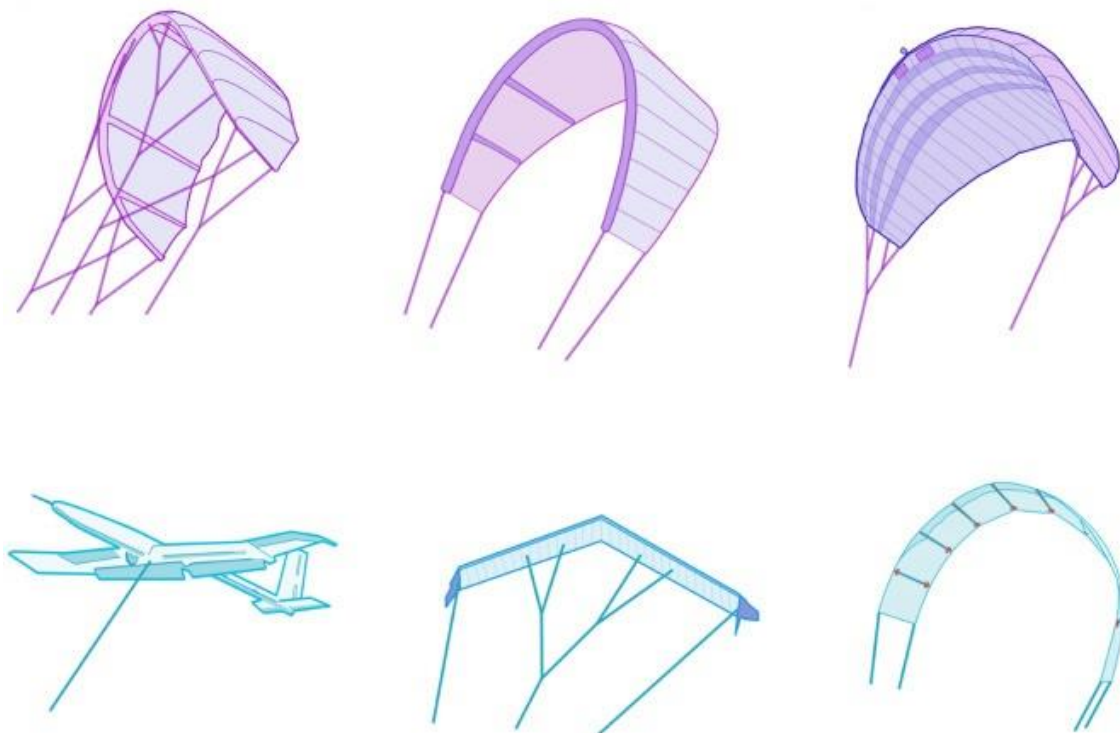


Figura 6 Tipos de superfícies aerodinâmicas para *Ground Generation*, adaptado de [12]

A Figura 7 apresenta a ilustração das superfícies aerodinâmicas mais utilizadas nos tipos *Fly-Generation*.

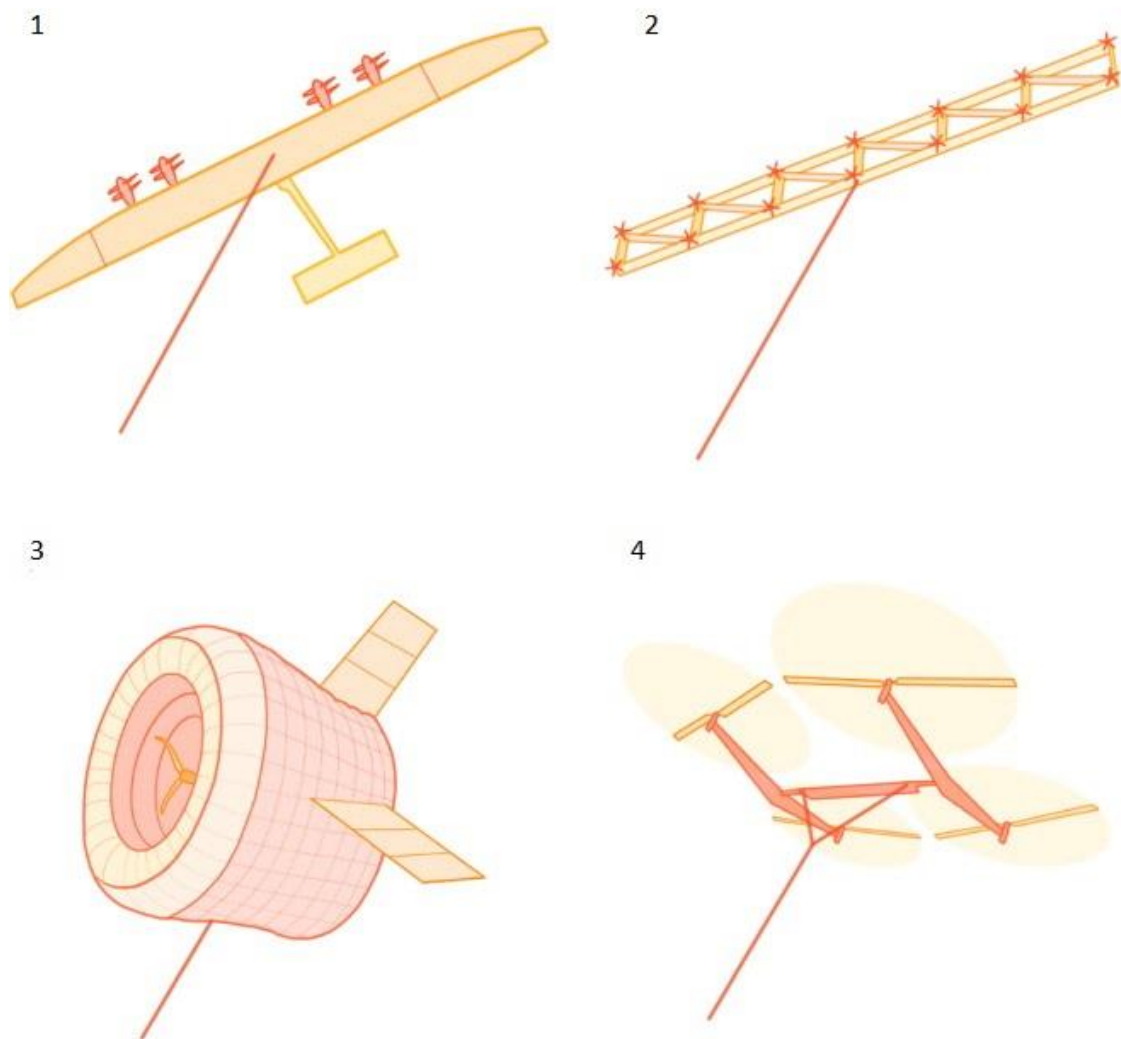


Figura 7 Tipos de superfícies aerodinâmicas mais utilizadas em *Fly-Generation*, adaptado de [12]

Na Figura 7 há quatro tipos de superfícies aerodinâmicas, sendo: (1) Estrutura em formato de aeronave com turbinas acopladas. (2) Estrutura composta por diversas asas e turbinas acopladas. (3) Estrutura semelhante a um aeróstato, com turbina no centro. (4) Estrutura com quatro rotores [12].

2.4. POTÊNCIA EM UM AWES

A potência gerada por um AWES, assim como nas turbinas eólicas, depende de diversos fatores, tanto do próprio dispositivo, local em que se encontram e condições climáticas. Em comparação a eólica tradicional, um AWES pode ser comparado a superfície aerodinâmica das pás do rotor, propriamente a ponta, que está sujeita a maiores velocidades e também ao fato de que a área 30% mais externa das pás é responsável por mais da metade da geração de energia [4].

A Figura 8 ilustra a trajetória do aerofólio para as tecnologias convencional e AWES respectivamente.

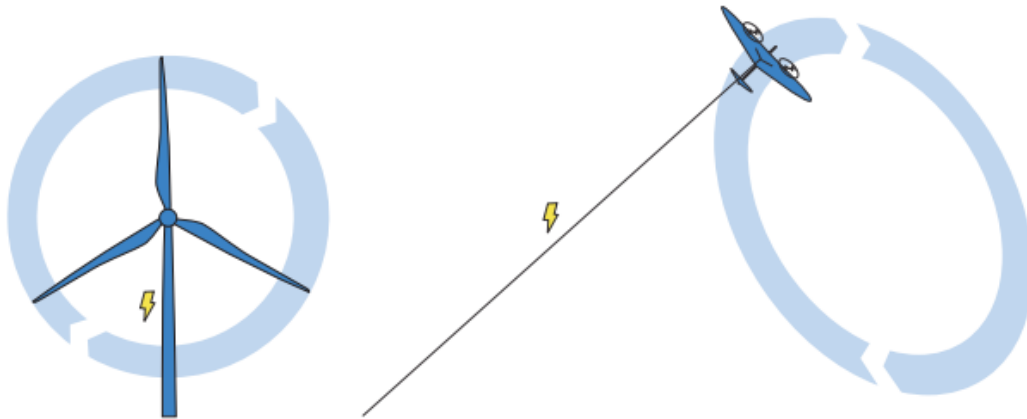


Figura 8 Trajetória dos aerofólios, tecnologia convencional e AWES, adaptado de [4]

De acordo com o trabalho de Ahrens, Diehl e Schmehl [4], e com base em algumas premissas assumidas por Loyd [15], a potência gerada por um aerofólio suspenso no ar e ligado a terra por cabos é aproximadamente

$$P = \frac{2}{27} \rho A v_w^3 C_L \left(\frac{C_L}{C_D} \right)^2, \quad (1)$$

onde A é a área da superfície aerodinâmica, C_L o coeficiente de sustentação, C_D o coeficiente de arrasto, v_w a velocidade do vento e ρ a densidade do ar.

Ahrens, Diehl e Schmehl [4] ainda citam a relevância que o coeficiente de arrasto tem sobre o sistema, devendo ter atenção ao projeto, principalmente sobre os de menores capacidades de geração. Um trabalho publicado na European Control Conference (ECC) cita o impacto do arrasto do cabo sobre o AWES e sobre a geração de energia [16].

O estudo apresentado na ECC [16] utilizou o protótipo AP2 da Ampyx Power [17] para coletar dados experimentais de geração e controle do dispositivo durante a operação, o que apresentou dados positivos, sendo 600 kWh de estimativa de produção de energia mecânica anual com velocidades médias de vento em 10 m/s. No trabalho em questão, a aeronave utilizada possuía 5,5 m de envergadura de uma ponta de asa a outra, totalizando 3 m² de superfície aerodinâmica. Posteriormente a energia mecânica é convertida em energia elétrica, sendo submetida as particularidades do equipamento utilizado.

A Figura 9 mostra a produção de energia (área em azul) e consumo de energia (área em laranja) em função da velocidade do vento. Nota-se que por volta dos 10 m/s há a maior produção estimada.

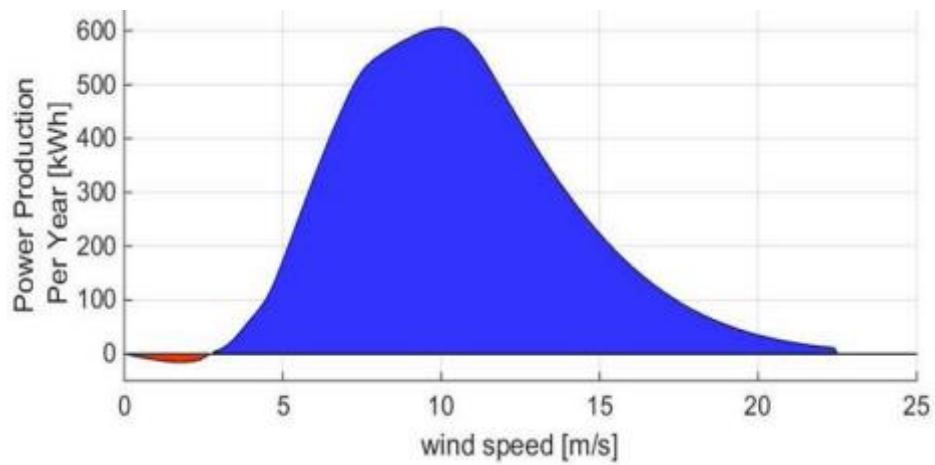


Figura 9 Produção e consumo de energia em função da velocidade do vento, adaptado de [16]

A Figura 10 mostra o equipamento da empresa Ampyx Power AP2 [17] utilizado no estudo, apresentado na ECC [16], e utilizado para o estudo de geração e controle citado anteriormente.

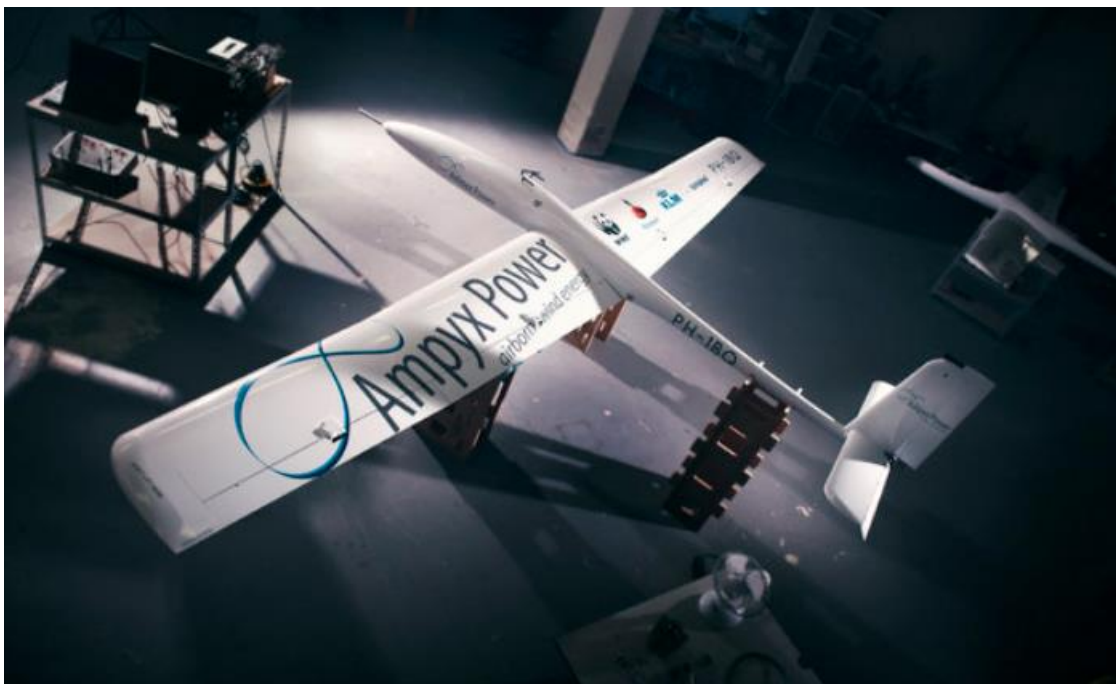


Figura 10 Ampyx Power AP2 [16] [17]

2.5. OTIMIZAÇÃO

Otimização é um processo que visa utilizar os recursos presentes da melhor forma possível. Processos de otimização são utilizados para minimizar efeitos indesejados e/ou maximizar efeitos desejados, por exemplo, minimizar perdas e maximizar ganhos, seja qual for o parâmetro que está sendo trabalhado [18].

