



Universidade Federal de Juiz de Fora
Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica

Frederico Ferreira Panoeiro

OTIMIZAÇÃO DE LAYOUT DE PARQUES EÓLICOS OFFSHORE

Dissertação de Mestrado

Juiz de Fora
2019

Frederico Ferreira Panoeiro

OTIMIZAÇÃO DE LAYOUT DE PARQUES EÓLICOS OFFSHORE

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Orientador: Prof. Ivo Chaves da Silva Junior, D. Sc.
Coorientador: Prof. Leonardo Willer de Oliveira, D. Sc.

Juiz de Fora
2019

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Panoeiro, Frederico Ferreira.

Otimização de Layout de Parques Eólicos OffShore / Frederico Ferreira Panoeiro. -- 2019.

92 p. : il.

Orientador: Ivo Chaves da Silva Junior

Coorientador: Leonardo Willer de Oliveira

Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, 2019.

1. Parques Eólicos. 2. Otimização de Layout. 3. Bat Algorithm. 4. Grey Wolf Optimizer. 5. Sine Cosine Algorithm. I. Silva Junior, Ivo Chaves da, orient. II. Oliveira, Leonardo Willer de, coorient. III. Título.

Frederico Ferreira Panoeiro

OTIMIZAÇÃO DE LAYOUT DE PARQUES EÓLICOS OFFSHORE

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Aprovada em 26 de Fevereiro de 2019.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Ivo Chaves da Silva Junior, D. Sc.

Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF

Prof. Leonardo Willer de Oliveira, D. Sc.

Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF

Prof. Edmarcio Antonio Belati, D. Sc.

Universidade Federal do ABC, UFABC

Prof. João Alberto Passos Filho, D. Sc.

Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF

*Dedico este trabalho à minha família
e aos meus amigos.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar a Deus, por iluminar meus caminhos, pensamentos e por dar forças para enfrentar todos os problemas.

Aos meus pais, Maria José e Luiz Carlos, pela confiança depositada, educação e dedicação na minha formação e dos meus irmãos. Por fazerem do meu sonho o sonho de vocês, por sempre incentivarem e serem participativos em minha vida.

Aos meus irmãos, Emerson e Flávia, pelo apoio, carinho, conselhos e por sempre me ajudarem nos momentos de dificuldades.

Aos meus sobrinhos, Arthur, Laura e Lucas, por me proporcionar a felicidade de ser tio e me trazer mais alegria. Ao meu cunhado, Ricardo, pelos conselhos e apoio. Ao Neném, pelo seu amor incondicional.

Aos meus primos, Jonathan e Nathalie; aos meus tios (as), Gilmar, Antônia e Joaquim por todo apoio, incentivo e por torcerem pelas minhas conquistas.

À todos os meus amigos. Em especial, Gustavo S., Gustavo Q., Ramon S., Max, Gisele, Cris, Nayara, Ruan, Rodrigo, Josué, Jéssica, Dalmo, Lucas e Paula C. pelos conselhos, incentivos e momentos de distração.

Aos amigos da UFJF, que alguns em especial cito: Layon, João, Vinícius e Ramon A. por todo companheirismo e empenho durante o mestrado.

Ao orientador e amigo, Ivo Chaves da Silva Júnior, pelos ensinamentos compartilhados, e principalmente, pela ajuda durante o decorrer do trabalho. E ainda, agradeço pela disponibilidade e confiança depositada em mim. Agradeço também ao meu co-orientador Leonardo Willer de Oliveira pela oportunidade, confiança e disponibilidade ao longo do mestrado.

Ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da UFJF por todo o suporte ao desenvolvimento deste trabalho.

Este trabalho foi desenvolvido dentro do projeto "Estudo de Metodologias para Conexão de Usinas Eólicas *Offshore* de Grande e Pequeno Porte e Aspectos Elétricos e Energéticos"PD-0553- 0045/2016 no âmbito do programa de P&D do sistema elétrico regulado pela ANEEL. O presente trabalho também contou com apoio financeiro da Capes- Brasil, FAPEMIG e CNPq.

“Se não puder voar, corra. Se não puder correr, ande. Se não puder andar, rasteje, mas continue em frente de qualquer jeito.”

(Martin Luther King)

RESUMO

O problema de otimização do layout de parques eólicos consiste na determinação de sua configuração ótima sob os pontos de vista de maximização da potência total extraída e minimização dos custos relacionados ao empreendimento. O presente trabalho propõe avaliar o efeito de regimes de ventos, através de diferentes cenários associados com direções distintas e suas probabilidades, no problema de otimização de layout. Para alcançar este objetivo, utilizou-se diferentes técnicas de otimização denominadas *Bat Algorithm (BA)*, *Grey Wolf Optimizer (GWO)* e *Sine Cosine Algorithm (SCA)*, de modo a aferir a técnica mais eficiente ao problema. Devido a complexidade, no que diz respeito ao número total de combinações possíveis do problema de layout, consequentemente região de solução com mínimos locais, é aplicado no ajuste dos parâmetros de busca dos métodos de otimização o recurso denominado mapa caótico para beneficiar as etapas de busca global/local. O desempenho entre as metodologias básicas e caóticas são comparadas quanto à convergência e qualidade das soluções. A metodologia proposta considera o efeito de enfraquecimento de ventos para determinar o número e a localização de aerogeradores em um parque eólico *offshore*. Um estudo de caso da literatura é usado para avaliar a metodologia proposta.

Palavras-chave: Parques eólicos, Otimização de layout, Direção de ventos, Bat Algorithm, Grey Wolf Optimizer, Sin Cos Algorithm, Mapa Caótico.

ABSTRACT

The wind farms layout optimization problem consists in determinate their optimum configuration considering the maximization of total power extracted and minimization of costs related to the project. The present work proposes to evaluate the effect of winds, through different scenarios associated with different and their probabilities, in the layout optimization problem. Intending to this objective, were used different optimization techniques, such as Bat Algorithm (BA), Grey Wolf Optimizer (GWO) and Sine Cosine Algorithm (SCA), in order to identify the most efficient technique. Due to the complexity, related to the maximum number of possible combinations of the layout problem, consequently region of solutions with local minimums, the resource called chaotic map is applied in the adjust of the search parameters of the optimization methods in order to help the global/local search steps. The performance between basic and chaotic methodologies are compared in terms of convergence and quality of solutions. The proposed Methodology considers the wake effect to determine the number and location of wind turbines in a offshore wind farm. A case study of literature is used to evaluate the proposed methodology.

Keywords: Wind farms, Optium layout, Wind direction, Probabilities, Bat Algorithm, Grey Wolf Optimizer, Sin Cos Algorithm, Chaotic Map.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

| | | |
|-----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1 | Quantidade de projetos avaliados pela EPE (2018 - Apenas informações do Leilão A-4. | 20 |
| Figura 2 | Evolução da capacidade eólica acumulada (a) no cenário mundial (GWEC, 2018) e brasileiro (ABEEÓLICA, 2017). | 21 |
| Figura 3 | Configurações do layout de parque eólico pela (a) Regra de Patel e (b) Modelo denso/escalonado. | 22 |
| Figura 4 | Efeito de esteira simples. | 34 |
| Figura 5 | Múltiplos efeitos de esteira: (a) aerogeradores dispostos no mesmo sentido e (b) distribuídos dispersamente. | 37 |
| Figura 6 | Área de Interseção. | 38 |
| Figura 7 | Varição do raio da esteira à jusante da turbina eólica para diferentes rugosidades do solo. | 40 |
| Figura 8 | Varição do raio da esteira à jusante da turbina eólica para diferentes rugosidades do solo. | 41 |
| Figura 9 | Curva dos custos normalizado, variável e fixo. | 46 |
| Figura 10 | Diagrama da curva de potência do aerogerador (Anexo A). | 47 |

| | | |
|-----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 11 | Algoritmo 1 - Pseudocódigo Bat Algorithm (BA). | 49 |
| Figura 12 | Algoritmo 2 - Pseudocódigo Grey Wolf Optimizer (GWO). | 52 |
| Figura 13 | (a) Comportamento da busca local/global e (b) posição estimada do lobo (X_i^t) no Algoritmo GWO. | 53 |
| Figura 14 | Algoritmo 3 - Pseudocódigo Sine Cosine Algorithm (SCA). | 55 |
| Figura 15 | Comportamento da busca local e global do Algoritmo SCA. | 56 |
| Figura 16 | Variação do parâmetro básico (GWO/SCA) e Mapa Senoidal. | 58 |
| Figura 17 | Configuração I - Dispersão da função objetivo no Caso (A) | 61 |
| Figura 18 | Configuração II - Dispersão da função objetivo no Caso (A) | 62 |
| Figura 19 | Configuração III - Dispersão da função objetivo no Caso (A) | 62 |
| Figura 20 | Configuração I - Curva de Convergência no Caso (A) | 64 |
| Figura 21 | Configuração II - Curva de Convergência no Caso (A) | 64 |
| Figura 22 | Configuração III - Curva de Convergência no Caso (A) | 65 |
| Figura 23 | (a) Localização dos aerogeradores e (b) Variação da velocidade dos ventos no layout de parque eólico do Caso (A). | 67 |
| Figura 24 | Configuração I - Dispersão da função objetivo no Caso (B) | 69 |

| | | |
|-----------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 25 | Configuração II - Dispersão da função objetivo no Caso (B) | 69 |
| Figura 26 | Configuração III - Dispersão da função objetivo no Caso (B) | 70 |
| Figura 27 | Configuração I - Curva de Convergência no Caso (B) | 72 |
| Figura 28 | Configuração II - Curva de Convergência no Caso (B) | 72 |
| Figura 29 | Configuração III - Curva de Convergência no Caso (B) | 73 |
| Figura 30 | (a) Localização dos aerogeradores e (b) Variação da velocidade dos ventos no layout de parque eólico do Caso (B). | 74 |
| Figura 31 | (a) Localização dos aerogeradores e (b) Variação da velocidade dos ventos desconsiderando o <i>wake effect</i> "paralelo" no Caso (B). | 75 |
| Figura 32 | Configuração I - Dispersão da função objetivo no Caso (C) | 76 |
| Figura 33 | Configuração II - Dispersão da função objetivo no Caso (C) | 77 |
| Figura 34 | Configuração III - Dispersão da função objetivo no Caso (C) | 77 |
| Figura 35 | Configuração I - Curva de Convergência no Caso (C) | 79 |
| Figura 36 | Configuração II - Curva de Convergência no Caso (C) | 79 |
| Figura 37 | Configuração III - Curva de Convergência no Caso (C) | 80 |
| Figura 38 | Localização dos aerogeradores no Caso (C). | 81 |

Figura 39 Variação da velocidade do vento nas direções: (a) 0°, (b) 45°, (c) 90°,
(d) 135°, (e) 180°, (f) 225°, (g) 270° e (h) 315°. 83

LISTA DE TABELAS

| | | |
|-----------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 1 | Taxa de expansão da esteira e rugosidade do solo em diferentes cenários (HOU, 2017; NOWACZYK, 2015). | 32 |
| Tabela 2 | Resumo de trabalhos via métodos por Computação Evolutiva | 42 |
| Tabela 3 | Resumo de trabalhos via métodos por Inteligência de Enxames | 43 |
| Tabela 4 | Restrições comuns à otimização do layout. | 43 |
| Tabela 5 | Parâmetros das simulações. | 60 |
| Tabela 6 | Parâmetros das técnicas de otimização. | 60 |
| Tabela 7 | Dados estatísticos das técnicas de otimização no Caso (A). | 63 |
| Tabela 8 | Iteração e Tempo médio de simulação no Caso (A). | 66 |
| Tabela 9 | Comparação dos resultados com a literatura - Caso (A) | 68 |
| Tabela 10 | Dados estatísticos das técnicas de otimização no Caso (B). | 71 |
| Tabela 11 | Iteração e Tempo médio de simulação no Caso (B). | 73 |
| Tabela 12 | Comparação dos resultados com a literatura - Caso (B). | 76 |

| | | |
|-----------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 13 | Dados estatísticos das técnicas de otimização no Caso (C). | 78 |
| Tabela 14 | Iteração e Tempo médio de simulação no Caso (C). | 80 |
| Tabela 15 | Potência extraída em cada direção. | 83 |
| Tabela 16 | Resultados obtidos do layout de parque eólico no Caso (C). | 84 |
| Tabela 17 | Características do aerogerador no estudo (POOKPUNT & ONGSA- KUL, 2013; GAO et al., 2015). | 92 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