Assim como num sistema tradicional de energia eólica, é importante ter em mente os parâmetros do sistema para melhor utilização de todos os recursos disponíveis, seja energético ou espacial. Outro ponto importante a ser mencionado são os sistemas de controle e automação dos dispositivos, que devem ser modelados de acordo com as características dos dispositivos e onde o mesmo será instalado [19].

Aull [20] em seu trabalho modelou um sistema do tipo *Fly Generation*, onde considerou não só as variáveis de controle e automação do sistema como também buscou maximizar a produção de energia do mesmo.

Em seu trabalho, Roque [21] utilizou a ferramenta *Biased Random Key Genetic Algorithm* (BRKGA) para maximizar a produção média de ciclo uma unidade de *Kite Power System* (KPS) durante um ciclo de produção, considerando variáveis fundamentais do sistema. O resultado é uma matriz de combinações com os parâmetros do KPS em função da velocidade do vento.

Além da otimização em uma unidade de KPS, Roque [21] aborda também a configuração de um parque de *kites* onde, adicionalmente a otimização de cada unidade (*kite*), tem de ser considerado as características físicas do terreno em questão, bem como os dados sobre o recurso eólico e altitude. Uma das variáveis de decisão é o número de *kites* a serem utilizados no terreno de maneira a maximizar a produção de energia. Para cada número possível de *kites* é preenchida uma matriz com a geração média por ciclo naquela configuração, dependentes dos recursos eólicos.

A Figura 11 ilustra uma possível configuração dos *kites* no parque, sendo as distâncias d_1 , d_2 e d_3 relacionadas ao tamanho máximo do cabo e a trajetória do *kite*. Onde d_1 é a distância entre duas unidades consecutivas alinhadas com a direção vento, d_2 é a distância mínima entre duas unidades alinhadas com a direção ortogonal predominante do vento d_3 é a distância mínima entre o limite do terreno e as unidades mais próximas desse.

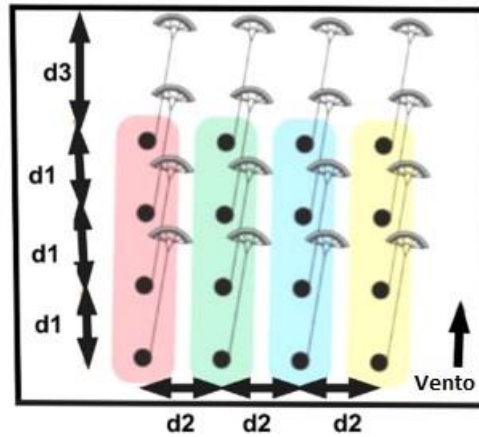


Figura 11: Configuração de um parque de *kites*, adaptado de [21]

A Figura 12 ilustra o impacto das variáveis na disposição dos *kites* no parque. A variável L_{max} é o comprimento máximo do cabo, ϕ é o ângulo azimute que o *kite* pode assumir e β o ângulo de elevação ou inclinação.

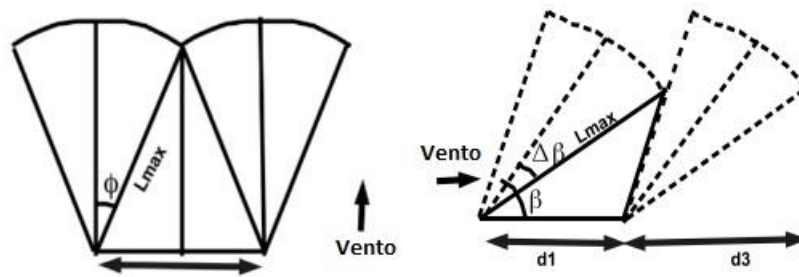


Figura 12: Limite de movimentação do *kite*, adaptado de [21]

Após satisfeitas todas as condições e restrições estipuladas, aplica-se a previsão dos recursos eólicos, de forma a possibilitar a estimativa da produção de energia. A Figura 13 ilustra o fluxograma adaptado de Roque [21] para o algoritmo utilizado para estipular a energia anual produzida, onde utiliza como entrada os parâmetros ótimos encontrados para cada unidade.

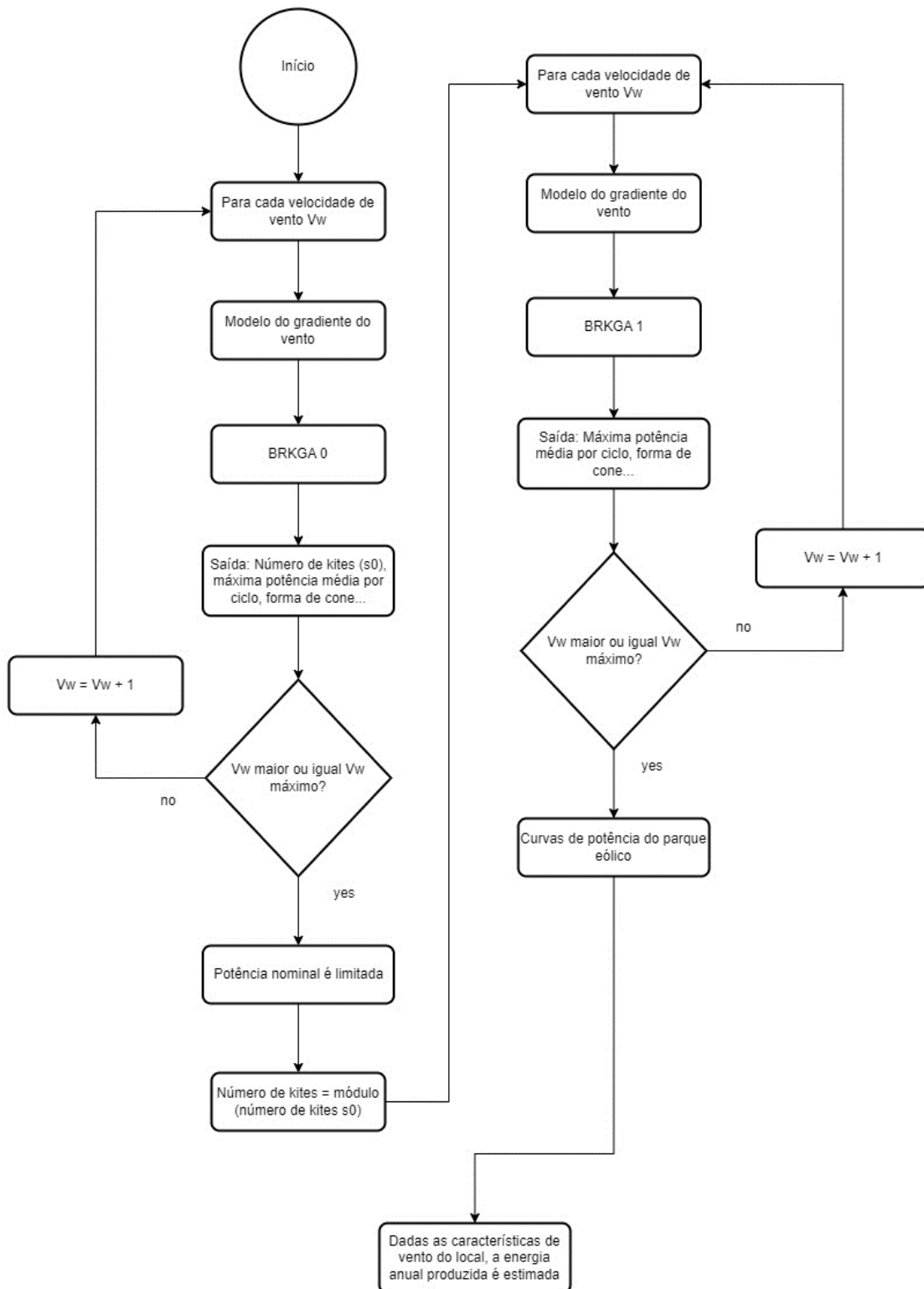


Figura 13: Fluxograma do algoritmo utilizado para encontrar a AEP do parque, adaptado de [21]

Após encontrada a estimativa de produção do parque, é possível estimar os esforços que as unidades estarão sujeitas, de forma a possibilitar o cálculo aproximado com os custos de operação e manutenção para dada configuração do parque.

3. FERRAMENTAS DE ANÁLISE

No presente capítulo é abordado as ferramentas de análise utilizadas para desenvolvimento deste trabalho.

3.1. ALGORITMOS GENÉTICOS

O algoritmo genético é uma das possíveis técnicas de se otimizar um processo, sendo esta técnica inspirada no método de seleção natural [22]. Por ser inspirado no método de seleção natural, os algoritmos genéticos selecionam os indivíduos mais aptos que, neste caso, são mais aptos a chegarem ao resultado ótimo ou muito próximo do mesmo [23].

O funcionamento básico de um algoritmo genético se dá através de um espaço de possíveis soluções, no qual cada indivíduo possui um valor de aptidão que mede e compara o valor da probabilidade deste de chegar mais próximo ao valor desejado para a função objetivo em relação aos demais. A cada iteração os conjuntos passam por processos de forma a refinar quais conjuntos estão mais aptos a atingir o objetivo [22].

O início de um algoritmo genético se dá através de uma população inicial, onde cada indivíduo ou cromossomo representa um conjunto solução. A população inicial pode ser criada de maneira totalmente aleatória ou com alguns valores já determinados [24].

Após a criação da população inicial, os indivíduos passam pelo processo de avaliação, de forma a identificar seu nível de aptidão, que está relacionada com a função objetivo [25]. Após avaliados, os mesmos passam para o processo de seleção, onde a probabilidade de seleção pode ser calculada como

$$p_i = \frac{f_i}{\sum_{i=1}^N f_i}, \quad (2)$$

onde p_i é a probabilidade de escolha do indivíduo i , f_i é a aptidão do indivíduo i e $\sum_{i=1}^N f_i$ é o valor de aptidão acumulada até o N -simo indivíduo.

Um método comumente utilizado para seleção é o método roleta, que executa uma escolha aleatória dos indivíduos que seguirão para as fases seguintes, podendo este ser ou não o mais apto. Neste método determina-se uma variável aleatória que vai de zero até o valor mais alto de aptidão acumulada e então o indivíduo selecionado será o que possuir imediatamente o maior valor de aptidão acumulada no sorteio [26]. Para exemplificar, tem-se a Tabela 1 com indivíduos e seus valores, a variável aleatória k iria de zero até cinco, se $k = 3$ o indivíduo a ser escolhido seria o segundo, com aptidão acumulada de 3,6.

Tabela 1: Aptidão dos indivíduos na população, adaptado de [26]

Indivíduo	Aptidão (f_i)	Aptidão Acumulada ($\sum f_i$)
1	2,0	2,0
2	1,6	3,6
3	1,4	5,0
4	0,7	5,7
5	0,3	6,0

Outro método também utilizado é o de torneio, no qual define-se um número de indivíduos para participar da seleção para cada rodada e então, entre os selecionados para rodada, passa para a próxima etapa o indivíduo que possuir maior aptidão. Este processo é feito até preencher o número de indivíduos desejados para a população intermedia, sendo esta etapa de criação de uma população intermedia válida também para o método da roleta [24], [26]. Por mais que os indivíduos selecionados não sejam os mais aptos, os processos seguintes trabalharão de forma a refinar os indivíduos e cada vez ter gerações mais aptas [27].

Ao menos dois indivíduos, ditos pais ou progenitores, são selecionados para passar pelo processo de cruzamento, este faz analogia ao processo natural de reprodução e recombinação genética. O cruzamento dos conjuntos anteriores resultará em novos indivíduos e, conseqüentemente, novos conjuntos de solução, onde tais conjuntos possuem uma combinação dos parâmetros de seus antecessores [24].

Os meios mais comuns de executar o processo de cruzamento, também conhecido por recombinação, são: Um-ponto, multipontos e uniforme. O método um-ponto escolhe um ponto para que haja troca, onde a informação anterior ao ponto vai para um “herdeiro”, também chamado de “filho”, e a informação posterior ao ponto vai para outro herdeiro. O método multiponto basicamente escolhe trechos de informação para formar os herdeiros e, por fim, o método uniforme utiliza um parâmetro global probabilístico para escolher qual parâmetro será trocado entre os pais [27].

A Figura 13 ilustra o cruzamento utilizando o método de Um-ponto e a maneira que as informações vão gerar os filhos, ou herdeiros.

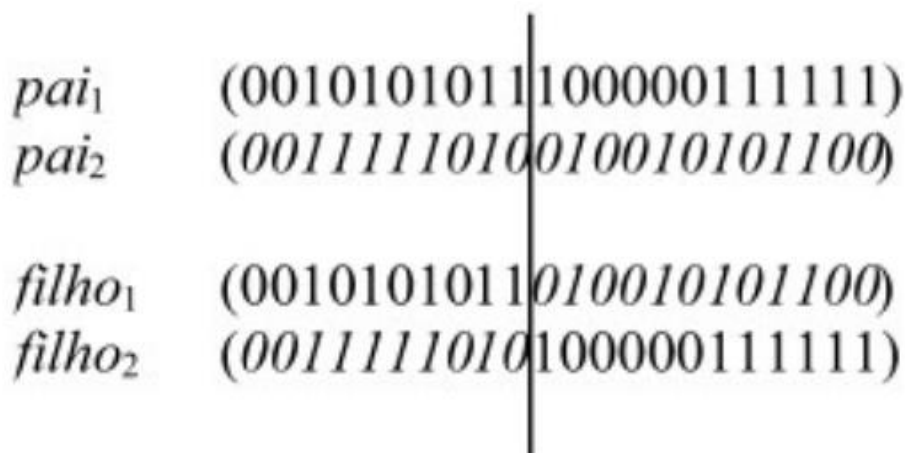


Figura 14: Cruzamento de indivíduo pelo método de um ponto, adaptado de [26]

A Figura 14 ilustra o cruzamento através do método de multiponto e como ficam configurados os conjuntos gerados.

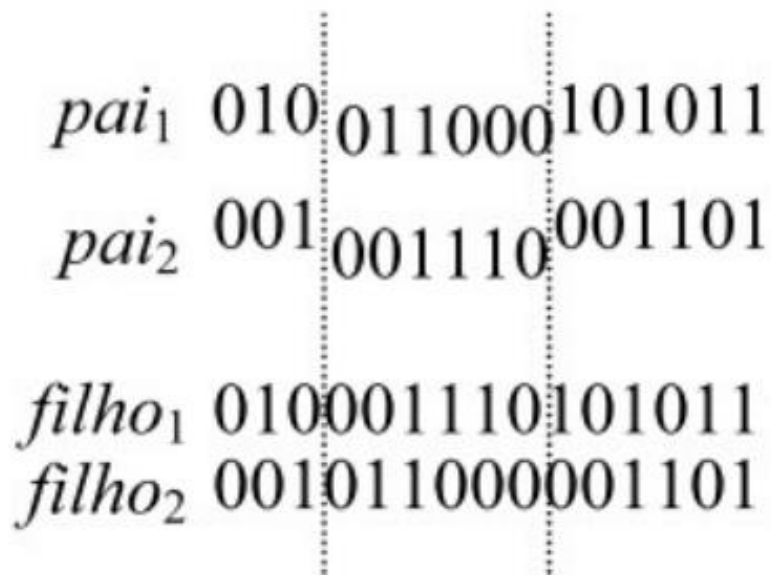


Figura 15: Cruzamento dos indivíduos pelo método multiponto, adaptado de [26]

A Figura 15 ilustra como é realizado o cruzamento através do método uniforme e como ficam seus filhos. Neste exemplo é utilizado uma máscara de bits para seleção.