PROINFA Programa de Incentivos às Fontes Alternativas

EPE Empresa de Pesquisa Energética

MME Ministério de Minas e Energia

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

GWEC *The Global Wind Energy Council*

AG *Genetic Algorithm*

AE *Evolutive Algorithm*

BDE *Binary Differential Evolution*

ACO *Anty Colony Optimization*

MPGA *Multi-Population Genetic Algorithm*

SIA *Artificial Immune System*

SI *Swarm Intelligence*

BPSO *Binary Particle Swarm Algorithm*

CS *Cucko Search*

BBA *Bat Binary Algorithm*

BA *Bat Algorithm*

SCA *Sine Cosine Algorithm*

GWO *Grey Wolf Optimizer*

WT Turbina Eólica – *Wind Turbin*

AEP Produção Anual de Energia – *Annual Energy Production*

CFD Dinâmica dos Fluidos Computacional – *Computational Fluid Dynamics*

RANS Navier-Stokes com Médias de Reynolds – *Reynolds Averaged Navier-Stokes*

SUMÁRIO

| | | |
|----------|--------------------------------------------------------------|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 19 |
| 1.1 | CONTEXTUALIZAÇÃO | 19 |
| 1.2 | REVISÃO BIBLIOGRÁFICA | 22 |
| 1.2.1 | Métodos por Computação Evolutiva | 23 |
| 1.2.2 | Métodos por Inteligência de Enxames | 25 |
| 1.3 | IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA E MOTIVAÇÃO | 26 |
| 1.4 | OBJETIVOS | 27 |
| 1.5 | ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO | 27 |
| 1.6 | PRODUÇÃO BIBLIOGRÁFICA | 28 |
| 2 | EFEITO DE ESTEIRA | 29 |
| 2.1 | INTRODUÇÃO | 29 |
| 2.2 | MODELOS DE <i>WAKE EFFECT</i> | 29 |
| 2.2.1 | Softwares Comerciais | 31 |
| 2.2.2 | Relação Modelos x Dados Mensurados | 32 |
| 2.3 | MODELO ANALÍTICO DE JENSEN | 34 |
| 2.3.1 | Efeito de Esteira Simples | 34 |
| 2.3.2 | Múltiplos Efeitos de Esteira | 36 |
| 2.3.3 | Influência da Rugosidade do Solo e Altura do Rotor | 40 |
| 2.4 | CONCLUSÕES PARCIAIS | 41 |
| 3 | METODOLOGIA PROPOSTA | 44 |
| 3.1 | INTRODUÇÃO | 44 |

| | | |
|----------|----------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 3.2 | MODELAGEM MATEMÁTICA DO PROBLEMA | 44 |
| 3.2.1 | Função de Custo | 45 |
| 3.2.2 | Potência Extraída do Parque Eólico | 46 |
| 3.3 | MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO | 48 |
| 3.3.1 | Bat Algorithm – BA | 49 |
| 3.3.2 | Grey Wolf Optimizer – GWO | 51 |
| 3.3.3 | Sine Cosine ALgorithm – SCA | 54 |
| 3.3.4 | Modelo de Busca Caótica | 56 |
| 3.4 | CONCLUSÕES PARCIAIS | 58 |
| 4 | RESULTADOS COMPUTACIONAIS | 59 |
| 4.1 | INTRODUÇÃO | 59 |
| 4.2 | CARACTERÍSTICAS DO PARQUE EÓLICO E PARÂMETROS UTILIZADOS NOS MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO | 59 |
| 4.3 | CASO (A) - INCIDÊNCIA DOS VENTOS: NORTE PARA SUL | 60 |
| 4.4 | CASO (B) - INCIDÊNCIA DOS VENTOS: NOROESTE PARA SUDESTE | 68 |
| 4.5 | CASO (C) - INCIDÊNCIA DOS VENTOS: MÚLTIPLAS DIREÇÕES | 76 |
| 4.6 | Conclusões Parciais | 84 |
| 5 | Considerações Finais | 85 |
| 5.1 | CONCLUSÃO GERAL | 85 |
| 5.2 | TRABALHOS FUTUROS | 86 |
| | Referências | 87 |
| | Apêndice A – PARÂMETROS DO AEROGERADOR | 92 |

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

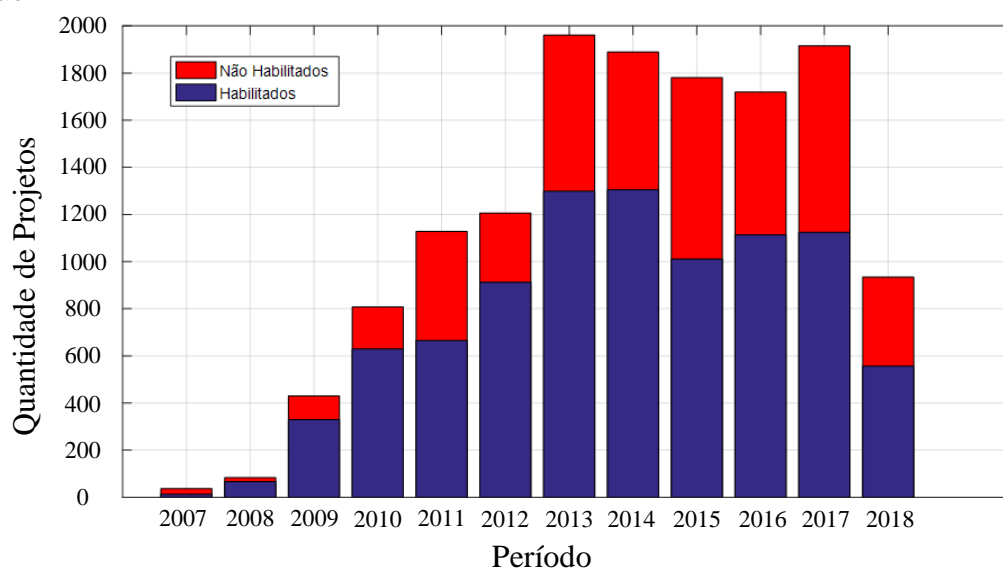
A energia elétrica é fundamental para o desenvolvimento social e econômico da sociedade moderna. A disponibilidade desse insumo representa um acréscimo na qualidade de vida da população, tanto em relação ao conforto doméstico quanto à possibilidade de emprego e produção. Porém, a sociedade cada vez mais torna-se dependente do fornecimento abundante, contínuo e econômico de energia elétrica. Devido o crescimento do consumo, custos, recursos naturais, impacto no meio ambiente e o perigo do aquecimento global, surgiu a necessidade de investir em fontes de energia alternativas, também chamadas de recursos renováveis, que fornecem energia "limpa", sem exaurir o meio ambiente (MOORTHY; DESHMUKH & MUKHEREJEE, 2014). Nesse sentido, emergiram fontes energéticas renováveis como a eólica e a fotovoltaica, de baixo custo de operação em relação às fontes tradicionais (GRADY; HUSSAINI & ABDULLAH, 2005).

Diversos países estipularam metas para integrar uma parcela significativa de energia renovável em seus portfólios (KIM; SINGH & SPRINTSON, 2012). Ainda que o cenário energético brasileiro seja constituído, principalmente, de usinas hidráulicas e térmicas, devido a auxílios como Programa de Incentivos às Fontes Alternativas (PROINFA) (BRASIL, 2002) e o desenvolvimento de novas tecnologias, tem-se verificado uma crescente participação de fontes renováveis na matriz energética do Brasil. Dentre essas, a geração eólica ganhou um certo destaque, devido a boa experiência ocorrida em países como a Alemanha e Dinamarca (PINTO, 2013).

A participação da energia eólica no Brasil foi impulsionada, tanto em quantidade de projetos ofertados como em comercialização, pela mudança no setor elétrico (Lei nº 10.848 de março de 2004) que determinou a contratação de energia por meio de leilões, tendo a eólica participado pela primeira vez em 2007 sem comercialização. A habilitação técnica dos projetos candidatos apresentados pelos empreendedores nos

leilões é de responsabilidade da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), conforme as diretrizes do Ministério de Minas e Energia (MME) (EPE, 2018). Segundo EPE (2018), em média, 65% dos empreendimentos cadastrados no período compreendido entre os anos de 2007 e 2018 foram habilitados, sendo os motivos principais pelas inabilitações são: (1) conexão, (2) licença ambiental, (3) produção de energia e (4) direito de uso do local; que não cumpriram as exigências estipuladas.

Figura 1: Quantidade de projetos avaliados pela EPE (2018 - Apenas informações do Leilão A-4).

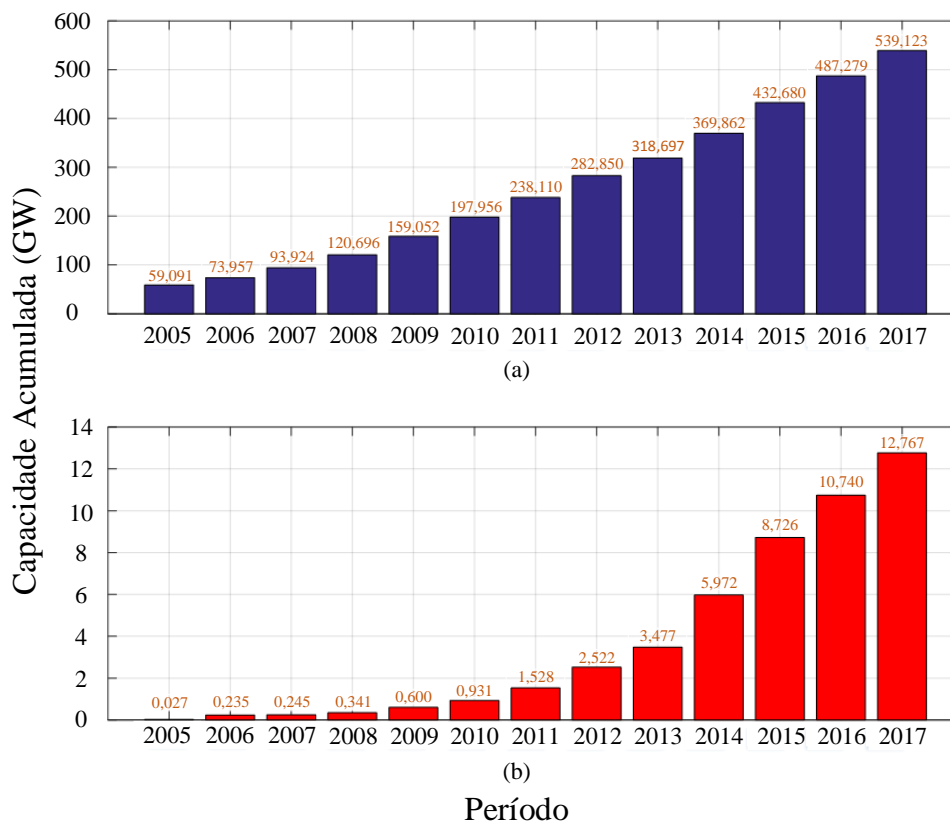


Fonte: Adaptada de EPE (2018)

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o potencial energético no país é considerável e estima-se valores acima de 60 GW (ANEEL, 2013). Atualmente, a capacidade instalada dos 568 parques eólicos no país ultrapassou a marca de 14 GW, valor equivalente ao consumo residencial médio de aproximadamente 26 milhões de residências (80 milhões de habitantes) (ABEEÓLICA, 2018). Além disso, conforme o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (PDE 2026), espera-se uma capacidade instalada de 28 GW até o final do período de previsão (EPE, 2017).

Em 2015, a capacidade de energia eólica instalada no mundo alcançou valores acima de 63 GW, aumento de 22 % em relação a 2014, e dominou 40 % das participações no mercado de energia (HOU, 2017). Em 2017, segundo *The Global Wind Energy Council* (GWEC), a capacidade acumulada no cenário mundial atingiu 539 GW, com o Brasil ocupando a oitava posição do ranking (GWEC, 2018). A energia eólica vem crescendo de forma exponencial no cenário mundial e brasileiro, como pode-se observar nos gráficos da Figura 2, que apresenta a evolução da capacidade eólica acumulada entre o período de 2005 e 2017.

Figura 2: Evolução da capacidade eólica acumulada (a) no cenário mundial (GWEC, 2018) e brasileiro (ABEEÓLICA, 2017).



Fonte: Adaptada de GWEC (2018) e ABEEólica (2017)

A tecnologia de geração de energia eólica distingue-se em duas formas denominadas *onshore* e *offshore*. As usinas *onshore* apresentam um custo de instalação inferior ao custo de usinas *offshore*, devido às estruturas mais simples que sustentam os aerogeradores sobre o solo e à rede elétrica coletora de menor porte que reduz o custo final do projeto. No caso das usinas *offshore*, além de não produzirem impactos na vida das pessoas, como poluição sonora e visual, apresentam um menor *payback* e maior eficiência, visto que a força dos ventos em alto mar é maior (KERKVLIET & POLATIDIS, 2016; HOU, 2017).

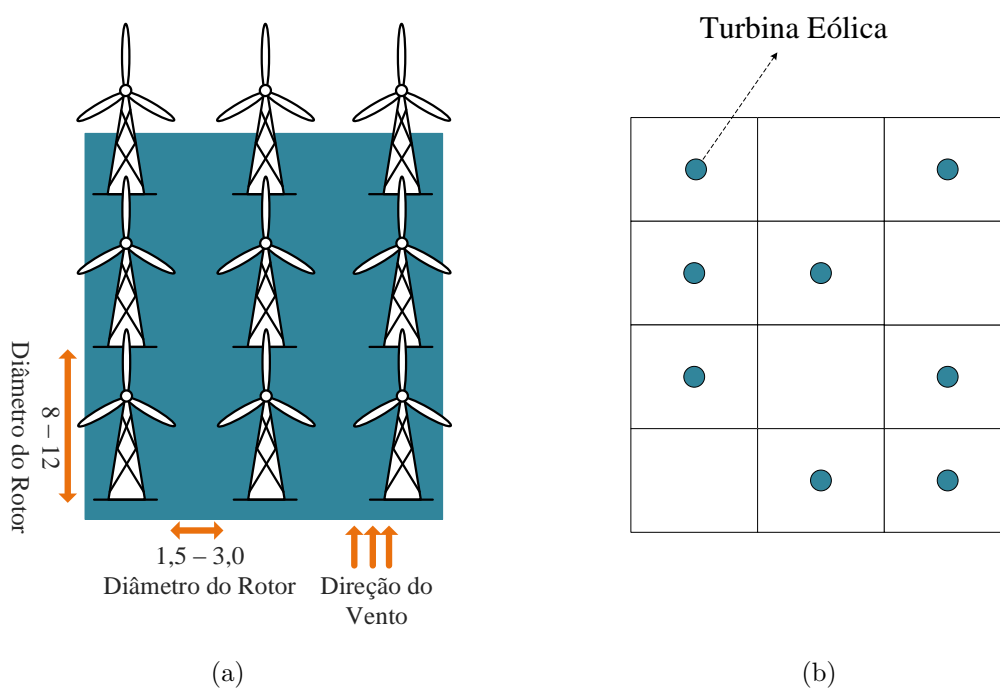
O interesse da energia eólica *offshore* está aumentando consideravelmente em todo mundo. Os parques eólicos *offshore* são compostos por centenas de aerogeradores espalhados por um terreno pré-definido em alto mar. Diversos estudos são realizados nesse campo de pesquisa para determinar a localização ótima das turbinas eólicas no layout do parque eólico (WU et al., 2014). No entanto, devem ser consideradas importantes restrições como o efeito de esteira ou enfraquecimento da energia cinética dos ventos, do inglês *wake effect*, o número máximo de aerogeradores, a distância

entre as turbinas, a velocidade e direção de incidência dos ventos, em razão desses fatores influenciarem na potência extraída e no custo do empreendimento (MOSETTI; POLONI & DIVIACCO, 1994; POOKPUNT & ONGSAKUL, 2013).

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A localização dos aerogeradores no parque eólico é de extrema importância com relação à confiabilidade da geração de energia e despertou o interesse nos estudos de diversos pesquisadores. Segundo a regra de Patel (1999), os aerogeradores devem ser alocados de acordo com uma distância que depende do tamanho da turbina, direção e velocidade do vento. As turbinas são dispostas em filas e colunas de acordo com a direção predominante dos ventos, em que o espaçamento a favor do vento (*downwind*) entre as turbinas é 8-12 diâmetro do rotor, enquanto o espaçamento de vento cruzado (*crosswind*) é 1,5-3 diâmetro do rotor, conforme a ilustração da Figura 3 (a). De acordo com Ammara, Leclerc e Masson (2002), esta prática concebe parques eólicos grandes com potencial energético usado de forma ineficiente, o que é justificado pela perda de desempenho associada ao efeito do enfraquecimento da energia cinética dos ventos (*wake effect*) quando aplicado em arranjos densos.

Figura 3: Configurações do layout de parque eólico pela (a) Regra de Patel e (b) Modelo denso/escalonado.



Fonte: Produzida pelo autor.

No entanto, outras pesquisas propõem um modelo de layout mais denso e escalonado para extrair o máximo de potência eólica no terreno pré-definido, como por exemplo na Figura 3 (b), onde a área de construção é dividida em diversos segmentos que são análogos às dimensões do terreno, cujo objetivo é determinar os bits/posição apropriados para posicionar os aerogeradores levando em consideração o *wake effect*. Logo, a natureza do problema de otimização do layout de parque eólico converte-se a um problema inteiro misto.

Em decorrência da natureza combinatória deste processo decisório, que envolve variáveis contínuas e discretas, a inteligência computacional (bio-inspirada e outras) apresenta-se como opção para sua resolução, haja visto sua complexidade (WU et al., 2014). Além disso, são utilizadas diferentes premissas na solução do layout de parque eólico, como: (1) Maximização da potência extraída, (2) Maximização da receita líquida, (3) Maximização da produção de energia e/ou (4) Minimização do custo por potência extraída.

1.2.1 MÉTODOS POR COMPUTAÇÃO EVOLUTIVA

Os modelos bio-inspirados na computação evolutiva são baseados nos princípios básicos da teoria de evolução natural das espécies desenvolvido por Charles Darwin, onde os indivíduos mais aptos que representam as soluções do problema possuem maior chance de deixarem descendentes para as futuras gerações. Nesse sentido, são apresentados trabalhos que utilizam computação evolutiva no problema de layout.

Em 1994, Mosetti, Poloni e Diviacco (1994) introduziram a utilização de inteligência computacional no problema de otimização de parques eólicos. O algoritmo genético, *Genetic Algorithm* (AG), foi utilizado para determinar a localização ótima dos aerogeradores no parque eólico com o objetivo de maximizar a potência extraída e minimizar o custo do empreendimento associado ao número de turbinas instaladas. Em sua modelagem foi considerado o efeito de enfraquecimento dos ventos (*wake effect*) proposto por Jensen (1983). Seguindo essas premissas e metodologia, Grady, Hussaini e Abdullah (2005) obtiveram resultados consideráveis em relação à Mosetti, Poloni e Diviacco (1994), visto que a eficiência energética do parque eólico otimizado apresentou uma melhora de 0,37%, que corresponde ao aumento de 1,96 kW de potência extraída.

O algoritmo evolutivo, *Evolutionary Algorithm* (AE), foi ferramenta de otimização usada por González et al. (2010), que basearam-se no modelo global de custo do parque eólico, usando investimento inicial e o valor presente do fluxo de caixa líquido

anual (VPL), ou seja, calcula-se o rendimento anual devido à venda da energia gerada líquida, tendo em conta a perda individual de produção devido ao *wake effect*. Nesse sentido, Kusiak e Song (2010) propõem a maximização da energia extraída do parque considerando o ângulo e velocidade de incidência dos ventos, curva linearizada de potência da turbina e distribuição de probabilidades de *Weibull*. Outra abordagem usando algoritmo genético foi realizada por Gonzalez, Payan e Riquelme-Santos (2012) de forma a maximizar a energia convertida e minimizar o VPL.

Jiang et al. (2013) aplicaram o algoritmo diferencial evolutivo binário, *Binary Differential Evolution* (BDE), onde o método de mapeamento do algoritmo evolutivo básico foi modificado para permitir operações em espaços binários. A função de mérito aplicada foi a maximização da potência extraída e minimização do custo de empreendimento considerando o efeito de esteira. Foram analisadas as características do layout em diferentes situações, em que considerava um campo de vento circular, irregular e limitado.

No trabalho desenvolvido por Wu et al. (2014) optaram pelo algoritmo genético para otimização do layout ótimo do parque eólico, enquanto o algoritmo colônia de formigas, *Ant Colony Optimization* (ACO), foi utilizado para determinar a melhor topologia de conexão elétrica. A função de mérito utilizada prioriza a maximização da receita líquida obtida com a geração de energia subtraída dos custos com cabos. Outros trabalhos recentes aplicando algoritmo genético foram desenvolvidos. Duan, Wang e Gu (2014) analisaram o impacto de diferentes modelos de aerogeradores, Vestas - V80 e Enercon - E33, com a finalidade de aproveitar o máximo dos recursos eólicos em diferentes altitudes. A função de mérito visa maximizar o valor presente líquido sob um orçamento inicial, isto é, leva em consideração o tempo de vida útil do parque eólico, a produção anual de energia, o custo energético por kWh e taxas de juros. Nos trabalhos realizados por Shakoor et al. (2014) e Shakoor et al. (2015) a abordagem empregada teve como objetivo a minimização do custo por unidade de energia considerando diferentes direções de ventos e velocidade variável.

A maximização da energia extraída e minimização do custo de um parque eólico é realizada por Gao et al. (2015), via algoritmo genético multi-populacional, *Multi-Population Genetic Algorithm* (MPGA). No trabalho são considerados diferentes cenários, com velocidade constante e direção fixa, velocidade constante e direção variável, velocidade e direção variáveis. Além disso, é realizado um estudo de caso da configuração do layout ótimo em um parque eólico hipotético localizado no sudeste de Hong Kong, assumindo dados de ventos mensurados entre os anos de 1992 e 2011. De acordo

com os autores, a energia convertida pelo layout otimizado foi equivalente a 9,09% do consumo de energia elétrica em Hong Kong no ano de 2012.

Trabalhos recentes aplicando uma metodologia bio-inspirado diferente dos citados anteriormente foram desenvolvidos por Gomes et al. (2017) e Panoeiro et al. (2018a). Ambos utilizaram o sistema imunológico artificial, *Artificial Immune System* (SIA), com a mesma função de mérito que objetiva a maximização da potência extraída e minimização do custo do empreendimento. No entanto, em Panoeiro et al. (2018a) analisaram o impacto do *wake effect* no layout ótimo para diferentes representações das direções de ventos.

1.2.2 MÉTODOS POR INTELIGÊNCIA DE ENXAMES

Os métodos por inteligência de enxames, do inglês *Swarm Intelligence* (SI), baseiam-se no comportamento coletivo de algumas espécies de animais, cujos agentes da população que representam as soluções do problema são capazes de se comunicar para adaptar a qualquer circunstância.

Algumas dessas técnicas foram aplicadas ao problema de layout do parque eólico. No trabalho desenvolvido por Pookpant e Ongsakul (2013) é utilizado o algoritmo bio-inspirado denominado enxame de partículas binárias, *Binary Particle Swarm Algorithm* (BPSO), com coeficientes de aceleração variáveis no tempo. O objetivo é extrair a máxima potência da turbina com um custo mínimo de investimento no parque eólico. O efeito de enfraquecimento dos ventos é considerado e realiza-se diversas simulações para diferentes direções de incidência dos ventos. Rehman e Ali (2015) aplicaram a mesma função de mérito em seu algoritmo de exame de partículas, que utiliza uma heurística para inicialização das soluções com objetivo de melhorar a convergência.

Hou et al. (2015) e Yang et al. (2016) também aplicaram o algoritmo PSO com diferentes premissas. Em Hou et al. (2015) é utilizado um modelo matemático com objetivo de maximizar os rendimentos de energia e minimizar o investimento total, isto é, considerou-se os custos de investimento de capital, operação e manutenção durante o ciclo de vida. Diferentes cenários de direção dos ventos foram analisados com o modelo de aerogerador 10MW DTU, cuja velocidade mínima de geração é 4 m/s e máxima 25 m/s com diâmetro de 178,3 m. Porém, Yang et al. (2016) maximiza a potência equivalente do parque eólico incorporando a distribuição discreta de probabilidade e características do vento.

Recentemente, trabalhos aplicando novas abordagens por exames foram aplicadas

ao problema de layout de parque eólico. Rehman, Ali e Khan (2018) proporam a utilização do método da reprodução dos pássaros cuco, *Cucko Search* (CS) e Panoeiro et al. (2018b), o método da ecolocalização binária, *Bat Binary Algorithm* (BBA), que é baseada no comportamento dos morcegos. Em ambos os trabalhos, analisaram o efeito de esteira para diferentes direções de incidência de ventos com objetivo de maximizar a potência extraída e minimizar o custo do empreendimento.

1.3 IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA E MOTIVAÇÃO

De acordo com os estudos citados, do ponto de vista da confiabilidade de geração, a localização dos aerogeradores em uma planta eólica é um fator de alta relevância, uma vez que impacta na potência extraída e na energia convertida, ambas associadas aos regimes intermitentes de ventos. O processo de transformação da energia cinética dos ventos em energia elétrica não é ideal visto que o vento perde energia cinética ao interagir com a turbina eólica à montante causando uma redução do potencial energético da turbina localizada à jusante. Este efeito é denominado efeito de esteira ou enfraquecimento dos ventos (*weak effect*) (JENSEN, 1983). Outros aspectos importantes com relação aos ventos são sua velocidade e direção de incidência (GONZÁLEZ et al., 2010; KUSIAK & SONG, 2010).

Dado o exposto, os referidos problemas identificados fomentam o desenvolvimento de pesquisas que proponham novos procedimentos na otimização do layout de parque eólico, com o propósito de maximizar o aproveitamento da energia cinética dos ventos com eficiência, confiabilidade, sustentabilidade economico-ambiental e planejamento do layout ótimo. Nesse âmbito destaca-se o projeto de pesquisa e desenvolvimento regulado pela ANEEL denominado "ESTUDOS DE METODOLOGIAS PARA A CO-NEXÃO DE USINAS EÓLICAS *OFFSHORE* DE GRANDE E PEQUENO PORTE - ASPECTOS ELÉTRICOS E ENERGÉTICOS" PD-0553-0045/2016, no qual o estudo sobre otimização do layout de parque eólico *offshore* apresentado na presente dissertação faz parte.

Nesse sentido, apresenta-se como motivação do trabalho a contribuição para o desenvolvimento da pesquisa citada e aplicação de diferentes técnicas de inteligência computacional denominadas *Bat Algorithm* (BA), *Sine Cosine Algorithm* (SCA) e *Grey Wolf Optimizer* (GWO) ao problema de otimização do layout de parque eólico *offshore* devido sua natureza não linear e complexidade, no que diz respeito ao número de variáveis e restrições que devem ser tratadas.

1.4 OBJETIVOS

O presente trabalho tem como objetivo o estudo sobre a otimização do layout de parque eólico *offshore* com representação das direções de ventos. Para tal, os seguintes tópicos serão perseguidos:

- i.* Implementar a função de mérito, cujo objetivo é a maximização da potência extraída e a minimização do custo de empreendimento (MOSETTI; POLONI & DIVIACCO, 1994);
- ii.* Implementar o efeito de esteira/enfraquecimento dos ventos (*wake effect*) que representa as restrições do problema (JENSEN, 1983);
- iii.* Implementar os algoritmos BA, SCA, GWO e incluir o recurso de mapa caótico no ajuste de alguns parâmetros dos mesmos.
- iv.* Analisar os parâmetros do modelo de Jensen que influenciam na eficiência do parque eólico;
- v.* Realizar a otimização do layout no modelo de terreno utilizado em alguns dos trabalhos citados na Sessão 1.2, com o objetivo de validar a eficiência dos algoritmos.

1.5 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

No Capítulo 2 é realizada uma revisão bibliográfica sobre modelos referentes ao efeito de esteira/enfraquecimento do vento (*wake effect*), softwares comerciais e trabalhos que verificam a eficiência destes. Por fim, são descritos os conceitos importantes do modelo de Jensen, o qual será aplicado no escopo deste trabalho.