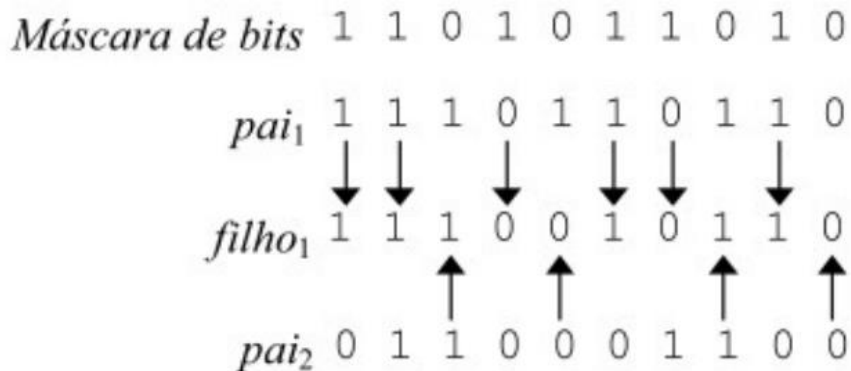


Figura 16: Cruzamento dos indivíduos através do método uniforme, adaptado de [26]

Após o cruzamento e com base numa variável probabilística, os conjuntos gerados passam pelo processo de mutação onde sofrem pequenas alterações em seus parâmetros [24]. O processo de mutação é importante para assegurar a diversidade nos conjuntos de solução, de modo a fazer com que todo o espaço solução tenha probabilidade de ser explorado e, por consequência, pode evitar o problema de ficar preso a um mínimo local [27].

A Figura 16 exemplifica o operador mutação e seu resultado sobre o conjunto solução.

Antes da Mutação: 1 1 (1) 0 0
Depois da Mutação: 1 1 0 0 0

Figura 17: Mutação em um indivíduo, adaptado de [27]

Após a criação da população inicial, avaliação, seleção, cruzamento e mutação, o algoritmo prossegue para a próxima avaliação e escolha dos indivíduos a permanecerem na próxima geração. Para escolha dos indivíduos que continuarão na próxima geração tem-se a estratégia elitista, onde é selecionado o indivíduo com melhor aptidão, tem-se a substituição parcial que substitui os menos aptos pelos mais aptos da iteração atual e ainda se tem a substituição total da população. Então, após gerada a nova população, o algoritmo passa para etapa de finalização [25].

A etapa de finalização avalia se algum indivíduo atende os objetivos bem como os critérios de paragem impostos. Objetivos comumente estão relacionados a maximização ou minimização da função objetivo, enquanto as restrições relacionam-se com número de iterações, tempo de convergência, gerações percorridas e entre outros parâmetros que possam fazer sentido para o problema em questão [25].

A Figura 17 ilustra o fluxograma que representa o funcionamento de um algoritmo genético.

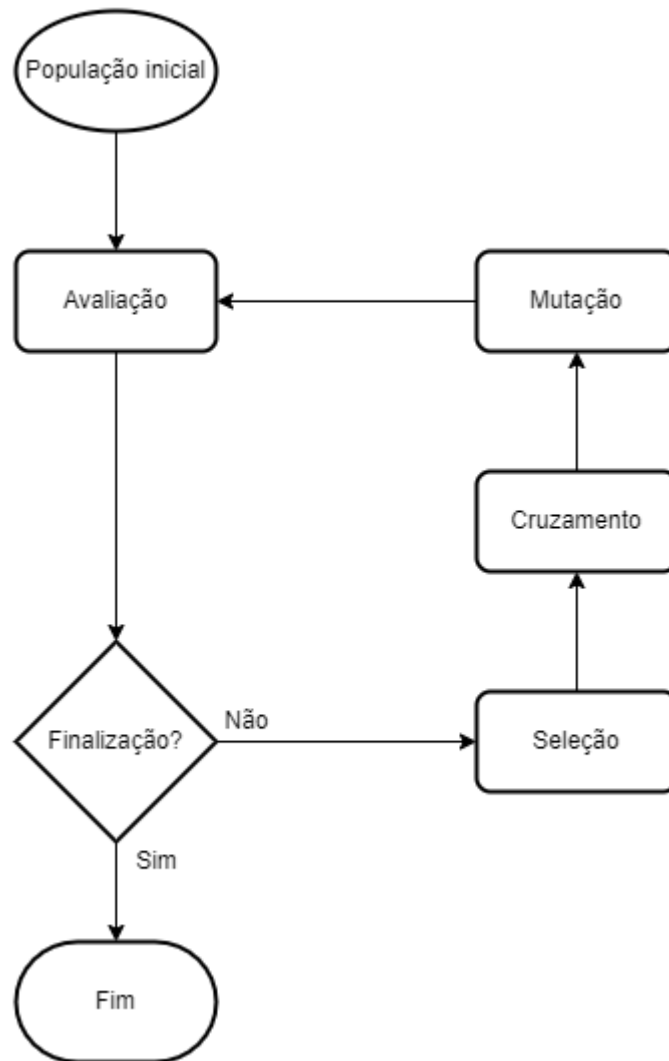


Figura 18: Fluxograma de um algoritmo genético básico

3.2. *BIASED RANDOM KEYS GENETIC ALGORITHM*

O *Biased Random Key Genetic Algorithm* (BRKGA) foi primeiramente introduzido por Gonçalves e Resende [28], que foi baseada nos *Random Key Genetic Algorithm* (RKGA) de Bean e ambos utilizam algoritmos genéticos como base. RKGA e BRKGA utilizam populações de P indivíduos, sendo estes representados por vetores de n elementos, onde a combinação desses elementos é chamada de cromossomo [29]. Cada cromossomo é composto por um vetor de números reais dentro do intervalo $[0,1]$ que, inicialmente, são determinados de forma aleatória. Os elementos dentro do vetor dos cromossomos são chamados de chaves [30].

O algoritmo de Bean [31] resolve problemas combinatórios de otimização, através de sequências e recebeu o nome de *Random Keys Genetic Algorithm* devido a representação dos cromossomos serem feitas por um vetor de chaves aleatórias. Este método utiliza um algoritmo separado chamado decodificador, que tem como entrada um cromossomo e o associa a solução do problema combinatorial onde um valor para cada variável de decisão do problema pode ser determinado [32].

No trabalho de Bean, o decodificador opera de forma a ordenar o vetor de chaves aleatórias de acordo com seus valores, formando uma sequência. Assim como nos algoritmos genéticos, no RKGA os indivíduos também evoluem ao longo das gerações, com a diferença que a população obtida a cada geração é dividida em elite e não elite, sendo estas classificadas de acordo com seu valor perante a função objetivo, também chamado de valor *fitness* [32]. A estratégia do RKGA é elitista, ou seja, os indivíduos pertencentes à elite passam para a próxima geração sem alteração [33]. Para manter a diversidade das soluções, o RKGA introduz mutantes na nova população e os restantes indivíduos para completar a população são produzidos a partir do cruzamento de dois progenitores selecionados aleatoriamente da população, sendo elite ou não elite [34].

Para formação das populações seguintes o BRKGA utiliza o cruzamento parametrizado uniforme, assim como no RKGA [35]. A principal diferença presente no BRKGA é a forma de como o cruzamento é implementado, onde o primeiro progenitor escolhido será sempre do grupo de elite, enquanto o segundo será escolhido aleatoriamente do grupo não elite ou da população geral [36]. A escolha de onde o segundo progenitor será escolhido varia conforme a estratégia do caso [28]. O fato de que um dos progenitores ser sempre do grupo de elite aumenta as chances do cromossomo filho herdar os genes do progenitor de elite, o que não acontece necessariamente no RKGA [37].

A Figura 18 ilustra o processo de avaliação e formação da nova população, sendo dividida em elite e não elite, após avaliação os indivíduos de elite são passados diretamente para próxima geração, mutantes são inseridos e o restante da população é preenchido com o cruzamento dos indivíduos elite e não elite.

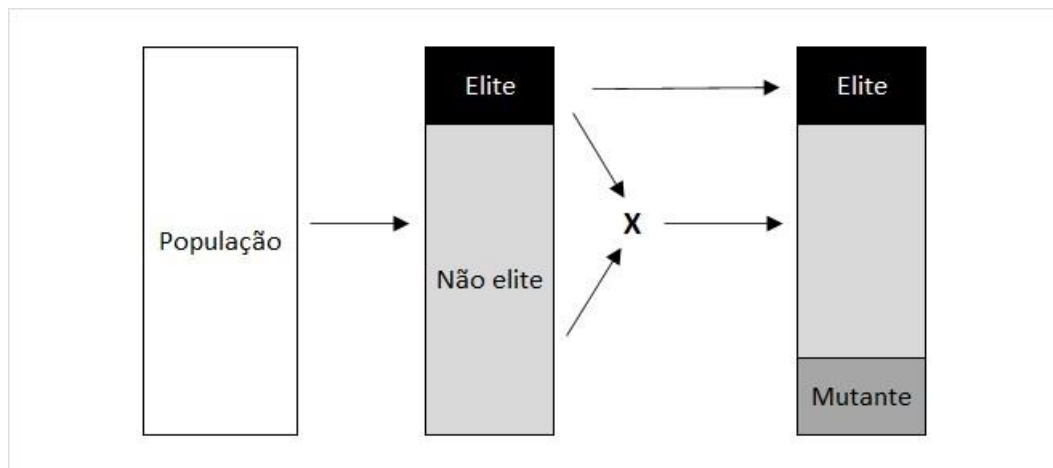


Figura 19: Processo de avaliação e criação da nova população

Resende [28] recomenda que a nova população a ser gerada deve possuir entre 10% a 25% de indivíduos elite, 10% a 30% de indivíduos mutantes e 50% a 80% de indivíduos que passaram pelo processo de cruzamento.

Durante o cruzamento é utilizado um operador que sorteia números aleatórios, com intervalo de zero a um, para decidir qual gene será atribuído ao herdeiro. Registos da literatura mostram que a probabilidade do cromossomo filho herdar os genes do progenitor de elite é usualmente adotada como 70% [28], sendo denominado de cruzamento tendencioso. De maneira a exemplificar, temos a Figura 19 onde temos os progenitores, um de elite e outro não elite, e um operador com números randômicos. Caso o número correspondente ao gene do cromossomo seja menor que 0,7 é escolhido o gene do primeiro progenitor, caso seja maior que 0,7 é escolhido o gene do segundo progenitor.

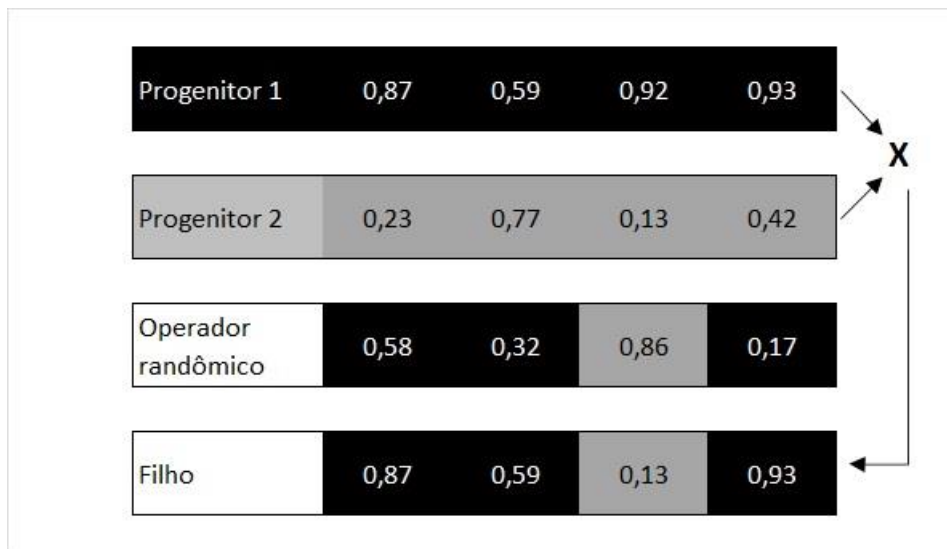


Figura 20: Processo de cruzamento do algoritmo BRKGA

O decodificador possui um papel importante no algoritmo e este, por sua vez, faz a ligação do processo independente do problema com o processo dependente [28]. Após concluídos os processos dos algoritmos genéticos, tem-se a fase de decodificação dos cromossomos, de maneira a obter seu conjunto de soluções para o problema e seu valor dentro do espaço de soluções [38]. O decodificador é um algoritmo determinístico que tem como entrada o vetor de chaves aleatórias e os traduz para uma solução viável do problema, onde cada problema possui um decodificador específico [39]. Um exemplo de decodificador pode ser visto no trabalho de [40], onde o decodificador ordena as posições relativas, de maneira a indicar o objeto mais próximo na primeira posição e o mais distante na última posição. Após a decodificação, o algoritmo procede para a etapa de verificar os critérios de paragem e então seguir para próxima iteração ou finalizar o algoritmo e retornar os parâmetros encontrados.

A Figura 20 exemplifica o fluxograma básico de um algoritmo BRKGA, de forma a mostrar as partes do algoritmo dependentes e independentes do problema.

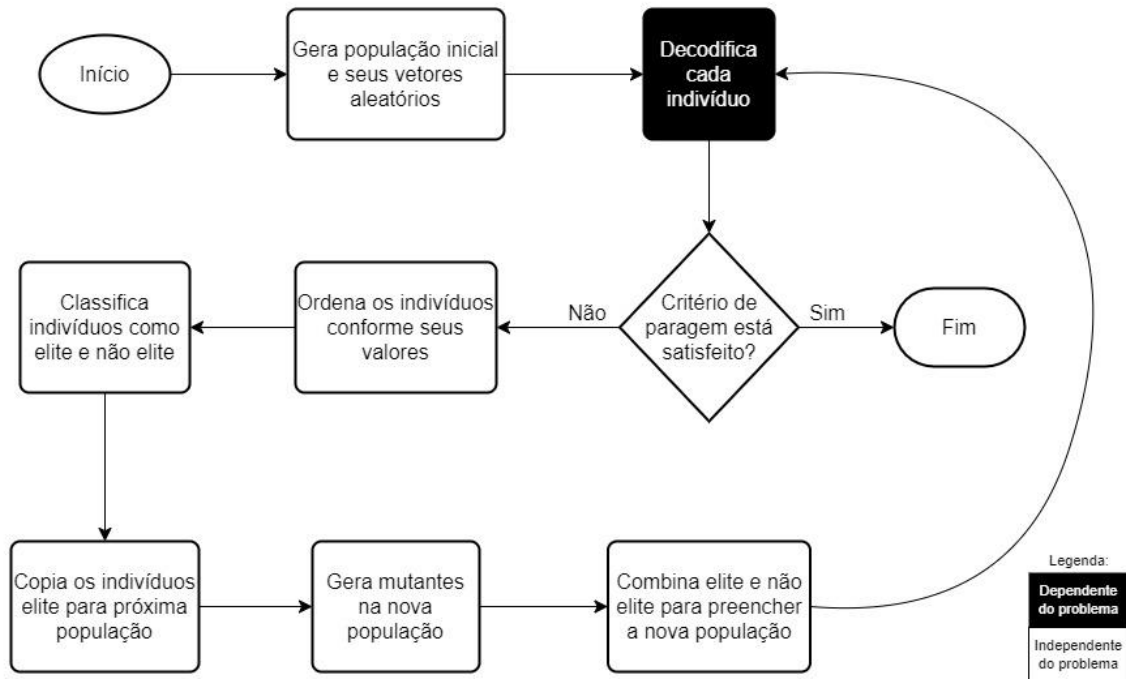


Figura 21: Fluxograma do BRKGA com seus processos dependentes e independentes, adaptado de [28]

A Figura 22 mostra o fluxograma para o algoritmo BRKGA que Roque [21] utilizou em seu trabalho para encontrar a geração ótima para um parque de *kites*.