O Capítulo 3 apresenta a metodologia utilizada para solucionar o problema de layout de parque eólico, contendo o detalhamento da modelagem do problema de layout ótimo, que consiste na função de custo e cálculo da potência extraída do parque eólico em função do efeito de esteira. Também são descritos os algoritmos BA, GWO, SCA e o recurso de ajuste dos parâmetros denominado mapa caótico.

Os resultados de simulação serão abordados no Capítulo 4, onde serão discutidos e analisados diferentes cenários com relação aos parâmetros dos algoritmos e variáveis do problema de layout, isto é, direção de incidência dos ventos na otimização do layout ótimo.

O Capítulo 5 apresentará as conclusões gerais deste trabalho e propostas para trabalhos futuros.

1.6 PRODUÇÃO BIBLIOGRÁFICA

Como resultado das pesquisas realizados durante esse período, os seguintes trabalhos foram publicados:

1. **PANOEIRO, FREDERICO F.**; CABRAL, VINÍCIUS A.; SILVA JR, IVO C.; OLIVEIRA, LEONARDO W.; *OTIMIZAÇÃO DE LAYOUT DE PARQUE EÓLICO VIA ECOLOCALIZAÇÃO BINÁRIA*. 50º L Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional (SBPO), 2018, Rio de Janeiro, p. 1;
2. **PANOEIRO, FREDERICO F.**; CABRAL, VINÍCIUS A.; SILVA JR, IVO C.; OLIVEIRA, LEONARDO W.; *OTIMIZAÇÃO DE LAYOUT DE PARQUE EÓLICO COM REPRESENTAÇÃO DAS DIREÇÕES DE VENTOS*. XXII Congresso Brasileiro de Automática (CBA), 2018, João Pessoa, p. 1.

O autor também contribui com os seguintes trabalhos que não estão incluídos na dissertação:

1. DE OLIVEIRA, LAYON M.; **PANOEIRO, FREDERICO F.**; SILVA JR, IVO C.; OLIVEIRA, LEONARDO W.; *APLICAÇÃO DO ALGORITMO SENO-COSSENO AO PROBLEMA DE UNIT COMMITMENT*. VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2018, Niterói, p. 1;
2. DE OLIVEIRA, LAYON M.; NASCIMENTO, PEDRO H. M.; SILVA JR, IVO C.; OLIVEIRA, LEONARDO W.; **PANOEIRO, FREDERICO F.**; *PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS TERMOELÉTRICOS DE GERAÇÃO UTILIZANDO ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO SENO-COSSENO E INFORMAÇÕES HEURÍSTICAS*. XXII Congresso Brasileiro de Automática (CBA), 2018, João Pessoa, p. 1.

2 EFEITO DE ESTEIRA

2.1 INTRODUÇÃO

Turbina Eólica – *Wind Turbin* (WT), ou aerogerador, é um dispositivo que transforma energia eólica em energia elétrica por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação das pás que acionam os geradores para produzir energia elétrica (ANEEL, 2013). No entanto, quando o vento passa pelo rotor da turbina eólica no processo de conversão, a velocidade do vento diminui e restabelece conforme a distância. No parque eólico, que é composto por diversas turbinas, a turbina à montante causa redução da velocidade do vento que translada a turbina à jusante e, conseqüentemente, reduz o potencial energético do parque eólico. Esse fenômeno é denominado Efeito de Esteira ou Enfraquecimento dos Ventos, do inglês *wake effect* (HOU, 2017).

De acordo com Spera et al. (1994), a perda de energia elétrica devido ao efeito de enfraquecimento dos ventos no parque eólico da Califórnia é de aproximadamente 10%, mas podem variar em torno de 2% a 30% dependendo das características do solo, da distância entre as turbinas eólicas e a intensidade da turbulência dos ventos. Segundo Barthelmie et al. (2006), tais perdas podem prejudicar de 10 a 15% da Produção Anual de Energia – *Annual Energy Production* (AEP) dos parques eólicos *offshore*.

Nesse contexto, surgiram estudos propondo diferentes modelagens referentes ao *wake effect* e comparações entre estas. Essas modelagens utilizam um conjunto de expressões analíticas ou dinâmica de fluido para obter a característica do fluxo de vento (ANDERSEN et al., 2014).

2.2 MODELOS DE WAKE EFFECT

Inicialmente, Lanchester (1915) e Betz (1920) derivaram expressões que modelavam o déficit de velocidade de fluxo no escoamento utilizando um volume de controle

sem fluxo através da superfície do cilindro. Após décadas, Jensen (1983) propôs um modelo analítico simples referente ao efeito de enfraquecimento dos ventos à jusante do gerador eólico. No entanto, Katic, Højstrup e Jensen (1986) apresentaram uma versão mais desenvolvida deste modelo, onde o efeito de enfraquecimento dos ventos é modelado como uma região turbulenta baseado nas equações derivadas pela conservação do momento à jusante da turbina eólica. A velocidade é calculada em função da distância à jusante da turbina e considera que a região de turbulência se expanda linearmente conforme o raio da turbina, a distância e taxa de expansão. Além disso, o modelo considera múltiplos efeitos de enfraquecimento, ao qual é calculado o déficit de velocidade resultante.

Crespo et al. (1985) desenvolveram um modelo numérico na Universidade Politécnica de Madrid denominado UPMWAKE, no qual supõem que as turbinas estejam imersas em um fluxo não uniforme correspondente à camada superficial da camada limite atmosférica. A interação entre o fluxo e turbina é modelado considerando a estabilidade atmosférica (obtida pelo comprimento de Monin-Obukhov) e a rugosidade do solo. As equações que descrevem o fluxo são as equações de conservação de massa, momento, energia, energia cinética de turbulências e taxa de dissipação da energia cinética de turbulência, sendo o modelo de turbulência $k-\varepsilon$. Nesse seguimento, diversos estudos foram realizados como forma de validar o modelo (CRESPO & HERNANDEZ, 1986; CRESPO et al., 1988; CRESPO & HERNÁNDEZ, 1989; CRESPO; HERNANDEZ & FRANSEN, 1999).

Ainslie (1988) propõe um modelo que utiliza uma solução numérica das equações de Navier-Stokes de Dinâmica dos Fluidos Computacional – *Computational Fluid Dynamics* (CFD) em coordenadas axi-simétrica. Na metodologia, o modelo de turbulência respeita as conservações da massa e quantidade de movimento na esteira, considera a camada limite fina, o escoamento possui velocidade circunferencial zero, gradientes de pressão na fronteira da esteira são desprezados, gradientes de velocidade na direção radial são maiores que na direção axial e desconsidera a viscosidade. Nesse sentido, Larsen (1988) propõe um modelo análogo, ou seja, forma axi-simétrica das equações de Navier-Stokes com aproximação da camada limite fina. No entanto, em suas derivações utiliza a hipótese de Prandtl ao cálculo da viscosidade turbulenta e desconsidera os termos relacionados com a pressão.

No modelo analítico desenvolvido por Ishihara, Yamaguchi e Fujino (2004), consideram o efeito da turbulência na taxa de recuperação da esteira, ou seja, a turbulência provinda do ambiente e a gerada pela própria turbina eólica são consideradas no fa-

tor denominado taxa de recuperação que conseqüentemente é utilizado no cálculo da velocidade. No processo de avaliar o modelo, realizaram simulações em condições ambientais distintas (*onshore* e *offshore*) modificando o coeficiente de empuxo no modelo da turbina. Os resultados obtidos foram comparados com os dados experimentais no túnel de vento usando o modelo de turbina eólica Mitsubishi MWT-1000, mas na escala 1/100.

Frandsen et al. (2006) propõem um modelo analítico baseado nas aproximações de Lanchester (1915) e Betz (1920), mas adaptando condições de múltiplas interferências. Este modelo manipula uma geometria de matriz regular com linhas retas de turbinas eólicas e espaçamento equidistante entre as unidades e filas. Em razão disso, o modelo é limitado com relação às dimensões do terreno.

Crasto e Gravdahl (2008) propõem um modelo CFD que aplica as equações de Navier-Stokes com Médias de Reynolds – *Reynolds Averaged Navier-Stokes* (RANS), cuja solução é obtida através de um algoritmo multigrid considerando o modelo de turbulência $k-\varepsilon$. Os dados das simulações foram comparados com ensaios de túnel de vento disseminados na literatura e com os modelos analíticos de Jensen (1983), Larsen (1988) e Ishihara, Yamaguchi e Fujino (2004). Os resultados obtidos pelo modelo CFD comparados aos ensaios de túnel de vento estão em conformidade na região entre 2-8 diâmetros à jusante do rotor. Com relação aos modelos analíticos, os resultados somente estão em conformidade em casos de alto coeficiente de empuxo.

2.2.1 SOFTWARES COMERCIAIS

Com base nos modelos citados anteriormente, existem softwares comerciais de avaliação de recursos eólicos que utilizaram tais metodologias, como por exemplo o *WAsP* e *WindFarmer*. No Laboratório Nacional de Risoe, em 1987, foi desenvolvido a ferramenta *Wind Atlas Analysis and Application Program*(WAsP), na qual o modelo aplicado na análise do efeito de esteira baseia-se no modelo analítico de Jensen (1983) e Katic, Højstrup e Jensen (1986). No modelo presume que a esteira se expanda linearmente atrás do rotor e as únicas variáveis utilizadas sejam o deficit inicial de velocidade, obtido a partir do coeficiente de empuxo da turbina na velocidade real do vento, e a constante de decaimento da esteira, que é a taxa de expansão da esteira. No modelo *WAsP*, atribui-se o valor padrão (*default*) de 0,075 em relação à constante de decaimento, cujo valor é considerado razoável para parques eólicos *onshore*. Porém, em análises de parque eólico *offshore* estima-se que o valor seja de aproximadamente

0,040. Além disso, o modelo apresenta algumas limitações, isto é, a distância entre as turbinas no parque eólico deve ser aproximadamente quatro diâmetros (4D) de rotor para fornecer resultados confiáveis e não é capaz de lidar com efeitos de aceleração e desaceleração (MORTENSEN et al., 1993; MORTENSEN et al., 2011; WASP, 2016).

A empresa Garrad Hassan desenvolveu um software chamado *WindFarmer* para facilitar o planejamento de parques eólicos pelo próprio usuário com objetivo de maximizar a produção de energia dentro das restrições geográficas e ambientais do local (HASSAN, 2009). Neste software são utilizados dois modelos de avaliação do efeito de esteira que baseiam-se no modelo do software WASP, consequentemente de Jensen (1983) e Ainslie (1988). No modelo modificado do WASP, os parâmetros *default* consideram a taxa de expansão da esteira de 0,07 e rugosidade do solo de 0,03 m. Com relação ao modelo baseado em Ainslie (1988), adota-se o comprimento máximo da esteira equivalente à 50D, turbulência máxima de 20% e intensidade de 10%.

É interessante ressaltar que a rugosidade do solo e a taxa de expansão da esteira são parâmetros que devem ser ajustados de acordo com o cenário de implantação. A Tabela 1 apresentam os valores de rugosidade do solo e taxa de expansão para diferentes cenários.

Tabela 1: Taxa de expansão da esteira e rugosidade do solo em diferentes cenários (HOU, 2017; NOWACZYK, 2015).

| Rugosidade do solo (m) | Taxa de expansão (α) | Cenário |
|------------------------|-------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|
| 0,0002 | 0,04 | Superfície da água |
| 0,00024 | 0,052 | Terrenos abertos com superfície lisa |
| 0,03 | 0,063 | Áreas rurais abertas, sem cercas/sebes, com edifícios espaçados e colinas suaves |
| 0,055 | 0,075 | Áreas rurais com casas, com cercas/sebes de até 8m separados por aproximadamente 1250 m |
| 0,1 | 0,083 | Áreas rurais com casas, com cercas/sebes de até 8m separados por aproximadamente 500 a 800 m |
| 0,2 | 0,092 | Áreas rurais com casas, com cercas/sebes de até 8m separados por aproximadamente 250m |

2.2.2 RELAÇÃO MODELOS X DADOS MENSURADOS

Na literatura, encontram-se pesquisas que propõem o uso de dados de ventos mensurados em parques eólicos para verificar a eficiência dos modelos, isto é, são realizados

ajustes em seus parâmetros de forma que aproxime da realidade e melhore o desempenho. Na pesquisa realizada por Barthelmie et al. (2006), analisaram o desempenho de alguns modelos com base nos dados do parque eólico *offshore* instalado na costa da Dinamarca, em Vindeby. Os dados utilizados foram mensurados por um *Sonic Detection and Ranging* (SODAR) montado em um pequeno navio posicionado à jusante da turbina. Os experimentos foram realizados para distâncias variadas entre 1,7-7,4 diâmetros do rotor e observados em diferentes alturas. Segundo os autores, alguns modelos desvalorizam ou supervalorizam o déficit de velocidade. Do ponto de vista qualitativo, os modelos evidenciaram um comportamento similar na maioria dos casos e concordância em relação a curva do déficit calculada. Nesse sentido, outros trabalhos foram realizados por Barthelmie et al. (2009) e Barthelmie e Jensen (2010).

Em Barthelmie et al. (2009), compara-se alguns modelos de *wake effect* que também são utilizados nos softwares comerciais *WAsP* e *WindFarmer*. Na pesquisa em questão, utiliza-se dados de potência da turbina fornecida pelo parque eólico *offshore* denominado Horns Rev, situado na Dinamarca. São estudados três casos que consideram direções (270° , 221° e 312°) com espaçamentos diferentes (7D, 9,4D e 10,4D), respectivamente. De acordo com os autores, os modelos de CFD supervalorizam o déficit de velocidade em setores estreitos, enquanto os modelos analíticos tendem a desvalorizar, mas seus parâmetros podem ser ajustados para corresponder as observações.