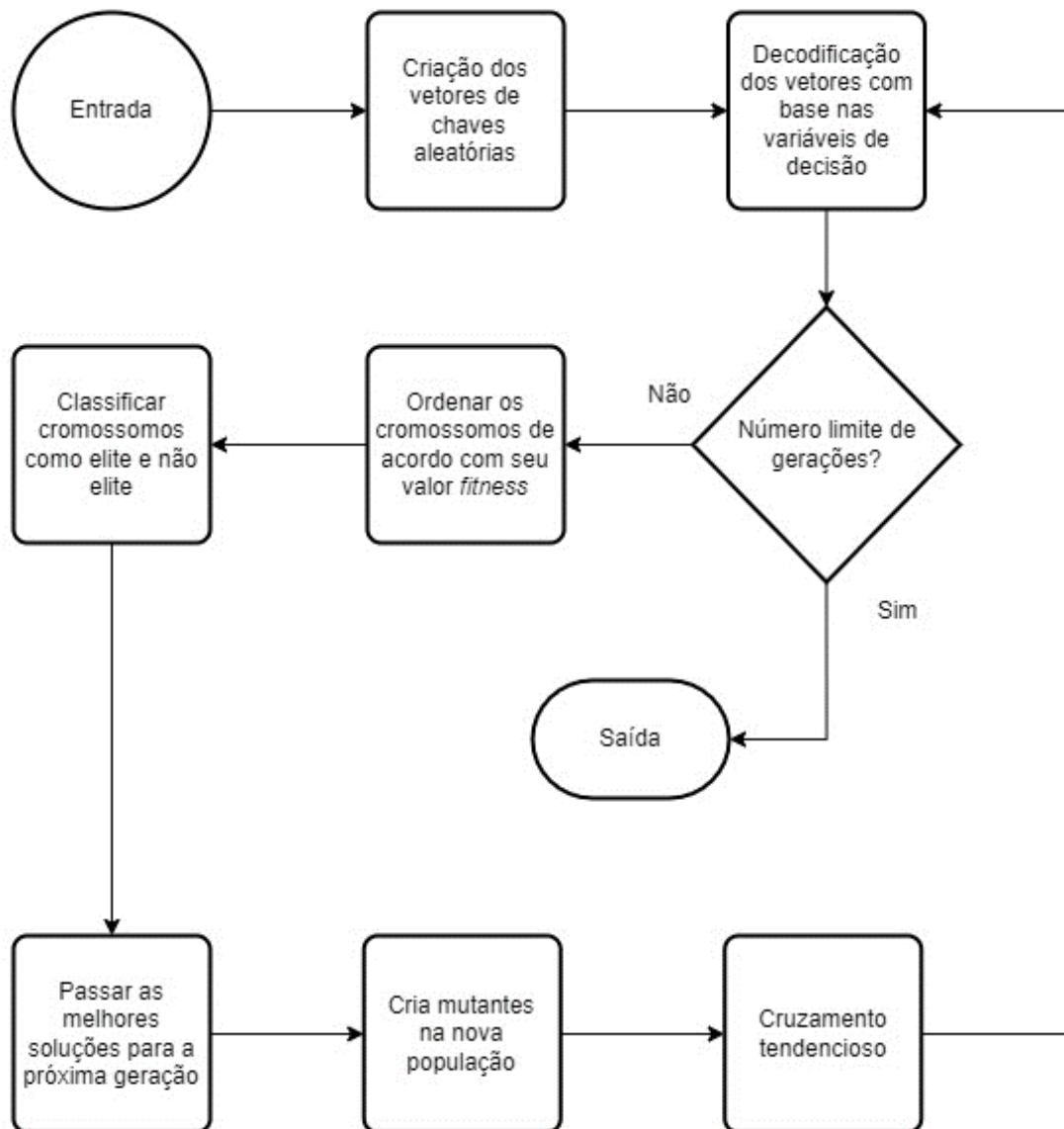


Figura 22: Fluxograma adaptado do algoritmo BRKGA utilizado por Roque [21]

3.3. MODELO DE CUSTOS

De maneira a estimar os custos de operação, manutenção e controle dos equipamentos, utiliza-se modelos já presentes na literatura. Os trabalhos de Pietro [41] e Trevisi [42] fornecem modelos de custo com base nas características técnicas dos equipamentos e aspetos importantes quando se trata de custos manutenção e operação, o que permite que a estimativa dos custos relacionados a tais equipamentos possua maior nível de precisão.

3.3.1. CUSTOS COM EQUIPAMENTOS

Neste item do trabalho é abordado os custos com equipamentos mecânicos, elétricos e eletrônicos necessários para implantação e funcionamento do parque.

Custos com equipamentos de tração e forças mecânicas

O custo do carretel ligado ao gerador, o qual terá um cabo enrolado que transmitirá o trabalho para o eixo é uma função dependendo da massa do cabo e de seu diâmetro [43]. A função é dada por

$$C_{\text{carretel}} = c_{m,al} * M_{\text{cabo}} + c_{d,al} * D_{\text{cabo mec}}, \quad (3)$$

onde $c_{m,al} = 1.54 \text{ €/kg}$, sendo o custo relacionado ao cabo em função de sua massa e $c_{d,al} = 5000 \text{ €/m}$, sendo o custo relacionado ao diâmetro do cabo.

O custo para o suporte que receberá a força transmitida pelo cabo de tração e seus rolamentos é descrito por

$$C_{\text{sup,cabo}} = 50 * \sqrt{F_{\text{cabo,max}}}, \quad (4)$$

$$C_{\text{sup,rolamentos}} = 40 * \sqrt{F_{\text{cabo,max}}}. \quad (5)$$

Além dos equipamentos que transmitirão as forças mecânicas, é necessário levar em consideração o custo do equipamento de roda livre, para desacoplar as máquinas enquanto fora de operação [43]. Sendo este custo uma função relacionada ao torque transmitido pelo cabo, dado por

$$C_{\text{desacopl}} = c_{\text{desacopl}} * T_{\text{nom}}, \quad (6)$$

onde $c_{\text{desacopl}} = 0.6 \text{ €/Nm}$.

Modelo de custo para máquinas elétricas e eletrônica de potência

O modelo de custo para um gerador é bastante similar ao de um motor, dado que um equipamento pode ser operado em ambos os modos sem alterações estruturais, salvo características do projeto em questão [43]. A equação é

$$C_{\text{gerador}} = P_{\text{nom}} * 1208 * \omega_{\text{nom}}^{-0.6}, \quad (7)$$

onde P_{nom} é a potência nominal da máquina e ω_{nom} é a rotação nominal de operação.

O modelo utilizado para um transformador leva em consideração o fluxo de potência que passa através do mesmo, relação entre os enrolamentos primários e secundários e sua potência nominal [44]. O custo é dado por

$$C_{trafo} = (3.06 * 10^{-3} * P_{nom} + 610) * e^{0.039*r}, \quad (8)$$

onde P_{nom} é a potência estimada a ser aplicada ao transformador e r é a relação entre enrolamento primário e secundário.

O custo com equipamento eletrônico de potência é estimado no trabalho de Lundberg [45] como

$$C_{eletrônica} = 0,09 * P_{nom}, \quad (9)$$

onde o valor da potência inserido é em kW.

Custo com sistemas de controle

O custo com o sistema de decolagem e pouso do *kite* é abordado no trabalho de Pietro [41], de maneira a adequar os coeficientes da melhor maneira possível ao cenário de uma *kite farm*, tendo em vista que este tipo de controle ainda é pouco explorado. O custo com este sistema pode ser obtido por

$$C_{pouso,decolagem} = 10 * M_{kite} * \sqrt{A_{kite}}, \quad (10)$$

onde M_{kite} é a massa do *kite* em kg e A_{kite} é a área do *kite* em m^2 .

Heilmann [43] aborda em seu trabalho os custos com o controle do sistema durante operação, que é descrito como

$$C_{controle,sist} = 10960 * P_{nom}^{0.2}, \quad (11)$$

Custo com o *kite*

O custo estrutural do *kite* é descrito no trabalho de Trevisi [42] como uma função dependente da massa do *kite*. Sendo

$$C_{\text{kite,estrut}} = 200 * M_{\text{kite}}, \quad (12)$$

o *kite* ainda possui o custo de seus equipamentos eletrônicos de bordo que, segundo Grete [46], é relevante para maior precisão no levantamento dos custos de uma *kite farm*. A equação é dada por

$$C_{\text{kite,eletronicos}} = c_{\text{kite controle,fix}} + c_{\text{kite controle,var}} * \sqrt{A_{\text{kite}}}, \quad (13)$$

onde $c_{\text{kite controle,fix}} = 1000 \text{ €}$ são os custos fixos com os eletrônicos de bordo do *kite* e $c_{\text{kite controle,var}} = 40 \text{ €/m}^2$ os custos variáveis que estão relacionados a área da superfície aerodinâmica *kite*.

Custo com cabos elétricos e de tração

O cabo utilizado para transferência da força mecânica é descrito no trabalho de Schmehl [9] como

$$C_{\text{cabo mec}} = c_t * \frac{\pi * D_{\text{cabo mec}}^2}{4} * l_{\text{cabo mec}}, \quad (14)$$

onde $c_t = 0.045 \frac{\text{€}}{\text{mm}^2} / \text{m}$ é o custo relacionado ao comprimento e diâmetro do cabo, l o comprimento do cabo em m e D o diâmetro do cabo em mm^2 .

Para os cabos elétricos utilizados no parque, Trevisi [42] traz um coeficiente relacionado ao comprimento dos cabos, sendo

$$C_{\text{cabo elet}} = c_{\text{cabo elet}} * l_{\text{cabo elet}}, \quad (15)$$

onde $c_{\text{cabo elet}} = 21675 \text{ €/m}$.

Custos com transporte e instalação dos equipamentos

Os custos com transporte e instalação das unidades não possuem grande nível de detalhamento [42], sendo estimada como

$$C_{\text{T\&I}} = 10 * P_{\text{nom}}, \quad (16)$$

O custo com a instalação dos cabos é dado por

$$C_{\text{cabo elet I}} = c_i * l_{\text{cabo elet}}^{0.5}, \quad (17)$$

onde $c_i = 8700 \text{ €/km}$ sendo o coeficiente de custo proporcional ao comprimento do cabo.

3.3.2. CUSTOS COM OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

Os custos com manutenção e operação do parque são descritos de maneira simples no trabalho de Trevisi [42], os custos de manutenção e operação de uma eólica convencional variam entre 12 €/MWh e 15 €/MWh , para um AWES estima-se 9 €/MWh podendo haver um desvio de 3 €/MWh , isto para 2020 que é o ano em que Trevisi [42] apresentou seu trabalho. Nos custos de operação e manutenção estão inclusos os gastos com seguro, reposição de peças, administração e reparos. A equação do custo pode ser dada por

$$C_{\text{OM}} = c_{E_{\text{gerada}}} * \text{AEP}, \quad (18)$$

onde $c_{E_{\text{gerada}}}$ varia entre 6 €/MWh e 12 €/MWh .

3.3.3. CUSTOS COM DESCOMISSIONAMENTO

Os custos com descomissionamento do parque devem ser levados em consideração, pois ao final da vida útil do empreendimento deve-se remover as unidades e cabos do terreno e assim temos um custo fidedigno do empreendimento. Zaaier [44] toma como referência as eólicas tradicionais na estimativa deste custo, sendo

$$C_{\text{desc}} = 80 * M_{\text{kite}}, \quad (19)$$

$$C_{\text{rem,cabos}} = 40 * l_{\text{cabo elet}}. \quad (20)$$

Com M_{kite} a massa do *kite* em kg e $l_{\text{cabos elet}}$ o comprimento dos cabos elétricos em km.

3.4. ANNUAL ENERGY PRODUCTION

Annual Energy Production (AEP), conhecido no português como produção anual de energia, como o próprio nome sugere é a energia produzida durante o período de um ano, e esta ainda pode ser dividida em *Gross AEP* e *Net AEP* [47]. *Gross AEP* é a previsão de produção excluindo perdas, onde são utilizadas as curvas de potência da máquina e dados de previsão dos recursos eólicos para tal. *Net AEP* é a energia medida após a geração e usualmente na subestação, já a incluir as perdas [48].

AEP é uma das principais ferramentas para se avaliar economicamente um empreendimento de geração de energia, de maneira a representar o retorno econômico que pode ser obtido e este, por sua vez, a utilização vai desde questões técnicas quanto para financiamentos ao empreendimento [49].

3.5. CAPACITY FACTOR

Capacity Factor (CF), também conhecido no português como fator de capacidade, é a relação entre a energia produzida e sua capacidade máxima possível de produção, isto para cada unidade geradora ou para um grupo [50]. A fórmula para cálculo do CF é dada por

$$CF = \frac{AEP}{8760 * P_{est}}, \quad (21)$$

sendo 8760 o número de horas durante um ano não bissexto e P_{est} a potência estimada, ou instalada, do gerador e AEP a energia gerada durante o ano.

O CF geralmente é exibido em percentagem e utiliza o *Annual Capacity Factor*, onde tem-se o histórico de geração do ano relacionado a sua capacidade máxima de produção e as horas em que esteve operando, de maneira a funcionar como uma medida de disponibilidade no dado período [51].

3.6. LEVELIZED COST OF ENERGY

Levelized Cost of Energy (LCOE) ou *Levelized Cost of Electricity*, traduzido para o português como custo nivelado da energia, é uma medida utilizada para avaliar e comparar diferentes tipos de empreendimentos de geração de energia [52]. O LCOE mede os custos ao longo da vida do projeto e os divide pela energia gerada, pode ser interpretado também como o custo para produzir uma determinada unidade de energia durante o tempo de vida do empreendimento. Esta ferramenta permite que sejam comparados os custos de diferentes empreendimentos de geração de energia, independente de seus tamanhos, ciclo de vida e/ou fontes primárias [53]. Inflação não é levada em consideração para o cálculo [54].

O LCOE mostra o valor mínimo que a energia deve ser vendida para cobrir os custos de operação e investimento do empreendimento. Vender energia acima do valor de LCOE indica lucro e a partir disso consegue-se calcular a percentagem do lucro e o tempo de retorno

do valor investido. Caso venda-se a energia a um valor abaixo do LCOE, indica que a operação está tendo perdas [55].

O custo nivelado da energia simplificado pode ser calculado por

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}, \quad (22)$$

onde I_t é o valor investido no ano incluindo financiamento, M_t são os custos com manutenção e operação no ano, F_t é o custo com combustíveis, E_t é a energia produzida no ano, r é a taxa de retorno, t é o ano em questão e n é o número de anos de vida do empreendimento [53]. A energia produzida E_t pode ser substituída pela AEP, vista anteriormente.

Em seu trabalho, Trevisi [42] utiliza uma forma diferente de representar os termos do LCOE, onde fica explícito o *Initial Capital Cost* (ICC), traduzido para o português como capital inicial investido, multiplicado pelo *Capital Recovery Factor* (CRF), traduzido para o português como fator de recuperação do capital, onde é considerado uma taxa de rendimento de maneira a expressar a representatividade do custo anual do capital investido sobre o empreendimento. Junto a parcela anual respectiva ao investimento inicial, se soma os custos com operação e manutenção e este montante é dividido pela produção anual de energia.

A fórmula para LCOE descrita no trabalho de Trevisi [42] é

$$LCOE = \frac{ICC * CRF + OMC}{AEP}, \quad (23)$$

onde ICC é o capital investido no início do empreendimento, OMC custos com operação e manutenção, AEP energia anual produzida e CRF o fator de recuperação do capital. O CRF pode ser calculado como

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{i(1+i)^n - 1}, \quad (24)$$

onde i é a taxa de rendimento no período e n o número de períodos.

Papapetrou [49] cita em seu trabalho que o LCOE é uma ferramenta interessante para se analisar a eficiência do custo empregado ao empreendimento, pois é calculado sem qualquer influência do preço de mercado para eletricidade. Com o LCOE pode-se comparar em que

nível de maturidade a tecnologia está num determinado período, de maneira a possibilitar a análise de qual tecnologia possui o menor custo para se produzir uma unidade de energia naquele determinado momento [56]. No entanto, esta ferramenta possui limitações pois não leva em consideração mercados, competitividade, despachos, fiabilidade, o sistema nem variáveis importantes para investidores.

O custo nivelado da energia (LCOE) além de ser uma medida utilizada para auxiliar a viabilidade económica de um empreendimento de energia, também pode ser utilizada como um parâmetro para saber a maturidade que a tecnologia em questão está. Ao observar a Figura 23, nota-se o decréscimo do LCOE ao longo dos anos para diferentes tipos de tecnologias de geração de energia elétrica. Como forma de comparação, podemos observar o LCOE para o início da eólica *onshore*, no ano de 1983, onde possuía um custo nivelado de aproximadamente 350 US\$/MWh e para o início da eólica offshore, no ano 2000, um LCOE de mais de 150 US\$/MWh [57]. Dados mais atuais disponíveis em [57], do ano de 2021, mostram que para eólica *onshore* temos um LCOE menos de 50 US\$/MWh e para *offshore* próximo aos 80 US\$/MWh, o que indica a evolução da tecnologia ao longo dos anos, otimização dos processos e materiais, o que leva a redução dos custos.

Em seu trabalho, Kost [63] faz uma atualização do LCOE para diferentes tecnologias de energia renovável para o ano de 2021 e apresenta um LCOE que varia de 40 US\$/MWh até pouco mais de 80 US\$/MWh para tecnologia eólica *onshore*, e um LCOE que varia de pouco mais de 70 US\$/MWh até 120 US\$/MWh para tecnologia das eólicas *offshore*.

Um estudo feito por Stehly [64], do *National Renewable Energy Laboratory*, traz valores de LCOE próximos aos citados anteriormente, onde para tecnologia *onshore* é apresentado um valor de 34 €/MWh, considerando que diversos fatores influenciam nos custos, a análise de sensibilidade feita indica que o LCOE pode variar de 28 €/MWh até 70 €/MWh. Para *offshore* há a diferenciação de acordo com sua base, onde tem-se 78 €/MWh para offshore de base fixa e 133 €/MWh para base flutuante, a variação para esta tecnologia é de um LCOE de 53 €/MWh até 179 €/MWh. No mesmo trabalho, Stehly apresenta valores para eólicas de menor dimensão, utilizadas em residências ou comércios que, para turbinas eólicas residenciais apresenta um LCOE de 143 €/MWh, para turbinas utilizadas em comércios de pequeno porte um LCOE de 94 €/MWh e turbinas para comércios de maior escala um LCOE de 68 €/MWh.

A Figura 21 ilustra a evolução do LCOE ao longo dos anos para diversas tecnologias ao redor do mundo.

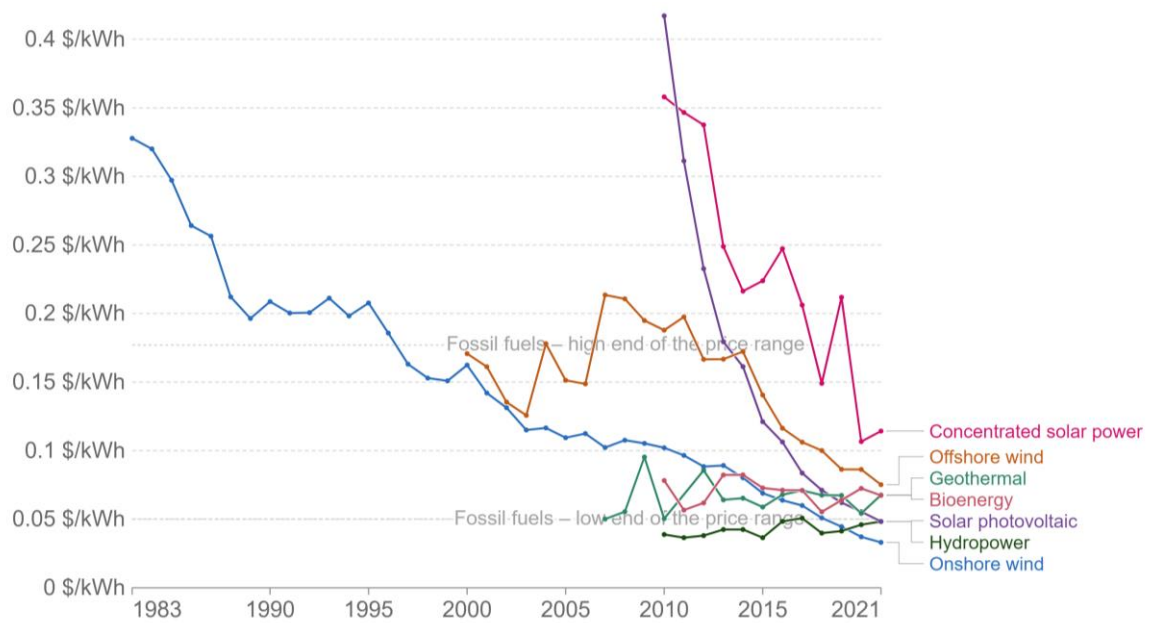


Figura 23: Evolução mundial do LCOE para diferentes tecnologias ao longo dos anos, adaptado de [57]

4. IMPLEMENTAÇÃO E RESULTADOS

Neste capítulo serão abordadas as simulações para resolução do problema, particularidades e resultados. As simulações são para obter a estimativa da produção de energia de um parque eólico para o layout proposto, seus custos e projeções.

4.1. OTIMIZAÇÃO DO *KITE* E *KITE FARM*

A otimização de uma unidade, foi feita de acordo com o trabalho de Roque [21], onde utiliza-se o algoritmo BRKGA com uma função objetivo a depender de quatro parâmetros, que variam para se atingir a maior potência média por ciclo. Como parâmetros de entrada temos as características físicas do sistema: Área da superfície aerodinâmica A , densidade do ar ρ , força máxima de tração F_{\max} , coeficiente de arrasto C_D , os coeficientes de sustentação para fase de tração e retração $C_{L\min}$ e $C_{L\max}$, a eficiência para as conversões de energia durante as fases de tração e retração η_{tr} e η_{re} , os possíveis valores de velocidade de vento v_w , e por fim, a potência nominal do gerador P_{nom} [21]. São variáveis de decisão do problema, as variáveis que definem o envelope de voo, de forma única, o ângulo de elevação ou inclinação β , a variação do ângulo de elevação $\Delta\beta$, variação do ângulo azimuto $\Delta\phi$ e o comprimento máximo do cabo L_{\max} . A função objetivo a ser maximizada avalia as possíveis combinações de valores de velocidade do vento v_w e as variáveis de decisão relacionadas com a definição

do envelope de voo, angulo de elevação β , variação do angulo de elevação $\Delta\beta$, variação do angulo azimuto $\Delta\phi$ e comprimento máximo do cabo L_{\max} . A partir de cada combinação procura-se a velocidade de tração do cabo v_{tr} e velocidade de retração do cabo v_{re} para maximizar a potência gerada. Como função para fase de tração, retração e função objetivo temos, respectivamente

$$P_{tr} = \frac{1}{2} \rho A v_w^2 \frac{C_L^3}{C_D^2} (\cos(\beta) - \frac{v_{tr}}{v_w})^2 v_{tr}, \quad (25)$$

$$P_{re} = \frac{1}{2} \rho A v_w^2 C_D \sqrt{\left(\frac{F_L}{F_D}\right)^2 + 1} \left(\left(\frac{v_{re}}{v_w}\right)^2 + 2 \frac{v_{re}}{v_w} \cos(\beta) + 1\right) v_{re}, \quad (26)$$

$$P_g = \frac{E_{tr} - E_{re}}{t_{out} + t_{in}} = \frac{\frac{\eta_{tr} * P_{tr}}{v_{tr}} - \frac{\eta_{re} * P_{re}}{v_{re}}}{\frac{1}{v_{tr}} + \frac{1}{v_{re}}}, \quad (27)$$

onde E_{tr} e E_{re} são os valores para energia produzida e consumida, respetivamente, durante a fase de tração e retração. t_{out} e t_{in} são, respetivamente, os valores para o tempo gasto durante as fases de tração e retração. Como restrição temos

$$L_{\max} * \text{sen}(\beta) \leq z_{\max}, \quad (28)$$

onde z_{\max} é a altura máxima definida para trajetória do *kite*. O resultado é o valor da potência média por ciclo P_g em função da velocidade do vento v_w e respetivos valores das variáveis de decisão que definem o envelope de voo.

A Tabela 2 ilustra de forma sequencial os parâmetros para cada parte do processo de otimização de um *kite*.

Tabela 2: Parâmetros do sistema de um *kite*, adaptado de [21]

Parâmetros / variável de entrada	Parâmetros / variáveis da função objetivo	Restrições	Parâmetros de saída
A	P_{tr}	$L_{max} * \text{sen}(\beta) \leq z_{max}$	$P_g = f(v_w, \beta)$
ρ	P_{re}	$P_g \leq P_{nom}$	
F_{max}	$v_{tr} = f(v_w, \beta)$	$F \leq F_{max}$	
L_{max}	$v_{re} = f(v_w, \beta)$	$L \leq L_{max}$	
C_D		$L \geq L_{min}$	
C_{Lmin}		$C_L \leq C_{Lmin}$	
C_{Lmax}		$C_L \leq C_{Lmax}$	
η_{tr}			
η_{re}			
v_w			
β			
P_{nom}			

Após encontrada a potência média de ciclo para uma unidade, inicia-se o trabalho para buscar o melhor layout possível para *kite farm* e aplica-se o algoritmo BRKGA, conforme o fluxograma mostrado na Figura 13, adaptado do trabalho de Roque [21]. Os parâmetros de entrada serão: Comprimento l_{farm} e largura h_{farm} do terreno onde se pretende instalar as unidades, potência nominal de cada unidade geradora P_{nom} , velocidade mínima de vento v_{w_min} , velocidade máxima de vento v_{w_max} e histórico de dados dos recursos eólicos. A função a ser maximizada depende do número de *kites* no sentido horizontal n_w , número de *kites* no sentido vertical n_l , que devem respeitar as distâncias mencionadas no capítulo 2 deste trabalho e são descritas como

$$d_1 = \frac{L_{\max}}{\sin(\beta - \Delta\beta) \left[\frac{1}{\tan(\beta - \Delta\beta)} + \frac{1}{\tan(\beta + \Delta\beta)} \right]}, \quad (29)$$

$$d_2 = 2L_{\max} \sin(\phi), \quad (30)$$

$$d_3 = L_{\max} \cos(\beta - \Delta\beta) \quad (31)$$

e a potência média gerada a cada ciclo P_g , tem como restrição

$$(n_1 - 1) * d_1 + d_3 \leq h_{\text{farm}}, \quad (32)$$

$$n_w * d_2 \leq l_{\text{farm}}. \quad (33)$$

No final, temos como saída o número de *kites* a serem utilizados N_{kites} , o fator de capacidade CF e a previsão para produção anual de energia AEP.

A Tabela 3 ilustra de forma sequencial os parâmetros para cada parte do processo de otimização de uma unidade de *kite farm*.

Tabela 3: Parâmetros do sistema de uma *kite farm*, adaptado de [21]

Parâmetros / variável de entrada	Parâmetros / variáveis da função objetivo	Restrições	Parâmetros de saída
$P_g = f(v_w, \beta)$	n_w	$L_{\max} * \text{sen}(\beta) \leq z_{\max}$	N_{kites}
l_{farm}	n_l	$P_g \leq P_{\text{nom}}$	CF
h_{farm}		$F \leq F_{\max}$	AEP
P_{nom}		$L \leq L_{\max}$	
v_w		$C_L \leq C_{L\text{min}}$	
v_{w_min}		$C_L \leq C_{L\text{max}}$	
v_{w_max}		$(n_l - 1) * d1 + d3 \leq h_{\text{farm}}$	
		$n_w * d2 \leq l_{\text{farm}}$	
		$v_{w_min} \leq v_w \leq v_{w_max}$	

Durante a implementação do algoritmo, foram definidos os seguintes parâmetros construtivos: Probabilidade de escolha do indivíduo de elite P_b , população sendo o número de variáveis multiplicado por dez $10 * N_{\text{var}}$, número máximo de gerações $N_{G\text{max}}$, proporções de indivíduos elite i_{Elite} , mutantes i_{Mutant} e cruzamento i_{Cross} conforme Tabela 4.

Tabela 4: Parâmetros construtivos do algoritmo genético, adaptado de [21]

Parâmetro	Valor
P_b	70%
$10 * N_{var}$	40
N_{Gmax}	50
i_{Elite}	20%
i_{Mutant}	20%
i_{Cross}	60%

4.2. RESULTADOS DO *KITE* E *KITE FARM*

Para otimização da potência média de ciclo do parque eólico foram utilizados os parâmetros conforme Tabela 5. Os históricos dos dados eólicos [58] foram obtidos a partir da torre meteorológica M2 do *National Wind Technology - National Renewable Energy Laboratory*, localizado no Flatirons Campus, no estado americano do Colorado. A localização exata da torre é: Latitude 39° 54' 38.34 Norte, longitude 105° 14' 5.28" Oeste, 1855 metros acima do nível do mar. Posteriormente, verificamos que os dados ajustam-se a uma distribuição de Weibull, com parâmetros $scale = 5,3$ e $shape = 1,4$, conforme Figura 24.