Cleve et al. (2009), analisou os dados de potência armazenados como valores médios no intervalo de 10 min do parque eólico *offshore*, em Nysted, mensurados de setembro de 2006 a março de 2007. O objetivo do trabalho é ajustar os parâmetros do modelo analítico de Katic, Højstrup e Jensen (1986) para aproximar dos valores mensurados. Para tal, a constante de arraste, ou taxa de expansão da esteira, e a direção do vento foram variadas. A taxa de expansão foi variada no intervalo entre 0,02 e 0,04, mas obteve o melhor ajuste em 0,028, diferente do especificado para parque eólicos offshore, conforme a Tabela 1. De acordo com os autores, o resultado indica que a expansão da esteira no mar é mais estreita do que presumiam.

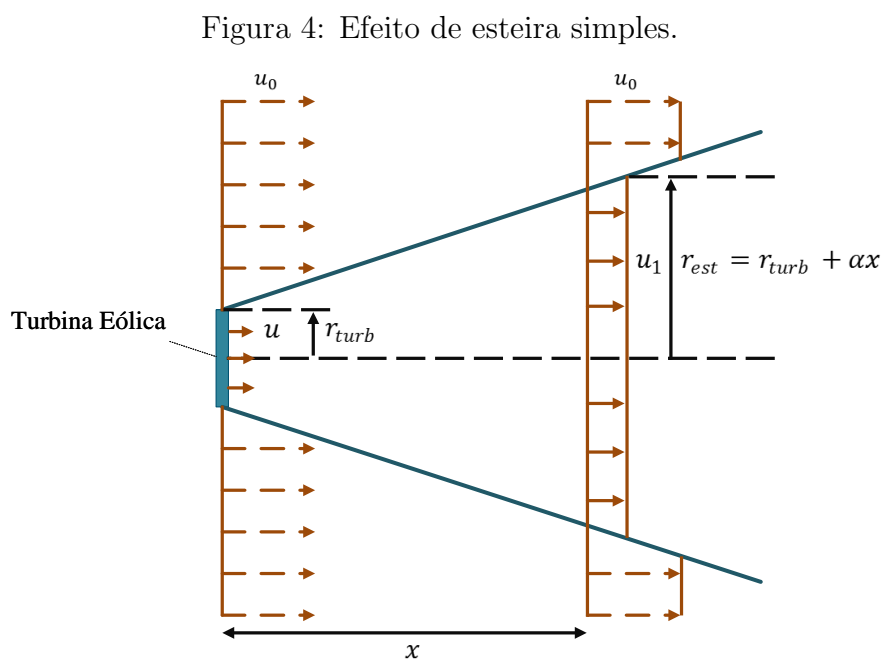
Barthelmie e Jensen (2010) utilizaram dados de potência do parque eólico *offshore*, em Nysted, também situado na Dinamarca, para avaliar sua eficiência. As eficiências das turbinas observadas são comparadas com as previstas pelo software *WAsP* utilizando taxas de expansão iguais a 0,03 e 0,04. De acordo com os autores, este modelo desvaloriza o déficit de velocidade no centro da matriz, mas é compensada na borda, interpretando-se uma falta de predição de efeitos de aceleração ou previsão exagerada nessa região.

2.3 MODELO ANALÍTICO DE JENSEN

O modelo analítico de Jensen (1983) representa o efeito de esteira de forma simples, isto é, o comportamento do vento à jusante da turbina. Diversos trabalhos disseminados na literatura e softwares comerciais, citados anteriormente, aplicaram o modelo em suas respectivas metodologias para otimização do layout de parque eólico. Dessa forma, no presente trabalho, optou-se por utilizar este modelo no cálculo da produção de energia do parque eólico.

2.3.1 EFEITO DE ESTEIRA SIMPLES

No modelo analítico de Jensen (1983), considera-se a região à jusante do aerogerador, cujo formato aparenta ser um cone, como uma região turbulenta. O vento perde energia cinética ao interagir com a turbina eólica à montante, provocando um déficit na velocidade dos ventos nessa área. Essa região é denominada esteira, possui raio igual à turbina e expande linearmente em função da distância no sentido da corrente de vento, conforme a Figura 4.



Fonte: Produzida pelo autor.

O modelo é baseado na conservação da quantidade de movimento, descrito pela Equação 2.1.

$$\pi r_{turb}^2 u + \pi (r_{est}^2 - r_{turb}^2) u_0 = \pi r_{est}^2 u_1 \quad (2.1)$$

Onde,

- r_{est} – Raio da esteira à uma distância x do aerogerador;
- r_{turb} – Raio da turbina do aerogerador;
- u_0 – Velocidade média do vento na região;
- u – Velocidade imediatamente à jusante do rotor;
- u_1 – Velocidade na esteira à uma distância x do aerogerador.

De acordo com a teoria de Betz, a relação que define a velocidade imediatamente à jusante do rotor é dada por: $u=(1 - 2a)u_0$. Substituindo na Equação 2.1, obtêm a Equação 2.2 que define a velocidade do vento (u_1) à jusante, conseqüentemente a velocidade da turbina eólica na posição i , com relação ao efeito de esteira causado pela turbina eólica à montante j (JENSEN, 1983; KATIC; HØJSTRUP & JENSEN, 1986).

$$\frac{u_1}{u_0} = 1 - 2a \left[\frac{r_{turb}}{r_{est}} \right]^2 = 1 - 2a \left[\frac{r_{turb}}{r_{turb} + \alpha x} \right]^2$$

$$u_1 = u_0 \left[1 - \left(\frac{2a}{\left[1 + \frac{\alpha x}{r_{turb}} \right]^2} \right) \right] \quad (2.2)$$

No entanto, o raio efetivo do aerogerador à montante ($r_{turb} = r_j$), expressado na Equação 2.3, está associado com o fator de indução axial a das relações de Betz, isto é, considera o raio da esteira imediatamente à jusante, denominado raio do rotor à jusante da turbina eólica (MOSETTI; POLONI & DIVIACCO, 1994; POOKPUNT & ONGSAKUL, 2013).

$$r_i = r_j \sqrt{\frac{1-a}{1-2a}} \quad (2.3)$$

Portanto, atribui-se que o raio da esteira se expanda linearmente com relação ao raio do rotor à jusante da turbina eólica à montante (r_i), a distância ($x_{(i,j)}$) e a taxa de expansão da esteira (α), conforme apresentado na Equação 2.4 (MOSETTI; POLONI

& DIVIACCO, 1994).

$$r_{est} = r_i + \alpha x_{(i,j)} \quad (2.4)$$

De forma genérica, com relação à posição, a Equação 2.2 pode ser reescrita da seguinte forma:

$$u_{(i,j)} = u_0 \left[1 - \left(\frac{2a}{\left[1 + \frac{\alpha x_{(i,j)}}{r_i} \right]^2} \right) \right] \quad (2.5)$$

O coeficiente de empuxo C_T , que corresponde a parcela do empuxo ou força axial aplicada pelo vento no rotor do aerogerador e a força do vento que incide diretamente no plano do rotor, também está associado ao fator de indução axial. Logo, determina-se o fator de indução axial pelo coeficiente de empuxo através da Equação 2.6 (MOSETTI; POLONI & DIVIACCO, 1994; POOKPUNT & ONGSAKUL, 2013).

$$C_T = 4a(1 - a) \quad (2.6)$$

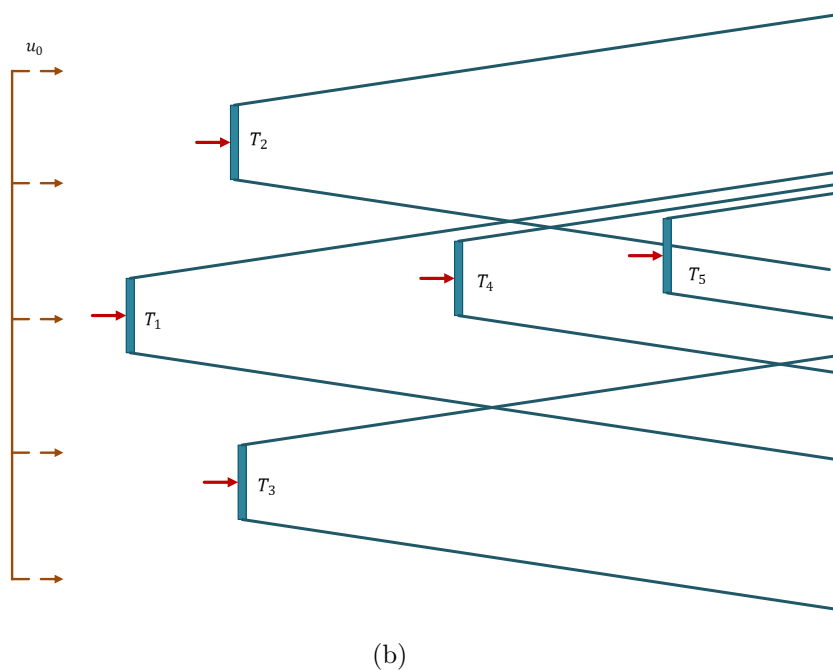
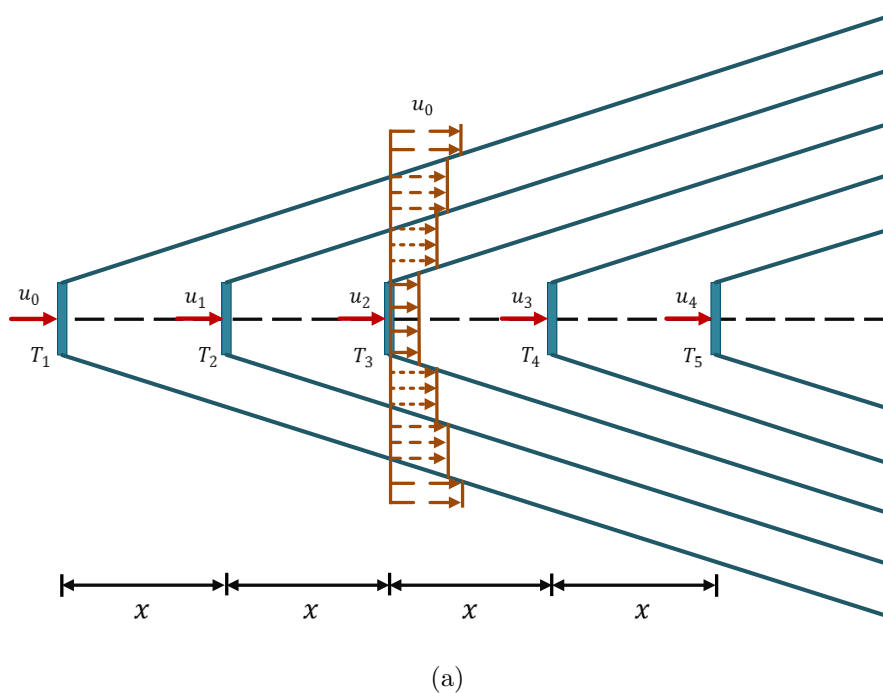
A constante de arraste ou taxa de expansão, referido na Equação 2.7, está relacionada com a expansão da esteira, indicando o quão largo ou estreito essa se expande, e consequentemente com a velocidade, onde z é a altura até o centro do rotor e z_0 é a rugosidade da superfície onde o aerogerador se encontra (POOKPUNT & ONGSAKUL, 2013).

$$\alpha = \frac{0,5}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (2.7)$$

2.3.2 MÚLTIPLOS EFEITOS DE ESTEIRA

No parque eólico são dispostos diversos aerogeradores, tal que promove a ocorrência de múltiplas interferências, ou seja, a turbina eólica à jusante sofre efeito de um ou mais à montante prejudicando a produtividade energética do parque eólico. A Figura 2.3.2 apresenta exemplos de múltiplos efeitos que podem ocorrer no parque eólico.

Figura 5: Múltiplos efeitos de esteira: (a) aerogeradores dispostos no mesmo sentido e (b) distribuídos dispersamente.



Fonte: Produzida pelo autor.

Na Figura 2.3.2 (a), o aerogerador T_1 exerce o efeito de esteira nos aerogeradores T_2 , T_3 , T_4 e T_5 , tal como, T_2 exerce em T_3 , T_4 e T_5 , assim sucessivamente como um efeito em cascata. Portanto, T_5 sofre efeito de todos os aerogeradores à montante. Neste caso, os aerogeradores à jusante estão totalmente sombreados pela região da esteira

e conseqüentemente, a velocidade do vento de entrada em cada turbina será igual à velocidade do vento da esteira nessa posição.