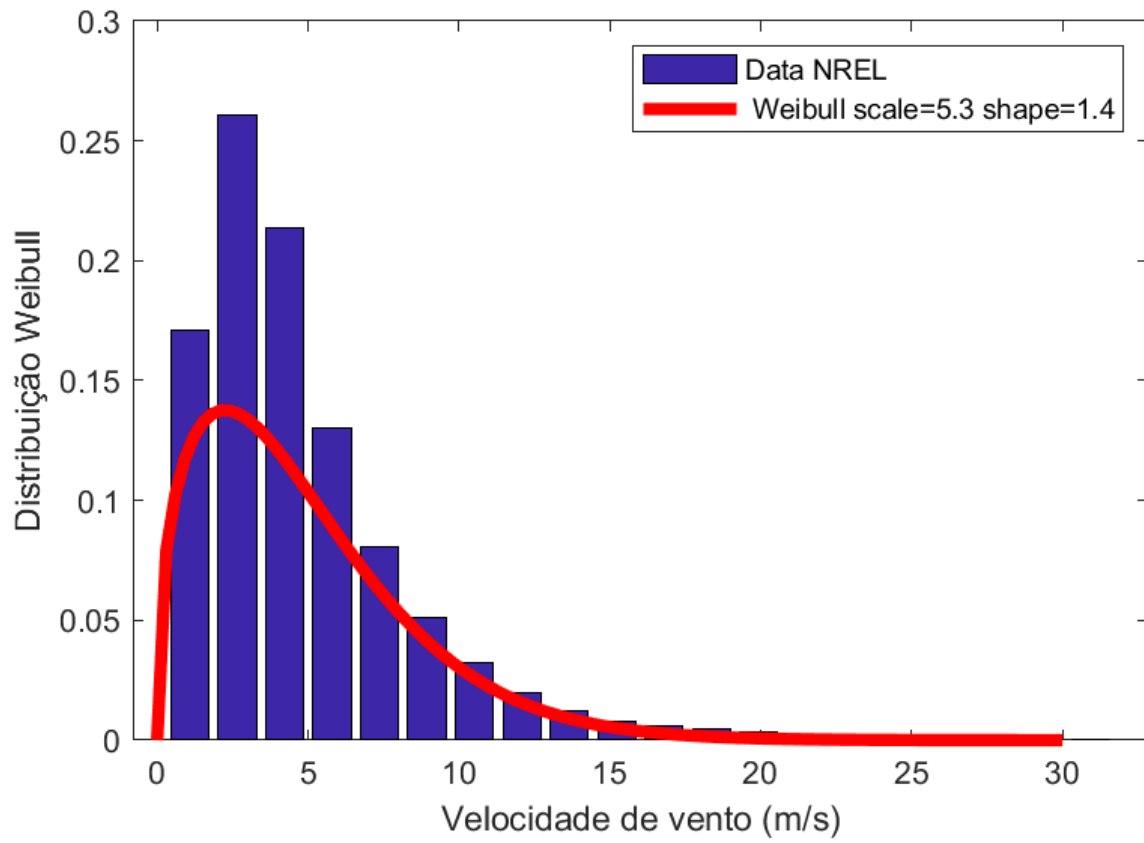


Figura 24: Distribuição Weibull dos dados NREL

Tabela 5: Valores utilizados para cálculo dos parâmetros do *kite* e *kite farm*

Parâmetro / variável	Valor	Unidade
A	0,28	m ²
ρ	1,20	$\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$
F _{max}	1,50	kN
L _{max}	250	m
C _D	0,17	-
C _{Lmax}	1,70	-
η_{tr}	0,90	-
η_{re}	0,90	-
v _w	Conforme dados [58]	$\frac{\text{m}}{\text{s}}$
β	$15 \leq \beta \leq 50$	°
P _{nom}	1500	W
P _g = f(v _w , β)	Conforme dados [58]	-
l _{farm}	800	m
h _{farm}	600	m
v _{w_min}	3	m/s
v _{w_max}	30	m/s

Após os cálculos temos os valores que otimizam a produção média de um ciclo para o parque eólico (*kite farm*), o número de *kites* a serem instalados N_{kites}, a estimativa da energia anual

produzida AEP e fator de capacidade CF. A Tabela 6 ilustra os resultados obtidos ao fim dos cálculos.

Tabela 6: Resultado dos parâmetros calculados para o kite farm

Parâmetro / variável	Valor	Unidade
N_{kites}	35	-
CF	0,30	-
AEP	99,98	MWh

A Figura 25 ilustra a curva de potência média gerada a cada ciclo de tração e retração para uma unidade de *kite*, com seu ponto máximo de geração destacado, ultrapassando os 1200 W com velocidades de vento em 16 m/s. O número de ciclos e o tempo de cada um depende das condições atmosféricas do local.

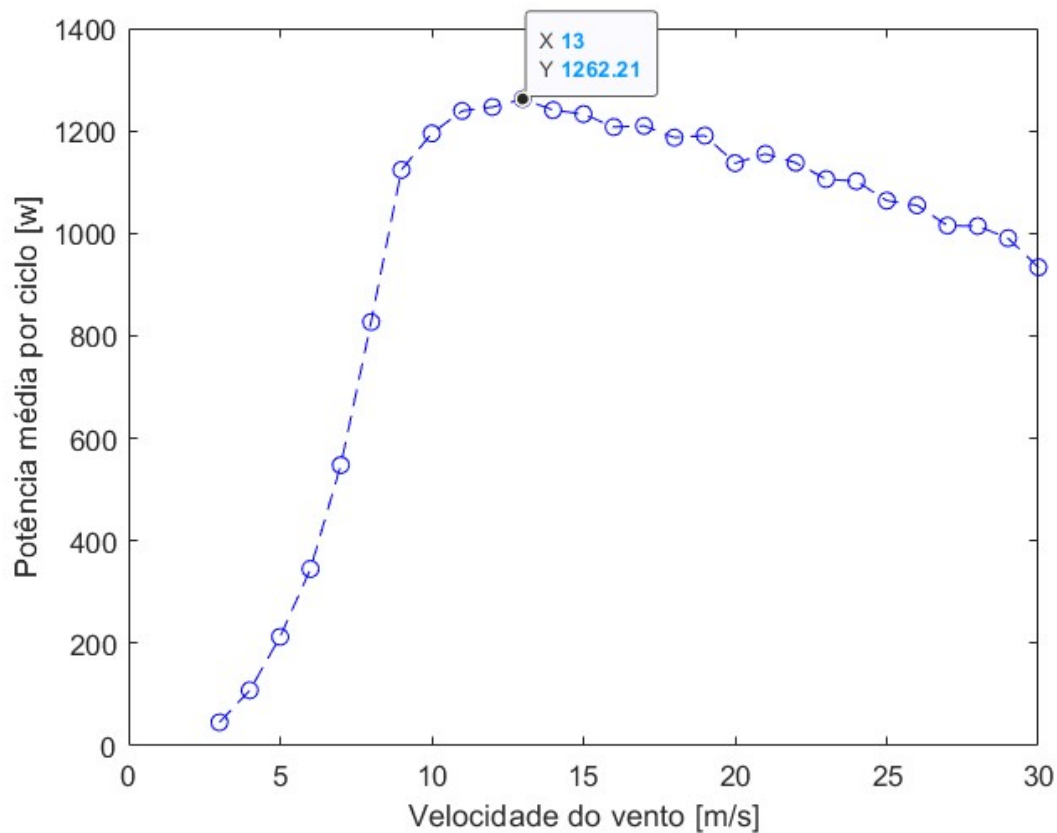


Figura 25: Potência média gerada por uma unidade a cada ciclo

A Figura 26 ilustra a curva de potência média gerada a cada ciclo de tração e retração para o kite farm com 35 unidades, com seu ponto máximo de geração destacado, ultrapassando os 44 kW com velocidades de vento em 16 m/s. O número de ciclos e o tempo de cada um depende das condições atmosféricas do local.

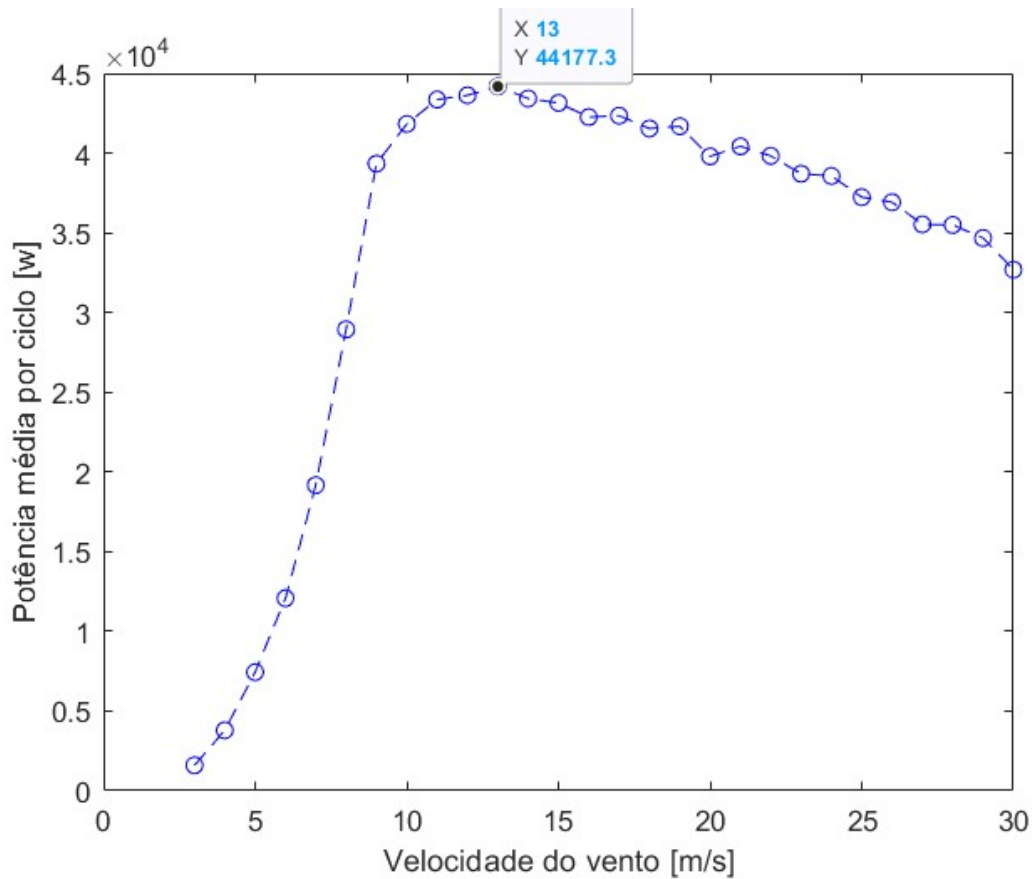


Figura 26: Potência média gerada pelo kite farm a cada ciclo

Podemos observar que o desempenho do parque eólico não é o equivalente a multiplicar a potência gerada por uma unidade pelo número de kites do parque, isto deve-se ao fato de que há certo desvio da massa de ar, turbilhonamento e a não uniformidade devido geografia do terreno, de maneira que as unidades sofrem influencia umas das outras nos ângulos de elevação β e ângulo azimute ϕ . Dado este fato, é importante manter uma distância entre as unidades, porém de forma a otimizar o espaço disponível.

Neste trabalho não foram considerados velocidades de ventos inferiores a 3 m/s para os cálculos devido a dificuldades de sustentação do equipamento no ar.

4.3. SIMULAÇÃO DO CUSTO NIVELADO DA ENERGIA

Para simular o custo nivelado da energia LCOE do *kite farm* em questão, foram utilizados os modelos de custos conforme Capítulo 3 deste trabalho, energia anual produzida AEP e fator de capacidade CF, ambos resultantes dos cálculos do parque eólico (*kite farm*).

A Tabela 7 ilustra os parâmetros de entrada e saída ao calcular o custo nivelado da energia para o *kite farm* em questão.

Tabela 7: Parâmetros para o cálculo do LCOE do kite farm

Parâmetros / variáveis de entrada	Parâmetros de saída
M_{cabo}	C_{carretel}
$D_{\text{cabo mec}}$	$C_{\text{sup,cabo}}$
$F_{\text{cabo,max}}$	$C_{\text{sup,rolamentos}}$
T_{nom}	C_{desacopl}
P_{nom}	C_{gerador}
ω_{nom}	C_{trafo}
P_{est}	$C_{\text{eletrónica}}$
M_{kite}	$C_{\text{pouso,decolagem}}$
A_{kite}	$C_{\text{controle,sist}}$
$l_{\text{cabo mec}}$	$C_{\text{kite,estrut}}$
$l_{\text{cabo elet}}$	$C_{\text{kite,eletronicos}}$
AEP	$C_{\text{cabo mec}}$
n	$C_{\text{cabo elet}}$
i	$C_{\text{T\&I}}$
	$C_{\text{cabo elet I}}$
	C_{OM}
	C_{desc}
	$C_{\text{rem,cabos}}$

Alguns custos possuem coeficientes de ajuste no cálculo e os valores utilizados estão de acordo com o descrito no Capítulo 3 deste trabalho.

4.4. CUSTO NIVELADO DA ENERGIA (LCOE)

Para calcular cada tipo de custo de instalação das unidades num parque eólico foram utilizados os valores presentes na Tabela 8. Para os parâmetros das máquinas elétricas foram considerados equipamentos disponíveis no mercado, sendo a máquina de desacoplamento [59], o gerador [60] e transformador [61]. Os valores respetivos ao *kite* e seus equipamentos são para uma unidade, que posteriormente são adequados conforme o número de *kites* do parque.

Tabela 8: Parâmetros para cálculo do LCOE do *kite farm*

Parâmetros / variáveis de entrada	Valor	Unidade
M_{cabo}	3,93	kg
$D_{\text{cabo mec}}$	2,00	mm ²
$F_{\text{cabo,max}}$	1,5	kN
T_{nom}	13,5	Nm
P_{nom}	1500	W
ω_{nom}	900	rpm
N_{trafo}	1:65	-
M_{kite}	0,70	kg
A_{kite}	0,28	m ²
N_{kite}	35	-
$l_{\text{cabo mec}}$	250	m
$l_{\text{cabo elet}}$	125	m
AEP	99,98	MWh
n	20	anos
i	0,05	-

Utilizando os valores citados na Tabela 8, adequando ao número de *kites* e seguindo os modelos de custos e coeficientes apresentados no capítulo 3 deste trabalho, temos os resultados conforme Tabela 9. No custo com operação e manutenção considerou-se a média entre os valores presentes no trabalho de Trevisi [42], que apresenta para o ano de 2020 um valor de 6 €/MW até 12 €/MW para operação e manutenção.

Tabela 9: Custos com equipamentos, operação e manutenção do *kite farm*

Parâmetros / variáveis	Valor	Unidade
C_{carretel}	561,66	€
$C_{\text{sup,cabo}}$	61,23	€
$C_{\text{sup,rolamentos}}$	48,98	€
C_{desacopl}	283,50	€
C_{gerador}	14.337,34	€
C_{trafo}	610,36	€
$C_{\text{eletrónica}}$	4.725,00	€
$C_{\text{pouso,decolagem}}$	766,97	€
$C_{\text{controle,sist}}$	6.079,14	€
$C_{\text{kite,estrut}}$	4.900,00	€
$C_{\text{kite,eletronicos}}$	39.382,70	€
$C_{\text{cabo mec}}$	1.237,00	€
$C_{\text{cabo elet}}$	2.710,37	€
$C_{\text{T\&I}}$	525,00	€
$C_{\text{cabo elet I}}$	10.879,00	€
C_{OM}	898,45	€/ano
C_{desc}	1.960,00	€
$C_{\text{rem,cabos}}$	175,06	€

Como se observa através da Tabela 9, o maior custo é $C_{\text{kite,eletronicos}}$, devido aos componentes eletrônicos de comando e controle dos *kites*, em segundo ficam os custos C_{gerador} que dizem respeito aos geradores do parque e em terceiro os custos com a instalação dos cabos elétricos $C_{\text{cabo elet I}}$.

Os valores separados por tipo/área de custos estão presentes na Tabela 10. Não foram considerados os valores para arrendamento de terras devido a subjetividade desses valores, e também ao fato de que o modelo de custo presente na literatura não expressa valores dentro da realidade, onde no trabalho de Grete [46] e Pietro [41] apresentam um custo de 0,8 €/MWh, e Fingersh [62] apresenta um custo de 0,00108 US\$/MWh que, se forem calculados com base na AEP do parque, e com base nas referências citadas acima, resultaria em 79,98 € ou 107,98 US\$.

Tabela 10: Custos por tipo / área

Tipo de custo	Valor	Unidade
Custos com equipamentos mecânicos	955,39	€
Custos com máquinas elétricas e eletrônica de potência	19.672,71	€
Custo com sistemas de controle	6.846,11	€
Custos com os <i>kites</i>	44.282,69	€
Custos com cabos	3.947,37	€
Custos com transporte e instalação	11.404,00	€
Custos com operação e manutenção	898,45	€/ano
Custos com descomissionamento	2.135,06	€

A Figura 27 ilustra a representatividade dos custos no montante total de acordo com o seu tipo, onde se pode observar que o maior custo é com os *kites*, em segundo os custos com as máquinas elétricas e equipamentos de potência e em terceiro com transporte e instalação. O

menor custo, como pode ser observado, é com operação e manutenção, seguido dos equipamentos mecânicos e então dos custos com descomissionamento.

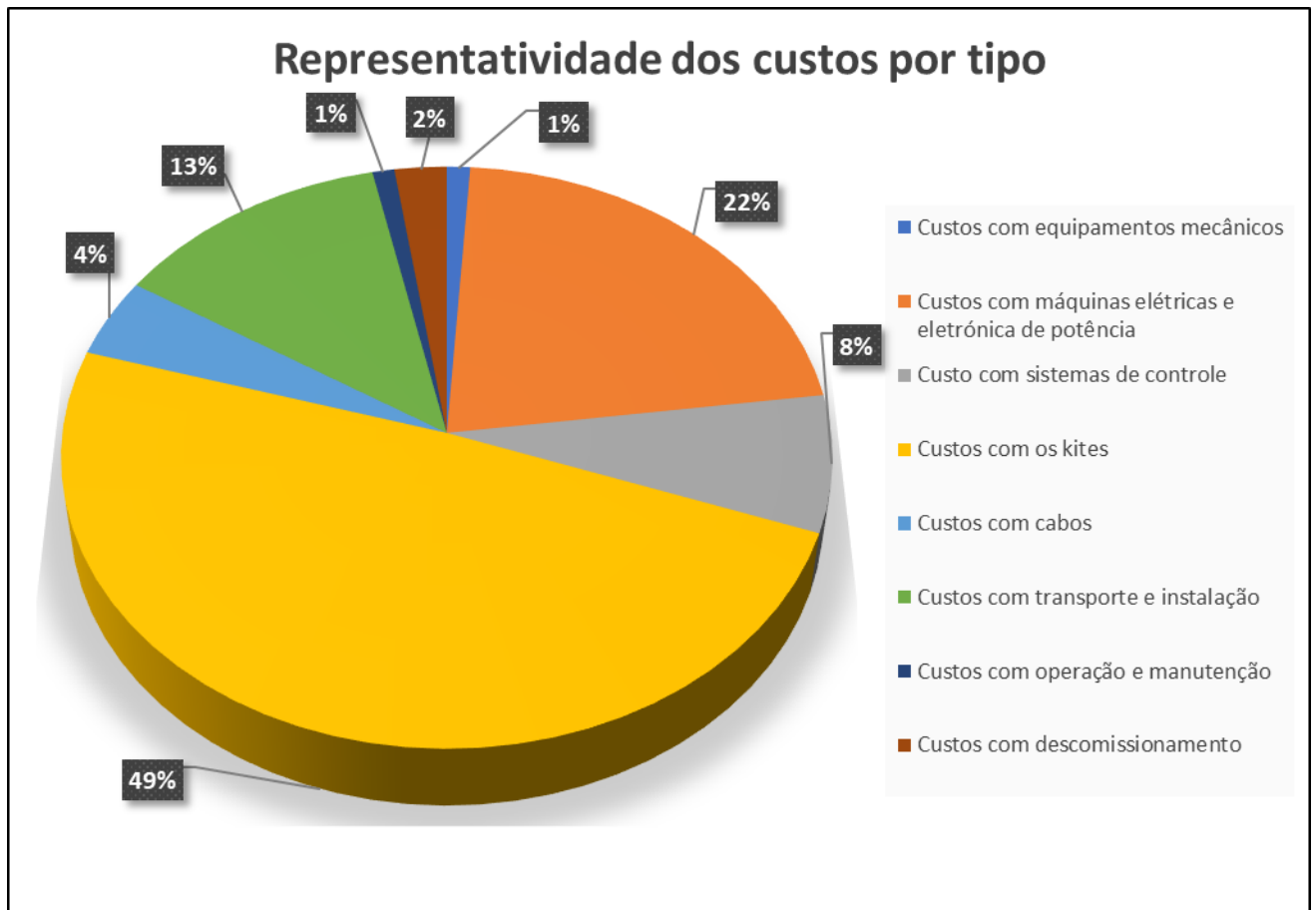


Figura 27: Representatividade dos custos, por tipo, no montante total

Após calculado todos os custos, junto da produção estimada de energia, a taxa de rentabilidade e a estimativa de anos de operação do empreendimento, é possível calcular o custo nivelado da energia. A Tabela 11 mostra o capital inicial investido (ICC), o custo anual com operação e manutenção (C_{OM}) e o custo nivelado da energia (LCOE) em €/MWh.

Tabela 11: Resultados de custos do *kite farm*

Parâmetro	Valor	Unidade
ICC	89.853,71	€
C_{OM}	898,45	€/ano
LCOE	81,22	€/MWh

Para o cálculo dos valores da Tabela 11 foi considerado o valor médio para operação e manutenção apresentado no trabalho de Trevisi [42], de 9 €/MWh. É interessante observar a variação do LCOE caso aplique o valor mais baixo, de 6 €/MWh, e também o mais alto, de 12 €/MWh, como apresentado na Tabela 12.

Tabela 12: LCOE em função do custo de operação e manutenção

	C_{OM} (€/MWh)		
	6	9	12
C_{OM} (€/ano)	598,96	898,45	1.197,93
LCOE (€/MWh)	78,22	81,22	84,22

Como pode ser observado, o valor do custo anual tem um certo impacto quando aumentamos ou diminuímos o custo por MWh, de forma a representar uma diminuição de aproximadamente 35%, quando aplicado o valor de 6 €/MWh, ou um aumento próximo a 25%, quando aplicado o valor de 12 €/MWh, isto comparados ao valor médio que foi utilizado, de 9 €/MWh. Apesar do impacto nos custos de operação e manutenção ao ano, o aumento ou diminuição do valor não causa tamanho impacto sobre o LCOE, que varia em torno dos 4%, tanto para mais ou para menos. Isto se deve ao fato de que o ICC possui a maior parcela dos custos e também pela dimensão do parque, tanto na potência instalada quanto na produção anual de energia.

O trabalho em questão considerou geradores de potência nominal igual 1500 W, o que resultou em uma dada AEP e conseqüentemente um dado LCOE, porém, se mantermos o fator de capacidade, podemos simular o AEP e LCOE para geradores de maior

potência. A Figura 28 ilustra diferentes valores de LCOE e AEP em função da potência nominal dos geradores.

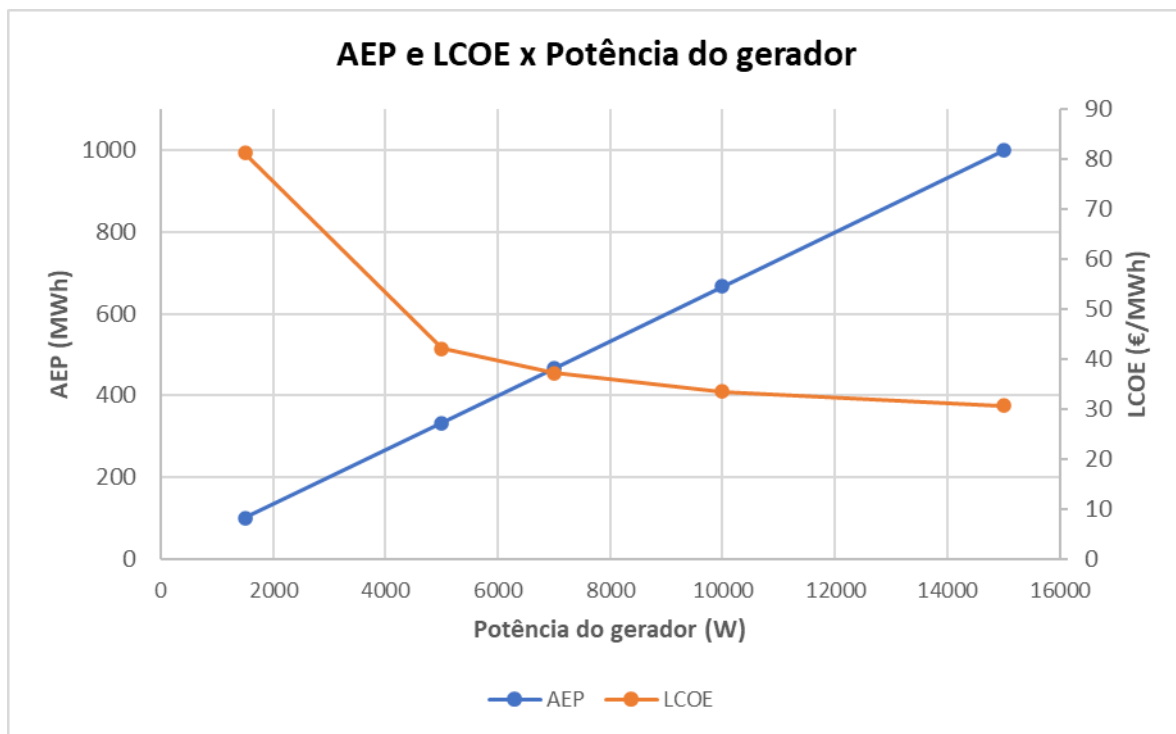


Figura 28: AEP e LCOE em função da potência do gerador

Os valores de AEP e LCOE para geradores diferentes de 1500 W são aproximações, pois não foram redimensionados os algoritmos para geradores de maior potência e nem feito as curvas de potência em função da velocidade do vento para os mesmos. Os demais equipamentos também não sofreram alterações, o que significa que para um valor mais fidedigno os demais componentes devem ser redimensionados para potência a ser utilizada.

4.5. CUSTO NIVELADO PARA EÓLICAS *ONSHORE* E *OFFSHORE*

A Figura 29 ilustra o comparativo entre os valores de LCOE de Stehly [64], Kost [63] e do presente trabalho para as diferentes tecnologias eólicas, seja de local de exploração do recurso eólico, como no caso *onshore* e *offshore*, ou as diferentes potências instaladas que é o caso que foi simulado neste trabalho. O valor do LCOE de Kost é apresentado em euros, com uma taxa de conversão aproximada de 0,9 € para cada 1,0 US\$.

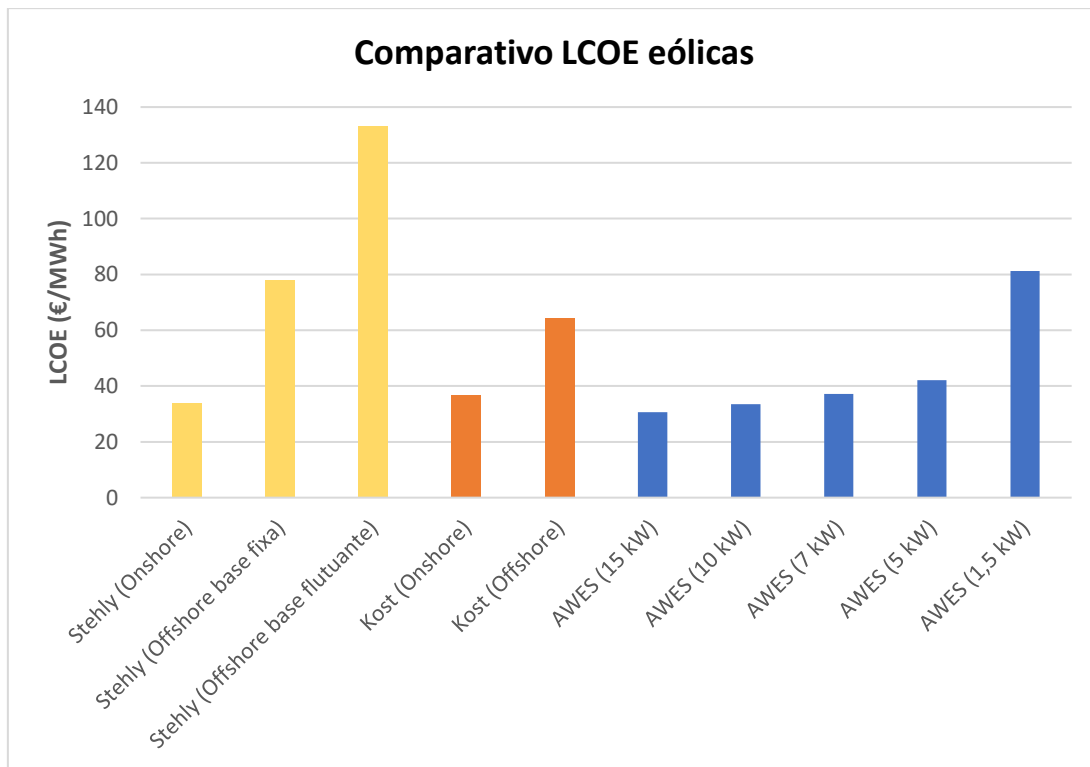


Figura 29: Comparativa LCOE eólicas

Como pode-se observar, ao aumentar a capacidade instalada de geração do parque simulado neste trabalho, obtemos um melhor LCOE e temos um custo mais competitivo em relação as outras tecnologias, apresentando até melhores valores que a tecnologia offshore de base fixa, e quando se fala em offshore de base flutuante, mesmo o presente parque simulado com baixa capacidade de geração apresenta um LCOE menor e isto deve-se a complexidade de operações e materiais que a offshore flutuante apresenta. Outro ponto importante a ser mencionado é a maturidade das tecnologias, e que isto também impacta no decréscimo do LCOE e observa-se que a tecnologia mais explorada (eólica *onshore*) é a de menor LCOE, enquanto a tecnologia mais recente (eólica *offshore* de base flutuante) possui maior LCOE e a tecnologia de *Airborne Wind Energy System*, apesar de menos explorada até o momento, já possui alguns estudos e experimentos realizados, o que apresenta certa maturidade em alguns fatores desta tecnologia.

5. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho foi utilizada uma base de pesquisa na literatura sobre os AWES, com notável credibilidade, para realizar os estudos da maneira mais precisa e próximo à realidade possível. Dado esta imensa base disponível, o presente trabalho teve como um dos objetivos estimar o custo nivelado da energia (LCOE) para um AWES, de maneira a considerar um parque eólico exclusivamente com esta tecnologia, onde buscou-se otimizar todos os recursos disponíveis, desde o espaço do parque até os materiais utilizados, de forma a obter o melhor aproveitamento dos recursos eólicos. Outro objetivo importante e alcançado foi a contribuição para comunidade científica e a possível base para trabalhos futuros.