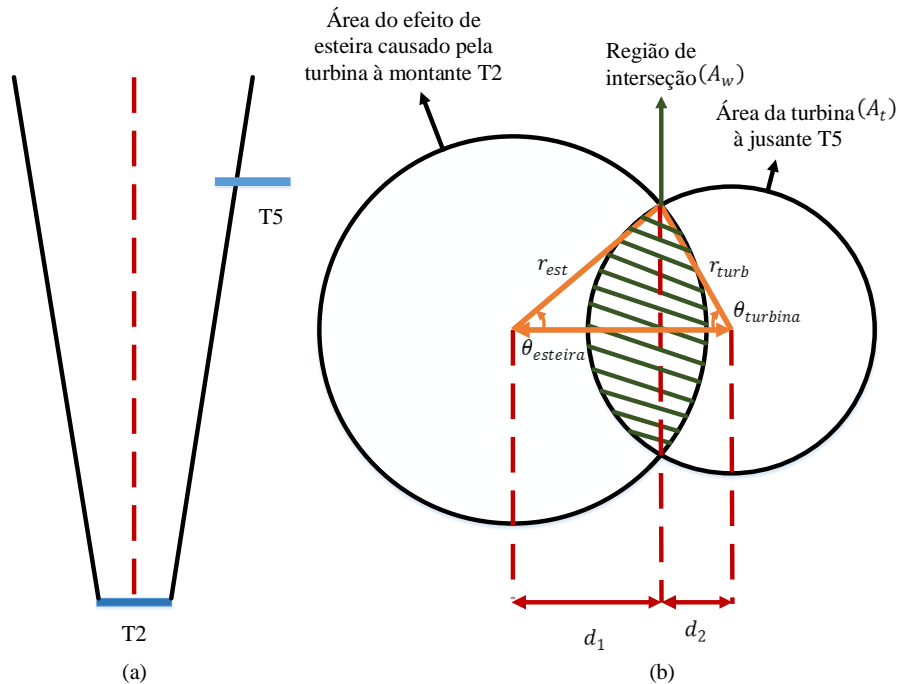
A velocidade resultante de cada turbina à jusante i é obtida pelo somatório dos enfraquecimentos de energia cinética causados pelas turbinas à montante j , apresentado na Equação 2.8.

$$\left(1 - \frac{\bar{u}_{resul,i}}{u_0}\right)^2 = \sum_{\substack{j=1 \\ i=1}}^N \left(1 - \frac{u_{(i,j)}}{u_0}\right)^2$$

$$\bar{u}_{resul,i} = u_0 \left[1 - \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{lin}} \sum_{j=1}^{N_{col}} \left(1 - \frac{u_{(i,j)}}{u_0}\right)^2} \right] \quad (2.8)$$

No caso referente à Figura 2.3.2 (b), os aerogeradores T_1 , T_2 e T_3 operam em vento livre, produzindo a máxima potência permitida com relação a velocidade u_0 , mas T_4 sofre efeito exercido de T_1 . Entretanto, no aerogerador T_5 , observa-se o sombreamento total pelas esteiras de T_1 e T_4 e parcial de T_2 . Para a situação de sombreamento parcial, é necessário determinar a região de interseção sombreada para calcular a velocidade do vento disponível na posição do aerogerador. A Figura 6 apresenta a situação de sombreamento parcial do aerogerador T_2 exercido no T_5 .

Figura 6: Área de Interseção.



Fonte: Produzida pelo autor.

A região de interseção é obtida através das relações trigonométricas apresentadas nas Equações 2.9 - 2.13 (POOKPUNT & ONGSAKUL, 2013).

$$A_w = r_{est}^2 \left(\theta_{est} - \frac{\text{sen}(2\theta_{est})}{2} \right) + r_{turb}^2 \left(\theta_{turb} - \frac{\text{sen}(2\theta_{turb})}{2} \right) \quad (2.9)$$

$$\theta_{turb} = \text{COS}^{-1} \left(\frac{r_{est}^2 - X^2 - r_{turb}^2}{2Xr_{turb}} \right) \quad (2.10)$$

$$\theta_{est} = \text{COS}^{-1} \left(\frac{r_{est}^2 + X^2 - r_{turb}^2}{2Xr_{est}} \right) \quad (2.11)$$

$$X = d_1 + d_2 \quad (2.12)$$

$$s.a \quad r_{est} \leq X + r_{turb} \quad e \quad r_{est} \geq X - r_{turb} \quad (2.13)$$

Onde,

- A_w – Região de interseção ou Área sombreada;
- θ_{turb} – Ângulo formado no centro da circunferência do aerogerador à jusante formado pela interseção dos pontos desta com a circunferência da área referente à esteira;
- θ_{est} – Ângulo formado no centro da circunferência da esteira formado pela interseção dos pontos desta com a circunferência da área da turbina à jusante;
- X – Distância entre os centros das circunferências.

Portanto, quando o aerogerador à jusante está parcialmente sombreado pela esteira, a velocidade correspondente diminui com relação entre a região de interseção (A_w) e a área do aerogerador (A_t), isto é, pondera apenas no cálculo da velocidade resultante referente à turbina que exerce o efeito parcial no somatório, conforme apresentado na Equação 2.14.

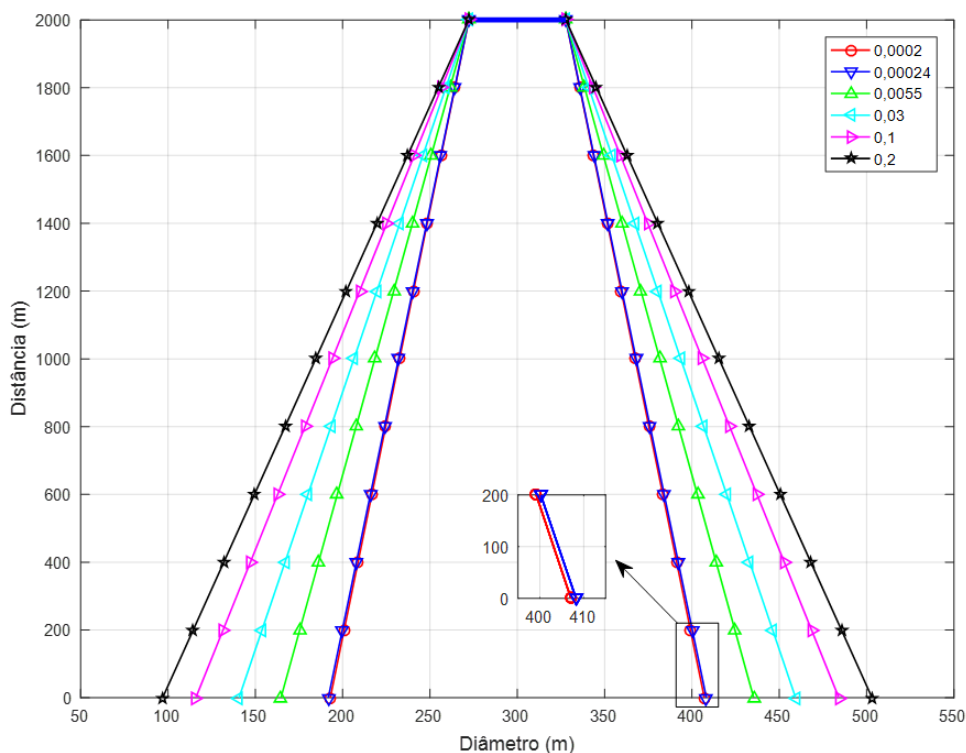
$$\left(1 - \frac{\bar{u}_{resul,i}}{u_0} \right)^2 = \sum_{\substack{j=1 \\ i=1}}^N \frac{A_w}{A_t} \left(1 - \frac{u_{(i,j)}}{u_0} \right)^2 \quad (2.14)$$

2.3.3 INFLUÊNCIA DA RUGOSIDADE DO SOLO E ALTURA DO ROTOR

Os aspectos geográficos do terreno é um dos fatores que influenciam no efeito de esteira dos parques eólicos. No ambiente de parque eólico, os obstáculos geográficos, bem como os aerogeradores à montante, interferem na velocidade do vento à jusante, o que prejudica o potencial energético dos aerogeradores nessas localidades. Nesse aspecto, o modelo de Jensen associa a rugosidade do solo com à expansão da esteira, Equação 2.7, de forma que seja proporcional com às características do ambiente em estudo.

A variação do raio da esteira para diferentes valores de rugosidade do solo associados às características do ambiente, descritos na Tabela 1, são apresentados na Figura 7 considerando um aerogerador com rotor de 40 m de diâmetro há uma altura de 60 m do solo.

Figura 7: Variação do raio da esteira à jusante da turbina eólica para diferentes rugosidades do solo.



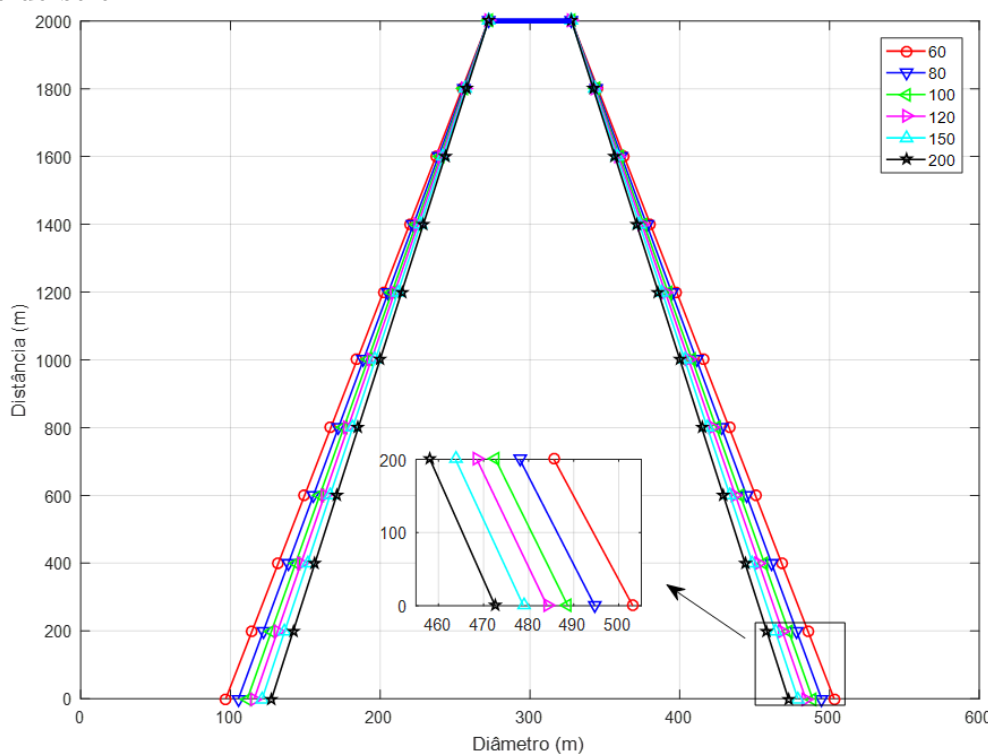
Fonte: Produzida pelo autor.

Observa-se na Figura 7, que quanto menor a rugosidade do solo, menor será o raio da esteira. No ambiente *offshore*, cujo o valor de rugosidade do solo é igual a 0,0002, a expansão da esteira é menor, o que justifica a ausência de obstáculos, e consequentemente, menor interferência entre as turbinas comparados com outros

ambientes.

Além da rugosidade do solo, outro aspecto que influencia na variação da esteira, conseqüentemente na velocidade do vento, é a altura do rotor em relação ao solo. Esse conceito também é tratado na formulação do modelo de Jensen em relação a taxa de expansão. A variação do raio da esteira em diferentes alturas do rotor considerando a rugosidade do solo na área rural ($z_0 = 0,2$) é apresentado na Figura 8.

Figura 8: Variação do raio da esteira à jusante da turbina eólica para diferentes rugosidades do solo.



Fonte: Produzida pelo autor.

Da Figura 8, nota-se que altura do rotor gera uma redução no raio da esteira, conseqüentemente, reduzindo as interferências nos aerogeradores localizados à jusante. De fato, o modelo prevê as interferências geográficas à diferentes alturas, pois quanto maior a altura do rotor, menor é a expansão da esteira.

2.4 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste capítulo foi apresentada uma revisão bibliográfica sobre modelos analíticos e computacionais do efeito de esteira (*wake effect*), bem como softwares comerciais que os utilizam para avaliação de recursos eólicos e alguns parâmetros importantes. Por fim, abordou-se sobre o princípio de funcionamento do modelo analítico de Jensen que

será fundamental para o desenvolvimento do trabalho, no que diz respeito à potência extraída pelo aerogerador em relação à velocidade do vento resultante do efeito de esteira. As Tabelas 2 e 3 apresentam um resumo dos trabalhos citados no Capítulo 1, no qual informa a inteligência computacional, função de mérito/objetivo e se o modelo de *wake effect* baseado em Jensen (1983), Katic, Højstrup e Jensen (1986) é aplicado na metodologia. A Tabela 4 mostra as restrições mais comuns aplicadas à otimização do layout ótimo.