Neste trabalho foram utilizados modelos de custos para se obter o LCOE, onde o valor obtido depende de características materiais, espaciais e limitações apresentadas no decorrer do trabalho. Como forma de obter uma simulação o mais fidedigna possível, durante a utilização dos modelos foi contemplado o máximo de informações possíveis, onde comparamos com outros casos para assegurar a correta utilização dos modelos e produção de resultados válidos.

Após as simulações e apresentados os resultados, realizou-se comparações com os custos para eólicas *onshore*, offshore com torres fixas e offshore flutuantes. Durante a comparação, observa-se que a eólica tradicional (*onshore*) possui o menor custo entre as tecnologias e um fator que leva a este resultado é o fato de que é a tecnologia mais madura e explorada entre elas. Apesar de não apresentar o menor valor, a eólica AWES mostra-se menos dispendiosa quando comparada as eólicas *offshore*, tanto por torre fixa quanto as flutuantes. As eólicas AWES e *offshore* apresentam, atualmente, a tendência de que ainda há desenvolvimentos a serem realizados para que estas tecnologias se tornem mais viáveis economicamente.

Mesmo havendo tecnologias mais acessíveis economicamente, a demanda por energia elétrica, aliada de outros fatores, impulsiona o desenvolvimento para tornar possível a utilização dada a necessidade. Possivelmente, num futuro próximo, as eólicas AWES e offshore estarão sendo desenvolvidas em larga escala devido as suas propostas possuírem alta validade e também devido a abundância e potencial do recurso que estas utilizam.

Este trabalho abre precedentes para trabalhos futuros tanto para os modelos de custos quanto para dimensionamento de parques AWES. Sobre os modelos de custos, pode ser possível desenvolver trabalhos a buscar por melhores maneiras para se estimar os custos, como por exemplo, o custo com o arrendamento da terra em que o parque será instalado, e também atualização dos modelos para que fiquem próximos dos valores da atualidade. A respeito do dimensionamento, é possível realizar trabalhos para se avaliar parques com unidades maiores, de diferentes escalas (*upscaling*), de forma a encontrar o melhor custo benefício entre potência instalada e retorno financeiro.

Referências Bibliográficas

- [1] G. Energy, “Geração Distribuída,” [Online]. Available: <https://goldenergy.pt/glossario/geracao-distribuida/#:~:text=Significado%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Distribuída,distribuidora%20de%20determinada%20unidade%20consumidora..> [Acedido em 26 Dezembro 2022].
- [2] F. M. Martínez, A. M. Miralles, M. Rivier e C. F. Calvillo, “Centralized vs distributed generation. A model to assess the relevance of some thermal and electric factors. Application to the Spanish case study,” 09 Junho 2017.
- [3] A. Uwe, D. Moritz e S. Roland, *Airborne Wind Energy*, Berlim: Springer, 2014.
- [4] U. Ahrens, M. Diehl e R. Schmehl, *Airbone Wind Energy*, California: Springer, 2013.
- [5] O. Ferreira, “Emerging renewable energy technologies: Survey, modeling and simulations,” Julho 2020.
- [6] R. Sukanta, S. Bardhan, Y. Kumar e S. K. Dubey, “Recent technology and challenges of wind energy generation: A review,” Maio 2022.
- [7] REN, “Balança Mensal,” REN, 2023. [Online]. Available: <https://datahub.ren.pt/pt/eletricidade/balanco-mensal/?date=2022-12-31>. [Acedido em Fevereiro 2023].
- [8] ONS, “Resultados da Operação,” ONS, 2023. [Online]. Available: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx. [Acedido em Fevereiro 2023].
- [9] R. Schmehl, “awesco.eu,” 2020. [Online]. Available: <https://airbornewindeurope.org/wp-content/uploads/2020/06/20200520-Powerweb.pdf>. [Acedido em Fevereiro 2023].

- [10] J. Koenermann, P. Williams, S. Sieberling e M. Diehl, “Modeling of an airborne wind energy system with a flexible tether model for the optimization of landing trajectories,” *Modeling of an airborne wind energy system with a flexible tether model for the optimization of landing trajectories*, Julio 2017.
- [11] National Renewable Laboratory of de U.S. Department of Energy, “National Renewable Laboratory,” Agosto 2021. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79992.pdf>. [Acedido em Fevereiro 2023].
- [12] A. Cherubini, A. Papini, R. Vertechy e M. Fontana, “Airborne Wind Energy Systems: A review of the technologies,” *Airborne Wind Energy Systems: A review of the technologies*, Novembro 2015.
- [13] B. W. Roberts, D. H. Shepard, K. Caldeira, M. E. Cannon, D. G. Eccles, A. J. Grenier e J. F. Freidin, “Harnessing High-Altitude Wind Power,” *Harnessing High-Altitude Wind Power*, Fevereiro 2007.
- [14] Airborne Wind Europe, “About Airborne Wind Europe,” Airborne Wind Europe, [Online]. Available: <https://airbornewindeurope.org/about-airborne-wind-energy/>. [Acedido em Fevereiro 2023].
- [15] M. L. Loyd, “Crosswind Kite Power,” *Journal of Energy*, 1980.
- [16] G. Licitra, S. Sieberling, S. Engelen, P. Williams, R. Ruitkamp e M. Diehl, “Optimal Control for Minimizing Power Consumption During Holding Patterns for Airborne Wind Energy Pumping System,” Janeiro 2017.
- [17] E. C. Malz, J. Koenemann, S. Sieberling e S. Gros, “A Reference Model for Airborne Wind Energy Systems for Optimization and Control,” Abril 2019.
- [18] Tutorials Point, “Genetic Algorithms,” Tutorials Point, 2016.
- [19] M. C. M. Fernandes, “Airborne Wind Energy Systems: Modeling, Simulation and Economic Analysis.,” Agosto 2018.

- [20] M. Aull, A. Stough e K. Cohen, “Design Optimization and Sizing for Fly-Gen Airborne Wind Energy Systems,” Julio 2020.
- [21] L. A. C. Roque, L. T. Paiva, M. C. R. M. Fernandes, D. B. M. M. Fontes e F. A. C. C. Fontes, “Layout Optimization of an Airborne Wind Energy Farm for Maximum Power Optimization,” *Layout Optimization of an Airborne Wind Energy Farm for Maximum Power Optimization*, Agosto 2019.
- [22] D. E. Golderberg, *Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*, Addison-Wesley Publishing Company, Inc., 1989.
- [23] M. A. C. Pacheco, “Algoritmos Genéticos: Princípios e aplicações”.
- [24] M. Correia, *Algoritmos Genéticos*, Alarve: Dosalgarves, 2003.
- [25] E. E. S. Rodrigues, “Instituto de Engenharia do Porto - Departamento de Informática,” 2000. [Online]. Available: <https://www.dei.isep.ipp.pt/~paf/proj/Set2000/AlgoritmosGeneticos.pdf>. [Acedido em 21 Maio 2023].
- [26] E. G. M. Lacerda e A. C. P. L. F. Carvalho, “Sistemas Inteligentes: Aplicações a recursos hídricos e ciências ambientais,” *Ed. Universidade/UFRG/ABRH*, pp. 99-148, 1999.
- [27] Departamento de Ciências da Computação da Universidade de São Paulo, “Algoritmos Genéticos,” USP, [Online]. Available: <https://sites.icmc.usp.br/andre/research/genetic/#cara>. [Acedido em 22 Maio 2030].
- [28] J. F. Gonçalves e M. G. C. Resende, “Biased Random-Key Genetic Algorithms for Combinatorial Optimization,” Agosto 2010.
- [29] O. J. N. Ferreira, “Algoritmo Genético de Chaves Aleatórias Viciadas e Recozimento Simulado Aplicados ao Problema da Reconfiguração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica considerando Técnicas de Reinicialização e Hibridização,” 2022. [Online]. Available:

<https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/234692/PEEL2067-D.pdf?sequence=-1>. [Acedido em 25 Maio 2023].

- [30] T. F. Noronha, “Algoritmos para Problemas de Otimização Aplicados a Roteamento e Atribuição de Comprimento de Onda,” 2008. [Online]. Available: https://www2.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/0410880_08_pretextual.pdf. [Acedido em 20 Maio 2023].
- [31] J. C. Bean, “Genetic Algorithms and Random Keys for Sequencing and Optimization,” *ORSA Journal on Computing*, pp. 154-160, 1994.
- [32] C. Z. Pomari, “Algoritmo Genético Com Chaves Aleatórias Viciadas para Problemas de Otimização em Portos,” 2014. [Online]. Available: <https://repositorio.unifesp.br/bitstream/handle/11600/46510/CARLOS%20ZACA%20POMARI.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. [Acedido em 20 Maio 2023].
- [33] M. A. Moura, “Algoritmo Genético de Chaves Aleatórias Segundo Distribuição de Levy para Otimização Global,” 2018. [Online]. Available: <https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/31915/1/DISSERTAÇÃO%20Mariana%20Alves%20Moura.pdf>. [Acedido em 22 Maio 2023].
- [34] M. G. C. Resende, “Biased Random-Key Genetic Algorithms: A tutorial,” Setembro 2012. [Online]. Available: <http://mauricio.resende.info/talks/2012-09-CLAIO2012-brkga-tutorial-both-days.pdf>. [Acedido em 25 Maio 2023].
- [35] W. M. Spears e K. A. Jong, “On the Virtues of Parameterized Uniform Crossover,” Maio 1995.
- [36] M. G. C. Resende, “Introdução aos Algoritmos Genéticos de Chaves Aleatórias Viciadas,” Setembro 2013.
- [37] E. S. Oliveira, “Um Algoritmo Genético de Chaves Aleatórias Viciadas para o Problema de Atracamento Molecular,” 2016. [Online]. Available: <https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/150205/001008173.pdf?sequence=1>. [Acedido em 23 Maio 2023].

- [38] P. Tangpattanakul, N. Jozefowicz e P. Lopez, “Biased Random Key Genetic Algorithm with Hybrid Decoding for Multi-objective Optimization,” Setembro 2013.
- [39] M. G. C. Resende, “Aplicação do Algoritmo Genético de Chaves Aleatórias Viciadas na Resolução de Problemas de Empacotamento”.
- [40] J. A. M. Brito, A. C. Fadel, G. S. Semaan e L. R. Brito, “Algoritmo Genético de Chaves Aleatórias Viciadas Aplicado ao Problema de Agrupamento com Soma Mínima,” Agosto 2017.
- [41] F. Pietro, *Pumping Kites Wind Farm*, 2014.
- [42] F. Trevisi, M. Gaunna e M. McWilliam, “Unified engineering models for the performance and cost of GroundGen and Fly-Gen crosswind Airborne Wind Energy Systems,” Agosto 2020.
- [43] J. Heilmann, “Economics of Pumping Kites Generator,” *Green Energy and Technology*, 2013.
- [44] M. Zaaijer, *Great Expectations for Offshore Wind Turbines*, 2013.
- [45] S. Lundber, *Performance comparison of wind park configurations*, 2003.
- [46] C. Grete, *Optimization, Scaling and Economics of Pumping Kite Power Systems*, 2014.
- [47] BVG Associates, “Catapult Offshore Renewable Energy,” [Online]. Available: <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/glossary>. [Acedido em 23 Maio 2023].
- [48] S. F. Santos, D. Z. Fitiwi, M. Shafie-khah, A. W. Bizuayehu e J. P. S. Catalão, *Introduction to Renewable Energy Systems*, 2017.
- [49] M. Papapetrou e G. Kosmadakis, “Resource, Environmental, and Economic Aspects of SGHE,” em *Salinity Gradient Heat Engines*, 2022.

- [50] U.S. Energy Information Administration, “Independent Statistics and Analysis U.S. Energy Information Administration,” [Online]. Available: <https://www.eia.gov/tools/glossary/index.php?id=C>. [Acedido em 20 Maio 2023].
- [51] J. M. Pedraza, *Conventional Energy in North America*, 2019.
- [52] CFI Education Inc., “Corporate Finance Institute - Levelized Cost of Energy (LCOE),” [Online]. Available: <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/valuation/levelized-cost-of-energy-lcoe/>. [Acedido em 29 Maio 2023].
- [53] U.S. Department of Energy - Office of Indian Energy, “DOE Office of Indian Energy - Levelized Cost of Energy,” 2015. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/LCOE.pdf>. [Acedido em 25 Maio 2023].
- [54] J. Alderser-Williams e R., “Levelized Cost of Energy - A theoretical justification and critical assessment,” *Energy Police*, pp. 169-179, 2019.
- [55] M. J. Franchetti e S. Ghose, *Sustainable Food Waste-To-Energy Systems*, 2018.
- [56] Trinomics, “Final Report - Cost of Energy (LCOE),” 2020.
- [57] Our World in Data, “Our World in Data - Levelized cost of energy by technology, World,” 2023. [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/grapher/levelized-cost-of-energy?facet=none>. [Acedido em 29 Maio 2023].
- [58] D. Jager e A. Andreas, “Measurement and Instrumentation Data Center (MIDC),” 2013. [Online]. Available: <https://dx.doi.org/10.7799/1052222>. [Acedido em Junho 2023].
- [59] Cross-Morse, “Types CKK & CSK Sprag Clutches,” [Online]. Available: <https://www.crossmorse.com/images/specifications/Sprag-Clutch-CKK-CSK.pdf>. [Acedido em Junho 2023].

- [60] Fruugo.pt, “220v Gerador de energia 1500w Brushless Ímã Permanente Puro Fio de Cobre Núcleo novo,” 2023. [Online]. Available: <https://www.fruugo.pt/220v-gerador-de-energia-1500w-brushless-ima-permanente-puro-fio-de-cobre-nucleo-novo/p-115420935-242861671?language=pt&ac=ProductCasterAPI&asc=pmax&gclid=CjwKCAjw-vmkBhBMEiwAlrMeFx7PuSbHLwRsVo1J7QQTwMRV63sBz6QBpjfsTKg2tXRsxk7qunAWhBo>. [Acedido em Junho 2023].
- [61] Adajusa, “TRANSFORMADOR TRIFÁSICO 3,15 KVA 400/230+N COM CAIXA IP23,” Adajusa, 2023. [Online]. Available: https://adajusa.pt/pt/transformadores-trifasicos/11045-transformador-trifasico-315-kva-400-230n-com-caixa-ip23-8445340110453.html?gclid=CjwKCAjw-vmkBhBMEiwAlrMeF_jldFZNVVvAWivs5mK9yEJrjX9ofKxscxGa0g5NIRFgYJZhQYpg0hoC3XkQAvD_BwE. [Acedido em Junho 2023].
- [62] L. Fingersh, M. Hand e A. Laxson, “National Renewable Energy Laboratory,” Dezembro 2006. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy07osti/40566.pdf>. [Acedido em Junho 2023].
- [63] C. Kost, S. Shammugam, V. Fluri, D. Peper, A. D. Memar e T. Schlegl, “LEVELIZED COST OF ELECTRICITY RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES,” Junho 2021. [Online]. Available: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2021_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf. [Acedido em Junho 2023].
- [64] T. Sthely e P. Duffy, “2021 Cost of Wind Energy Review,” 2021. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/84774.pdf>. [Acedido em Junho 2023].
- [65] U.S. Department of Energy, “Levelized Cost of Energy”.