Tabela 2: Resumo de trabalhos via métodos por Computação Evolutiva

| Referência | Algoritmo | Função de Mérito | Modelo de Wake Effect (Jensen) |
|-------------------------------------------|-----------|------------------------------------|--------------------------------|
| (MOSETTI; POLONI & DIVIACCO, 1994) | AG | Mín. Custo e Máx. Energia Extraída | X |
| (GRADY; HUSSAINI & ABDULLAH, 2005) | AG | Mín. Custo e Máx. Energia Extraída | X |
| (GONZÁLEZ et al., 2010) | AE | Máximo VPL | |
| (KUSIAK & SONG, 2010) | AEs | Máx. Energia Extraída | X |
| (GONZALEZ; PAYAN & RIQUELME-SANTOS, 2012) | AG | Máx. Energia Convertida e Mín. VPL | |
| (JIANG et al., 2013) | BDE | Mín. Custo e Máx. Energia Extraída | X |
| (WU et al., 2014) | AG/ACO | Máx. Receita Líquida | X |
| (DUAN; WANG & GU, 2014) | AG | Máx. Receita Líquida | X |
| (SHAKOOR et al., 2014) | AG | Mín. Custo e Máx. Energia Extraída | X |
| (SHAKOOR et al., 2015) | AG | Mín. Custo e Máx. Energia Extraída | X |
| (GAO et al., 2015) | MPGA | Mín. Custo e Máx. Energia Extraída | X |
| (GOMES et al., 2017) | SIA | Mín. Custo e Máx. Energia Extraída | X |
| (PANOEIRO et al., 2018a) | SIA | Mín. Custo e Máx. Energia Extraída | X |

Tabela 3: Resumo de trabalhos via métodos por Inteligência de Enxames

| Referência | Algoritmo | Função de Mérito | Modelo de Wake Effect (Jensen) |
|-----------------------------|------------------|------------------------------------------------------|---------------------------------------|
| (POOKPUNT & ONGSAKUL, 2013) | BPSO | Mín. Custo e Máx. Energia Extraída | X |
| (REHMAN & ALI, 2015) | PSO e Heurística | Mín. Custo e Máx. Energia Extraída | X |
| (HOU et al., 2015) | PSO | Mín. Investimento Total e Máx. Rendimento de Energia | X |
| (YANG et al., 2016) | BPSO | Máx Potência Extraída | X |
| (REHMAN; ALI & KHAN, 2018) | CS e Heurística | Mín. Custo e Máx. Energia Extraída | X |
| (PANOEIRO et al., 2018b) | BBA | Mín. Custo e Máx. Energia Extraída | X |

Tabela 4: Restrições comuns à otimização do layout.

| Restrições |
|----------------------------------------|
| Número de aerogeradores |
| Limite físico do terreno |
| Curva de Potência das turbinas eólicas |
| Direção e Velocidade dos ventos |

3 METODOLOGIA PROPOSTA

3.1 INTRODUÇÃO

No presente capítulo, apresenta-se a metodologia proposta para otimização do layout de parque eólico, a partir da modelagem matemática decorrente deste problema. Conforme os trabalhos presentes na revisão bibliográfica, a otimização do layout de parque eólico via Inteligência Computacional é uma boa forma de resolver, e sendo assim, optou-se por esta estratégia. Neste sentido, são abordados ainda no presente capítulo os conceitos, equacionamentos e comportamentos dos métodos de otimização denominados *Bat Algorithm* (BA), *Grey Wolf Optimizer* (GWO) e *Sine Cosine Algorithm* (SCA). Por fim, é apresentado o recurso de otimização denominado mapa caótico utilizado no ajuste dos parâmetros de busca dos métodos de otimização, cujo objetivo é melhor as etapas de busca local/global.

3.2 MODELAGEM MATEMÁTICA DO PROBLEMA

A resolução do problema de layout de parque eólico consiste em determinar, da melhor maneira possível, a localização dos aerogeradores através da avaliação de parâmetros que apontem o rendimento da configuração. Para o presente trabalho, serão utilizados como base de avaliação a produção total de energia elétrica do parque eólico e o custo anual do empreendimento, sendo estes parâmetros comumente utilizados em estudos anteriores (POOKPUNT & ONGSAKUL, 2013; GOMES et al., 2017; REHMAN; ALI & KHAN, 2018; PANOEIRO et al., 2018b).

De modo geral, a formulação do problema não linear de layout ótimo intenta na minimização do custo de empreendimento e maximização da potência extraída do parque eólico, de acordo com as Equações 3.1 - 3.5.

$$\min \text{ FOB} = \frac{N \left(\frac{2}{3} + \frac{1}{3} e^{-0.00174N^2} \right)}{\sum_{k=0}^{360} \sum_{i=1}^N f_k P_i(\bar{u}_{res,i})} \quad (3.1)$$

$$s.a : \bar{u}_{res,i} \in \mathbb{R} \quad (3.2)$$

$$k \in \mathbb{R} / 0 \leq k \leq 360^0 \quad (3.3)$$

$$f_k \in \mathbb{R} / 0 \leq f_k \leq 1 \quad (3.4)$$

$$N \leq N^{máx} \quad (3.5)$$

Onde,

$\bar{u}_{res,i}$ – Velocidade de vento resultante do efeito de esteira (m/s);

P_i – Potência extraída por turbina eólica (kW);

f_k – Função de probabilidade de ventos (%);

k – Ângulo de incidência dos ventos (graus);

N – Número de aerogeradores eólicas localizadas no layout;

$N^{máx}$ – Número máximo de aerogeradores permitidos no terreno pré definido.

3.2.1 FUNÇÃO DE CUSTO

A função de custo, não dimensional, foi desenvolvida por Mosetti, Poloni e Diviacco (1994), que propõem uma função de custo total normalizado por ano associado ao número de aerogeradores instalados no parque eólico. O custo normalizado é dividido em parcelas que representam o custo fixo e variável, conforme o descrito na Equação 3.6 - 3.7.

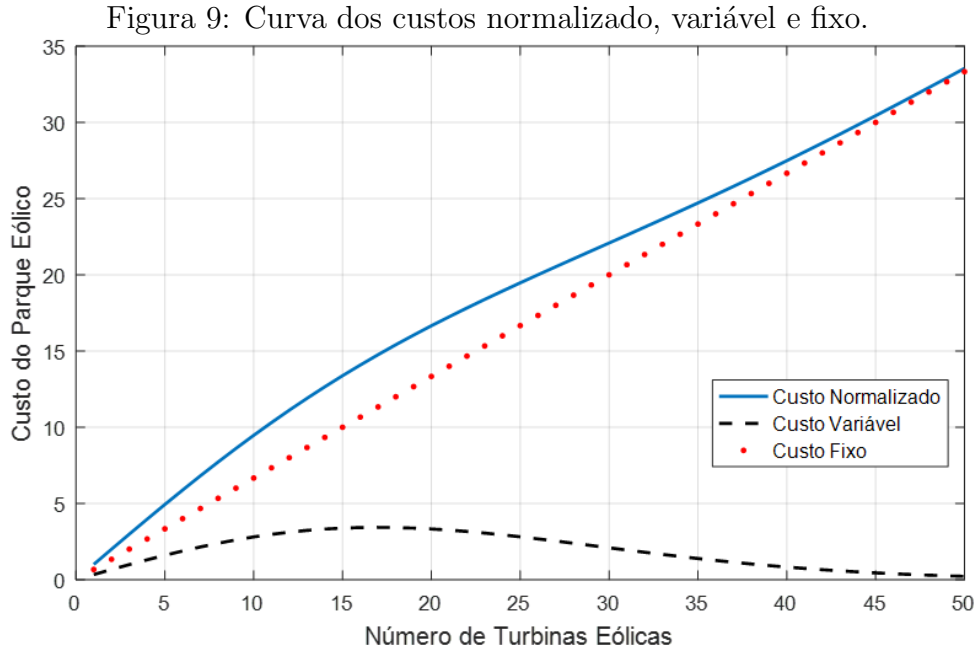
$$C_{T.Normalizado} = C_{Fixo} + C_{Variável} \quad (3.6)$$

$$C_{T.Normalizado} = N \left(\frac{2}{3} + \frac{1}{3} e^{-0,00174N^2} \right) \quad (3.7)$$

O custo fixo (C_{Fixo}) corresponde a parcela de 2/3 do número de aerogeradores localizados no parque eólico. O restante da parcela, 1/3, esta associado ao termo

exponencial que compreende o custo variável ($C_{variável}$). Este custo é reduzido com o aumento significativo de aerogeradores dispostos no layout de parque eólico, o que induz no modelo a representação do desconto associado ao empreendimento.

A Figura 9 mostra a variação do custo pelo número de aerogeradores.



Fonte: Produzida pelo autor.

3.2.2 POTÊNCIA EXTRAÍDA DO PARQUE EÓLICO

A potência total extraída pelo parque eólico é o principal fator de avaliação do rendimento da configuração do layout. O aerogerador não é capaz de extrair toda potência disponível do vento, uma vez que depende de vários fatores. A potência extraída pelo aerogerador é calculada pela Equação 3.8 (GAO et al., 2015).

$$P_{turbina} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot u_w^3 \quad (3.8)$$

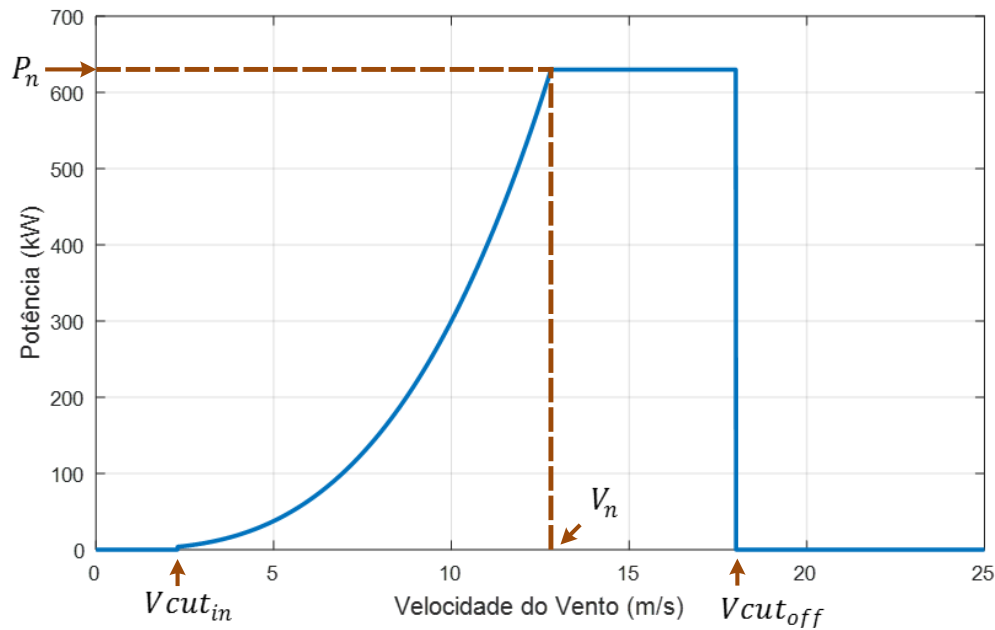
Onde,

Os aerogeradores possuem uma curva de potência que indicam sua produção de energia em toda região de operação. Essa curva de potência é uma representação gráfica que indica a produção de energia em diferentes velocidades do vento, sendo os principais pontos para análise de seu desempenho: (a) Velocidade de partida ($V_{cut_{in}}$) - velocidade de vento mínima capaz de produzir torque para geração de energia elétrica;

- ρ – Massa específica do ar (1,225 kg/m³);
- A_t – Área varrida pelo rotor (m²);
- u_w – Velocidade de vento incidente no rotor (m/s);
- C_p – Coeficiente de potência ou nível de rendimento do aerogerador.

(b) Velocidade nominal (V_n) - velocidade do vento em que a potência nominal (P_n) é atingida; (c) Velocidade de corte ($V_{cut_{off}}$) - velocidade de vento máxima que a turbina fornece energia e diante de valores excedentes é necessário o controle para evitar cargas excessivas (MANWELL; MCGOWAN & ROGERS, 2010). Um exemplo de curva de potência com os principais pontos de interesse pode ser observado na Figura 10.

Figura 10: Diagrama da curva de potência do aerogerador (Anexo A).



Fonte: Produzida pelo autor.

Na análise de desempenho do layout, a potência total extraída pelo parque eólico é estimada pelo somatório das potências de cada aerogerador com relação à velocidade do vento resultante do efeito de esteira e sua curva de potência, ponderada pela função densidade de probabilidade de ventos (f_k), onde k representa a variação do ângulo de incidência do vento nas direções entre 0 a 360°, de acordo com a Equação 3.9

$$P_T = \sum_{k=0}^{360^\circ} \sum_{i=1}^N f_k P_i(\bar{u}_{res,i}) \quad (3.9)$$

3.3 MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO

Os métodos de otimização estocásticas denominadas inteligência computacional são as metodologias de otimização aplicadas ao problema de layout ótimo do parque eólico, como se pode observar na seção Revisão Bibliográfica do Capítulo 1. Em diferentes áreas de estudo são encontradas aplicações utilizando essas técnicas devido a simplicidade de implementação, flexibilidade em adaptar ao problema e por evitar mecanismos de derivação. Em geral, essas técnicas são bastante utilizadas em problemas não-lineares, com região de solução não convexa (máximos e mínimos locais) e com grandes dimensões, como no caso do layout ótimo do parque eólico.

Na literatura encontram-se diferentes classificações com relação a inteligência computacional que são: (a) inspiração do algoritmo (biologia, física, química, entre outros); (b) o número de soluções envolvidas no processo de otimização (indivíduo ou população) (MIRJALILI, 2016). Entre essas classificações, observa-se recentes aplicações de técnicas bio-inspiradas em inteligência por enxames no problema de layout ótimo. Essas técnicas são baseadas no comportamento coletivo de algumas espécies e, normalmente, possuem menos parâmetros/operadores em comparação com abordagens evolutivas (crossover, mutação, elitismo, entre outros).

As técnicas baseadas em população utilizam, normalmente, um conjunto de soluções iniciais aleatórias que são aprimoradas no decorrer das iterações (processo de busca). Essas técnicas são eficientes, pois as soluções candidatas compartilham informações sobre o espaço de busca permitindo uma exploração mais eficiente em direção à solução ótima do problema. No processo de busca por soluções, cada técnica possui suas características/operadores que permitem uma busca por toda região (busca global) e em torno das regiões promissoras (busca local) (MIRJALILI; MIRJALILI & LEWIS, 2014).

No presente trabalho, como já mencionado, optou-se por investigar diferentes técnicas baseadas em população, sendo duas bio-inspiradas em inteligência por enxames e a outra em função matemática. O objetivo é aferir a técnica mais eficiente ao problema de layout ótimo do parque eólico. Para tanto, fez-se uso do *Bat Algorithm* (BA), *Grey Wolf Optimizer* (GWO) e do *Sine Cosine Algorithm* (SCA). Para mais, é aplicado um recurso denominado mapa caótico para beneficiar o processo de busca global/local dos métodos.

3.3.1 BAT ALGORITHM – BA

A ecolocalização de morcegos, *Bat Algorithm - BA*, é uma técnica de otimização bio-inspirada proposta por Yang (2010), que baseou-se no comportamento dos morcegos. Os morcegos possuem a capacidade de localizar obstáculos e possíveis presas/alimentos através da emissão e captação de ondas ultrassônicas, identificando a distância pelo tempo de retorno da onda na forma de eco. Essa capacidade biológica é denominada ecolocalização, sendo este um recurso utilizado, principalmente, por morcegos e animais de hábitos noturnos. A Figura 11 apresenta o pseudocódigo do algoritmo bio-inspirado na ecolocalização de morcegos.

Figura 11: Algoritmo 1 - Pseudocódigo Bat Algorithm (BA).

| | | |
|-----|------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|
| 1: | Inicializar os parâmetros: η, α, λ | |
| 2: | Inicialização dos morcegos: $X_i (i = 1, 2, 3, \dots, \eta)$ | |
| 3: | Avaliação dos morcegos: $F_{ob}(X_i)$ | |
| 4: | Atualização do melhor morcego X_*^t | |
| 5: | <u>Enquanto</u> não atingir o critério de parada faça: | |
| 6: | Loop 1: η | |
| 7: | $fr_i = fr_{min} + (fr_{max} - fr_{min})\beta, \quad \beta \in [0,1]$ | |
| 8: | $V_i^{t+1} = V_i^t + (X_i^t - X_*^t)fr_i$ | |
| 9: | $X_i^{t+1} = V_i^{t+1} + X_i^t$ | <u>Etapa de Busca Local</u> |
| 10: | Se $rand > r_i, rand \in [0,1]$, então faça: | |
| 11: | $X_i^{t+1} = round(X_*^t + \varepsilon \cdot média(A_i^t)), \varepsilon \in [-1,1]$ | |
| 12: | Fim Se | |
| 13: | Verificar os limites de busca (X_i^{t+1}) | |
| 14: | Avaliar o morcego $F_{ob}(X_i^{t+1})$ | <u>Etapa de Busca Global</u> |
| 15: | Se $rand < A_i^t$ e $f(X_i^{t+1}) \leq f(X_i^t)$, $rand \in [0,1]$, então faça: | |
| 16: | $r_i^{t+1} = r_i^0 [1 - exp(-\lambda t)]$ | |
| 17: | $A_i^{t+1} = \alpha A_i^t$ | |
| 18: | Fim Se | |
| 19: | Atualizar o melhor morcego X_*^t | |
| 20: | <u>Fim</u> | |

Na ecolocalização de morcegos são definidos o número de morcegos (n), as taxas de decréscimo da amplitude do pulso (α) e aumento da emissão de pulso da onda sonora (γ). As posições X_i e seus parâmetros individuais que são: velocidade (V_i), frequência (fr_i), taxa de emissão de pulso (r_i) e amplitude do pulso (A_i), são inicializados aleatoriamente respeitando os limites da região de solução. As posições dos morcegos representam as soluções do problema em análise, que são avaliadas e classificadas através do valor numérico da função objetivo, cuja a melhor posição (X_*) é atribuída para o melhor morcego da população.

Na sequência, inicia o processo iterativo do algoritmo até atingir o critério de parada que pode ser, como por exemplo, o número máximo de iterações ou estagnação da melhor solução. Para cada iteração t são atualizadas as novas frequências (fr_i), velocidades (V_i^{t+1}) e posição (X_i^{t+1}) do morcego i utilizando as Equações 3.10 - 3.12.

$$fr_i = fr_{min} + (fr_{máx} - fr_{min}) \cdot \beta \quad (3.10)$$

$$V_i^{t+1} = V_i^t + (X_i^t - X_*^t) \cdot fr_i \quad (3.11)$$

$$X_i^{t+1} = X_i^t + V_i^{t+1} \quad (3.12)$$

Onde, a frequência do morcego i está em torno do valor mínimo (fr_{min}) e máximo ($fr_{máx}$) atribuídos e β é um número aleatório entre $[0,1]$.

Após a atualização das posições dos morcegos, inicia a etapa de busca local, onde a taxa de emissão de pulso (r_i) é comparada com um valor aleatório entre $[0,1]$. Se a condição for satisfeita ($rand > r_i$), é aplicada a Equação 3.13, na qual é gerada uma nova solução local para o morcego (X_i^{t+1}), em relação ao melhor morcego (X_*^t), à media da amplitude do pulso (A^t) e ϵ que é um vetor aleatório entre $\in [-1,1]$ de dimensão equivalente ao morcego.

$$X_i^{t+1} = X_*^t + \epsilon \cdot média(A^t) \quad (3.13)$$

Para que não ocorra violação do espaço de busca, a posição do morcego (X_i^{t+1}) é verificada com base nos limites mínimos e máximos definidos. Os morcegos são avaliados e inicia-se a etapa de busca global. Nesta etapa, são analisadas duas condições: (1) se o valor numérico da função objetivo atual é menor que na iteração

anterior ($f(X_i^{t+1}) < f(X_i^t)$) e (2) o valor randômico é menor que a amplitude do pulso ($rand < A_i^t$). No caso das condições serem satisfeitas, são atualizadas a taxa de emissão de pulso (r_i^{t+1}) e amplitude de pulso (A_i^{t+1}) do morcego (X_i^{t+1}), conforme as Equações 3.14.

$$r_i^{t+1} = r_i^0 \cdot [1 - e^{-\gamma \cdot t}] \quad (3.14)$$

$$A_i^{t+1} = \alpha \cdot A_i^t \quad (3.15)$$

Por fim, é atualizada a posição do melhor morcego (X_*). É interessante ressaltar que durante o processo de busca, a amplitude de pulso (A_i) diminui e a taxa de emissão de pulso (r_i) aumenta, no caso tende ao valor inicial máximo considerado (r_i^0). Portanto, no início das iterações o mecanismo de busca global ocorre com bastante frequência, mas ao término a condição dificilmente é satisfeita devido a queda da amplitude do pulso e a busca local torna-se mais minuciosa, pois a média da amplitude tende à zero.

3.3.2 GREY WOLF OPTIMIZER – GWO

Mirjalili, Mirjalili e Lewis (2014) proporam a técnica de otimização bio-inspirada denominada *Grey Wolf Optimizer* - GWO, na qual baseou-se na hierarquia social e no comportamento de caça dos lobos cinzentos. A hierarquia dos lobos cinzentos é dividida em alfas, betas, deltas e ômegas, respectivamente em ordem de dominância. O lobo alfa, também chamado de lobo dominante, é o principal responsável por tomadas de decisões, cujas suas ordens devem ser seguidas, como por exemplo, caça, local para dormir e hora de acordar. O lobo beta é o futuro sucessor do posto de alfa que desempenha o papel de braço direito do mesmo, pois ajuda nas tomadas de decisões e outras atividades de comando aos lobos inferiores. Os lobos deltas pertencem às categorias de escoteiros, sentinelas, anciões, caçadores e cuidadores, por fim os ômegas que compõem o nível mais baixo da hierarquia desempenhando o papel de bode expiatório. Já a estratégia de caça dos lobos é realizada em etapas: (i) rastreando, perseguindo e aproximando da presa; (ii) perseguindo e cercando até parar seu movimento e (iii) atacando a presa.

A Figura 12 apresenta o pseudocódigo do algoritmo bio-inspirado na hierarquia e comportamento de caça dos lobos.

 Figura 12: Algoritmo 2 - Pseudocódigo Grey Wolf Optimizer (GWO).

- 1: Inicialização dos lobos: X_i ($i = 1, 2, 3, \dots, \eta$)
 - 2: Avaliação dos lobos: $F_{ob}(X_i)$
 - 3: Definição da hierarquia: X_α, X_β e X_δ
 - 4: **Enquanto** não atingir o critério de parada faça:
 - 5: Atualizar parâmetro de busca: a^t
 - 6: Loop 1: η
 - 7: $\vec{A} = a^t \cdot \vec{r}_1 - a^t, \quad \vec{r}_1 \in [0,1]$
 - 8: $\vec{C} = 2 \cdot \vec{r}_2, \quad \vec{r}_2 \in [0,1]$
 - 9: $\vec{D}_\alpha = |\vec{C}_1 \cdot \vec{X}_\alpha^t - \vec{X}_i^t|, \vec{D}_\beta = |\vec{C}_2 \cdot \vec{X}_\beta^t - \vec{X}_i^t|, \vec{D}_\delta = |\vec{C}_3 \cdot \vec{X}_\delta^t - \vec{X}_i^t|$
 - 10: $\vec{X}_1 = \vec{X}_\alpha^t - \vec{A}_1 \cdot \vec{D}_\alpha, \vec{X}_2 = \vec{X}_\beta^t - \vec{A}_1 \cdot \vec{D}_\beta, \vec{X}_3 = \vec{X}_\delta^t - \vec{A}_1 \cdot \vec{D}_\delta$
 - 10: $\vec{X}_i^{t+1} = \frac{\vec{X}_1 + \vec{X}_2 + \vec{X}_3}{3}$
 - 11: Atualizar a hierarquia dos lobos: X_α, X_β e X_δ
 - 12: **Fim**
-

Fonte: Produzida pelo autor.

No algoritmo GWO é definido o tamanho da população de lobos cinzentos (n), cujas as posições (X_i) representam as soluções investigadas no interior da região de solução, sendo estas inicializadas de forma aleatória. As soluções são avaliadas através do valor numérico da função objetivo e definida a hierarquia da alcateia de lobos, onde as três melhores soluções do conjunto dão origem aos lobos alfa (X_α), beta (X_β) e delta (X_δ), respectivamente em ordem de poder.

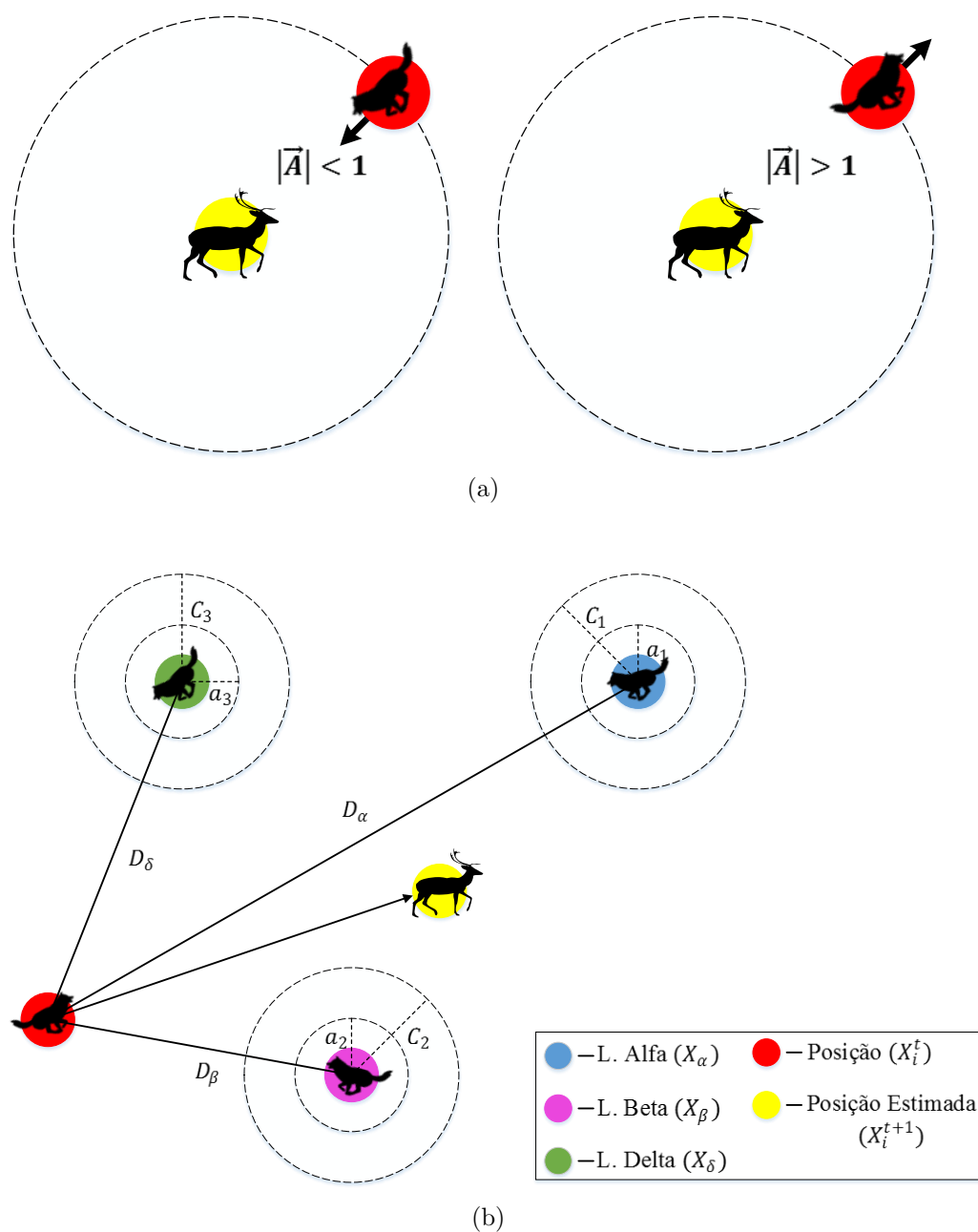
Em seguida inicia-se o processo iterativo do algoritmo, que representa a etapa de caça dos lobos cinzentos, na qual as posições de toda a alcateia é atualizada a cada iteração (atualização das soluções). No entanto, são necessários os vetores dos coeficientes de busca \vec{A} e \vec{C} definidos pelas Equações 3.16 e 3.17, onde r_1 e r_2 são vetores aleatórios entre $[0,1]$ e a^t é uma componente que decresce uma parcela a cada iteração t do processo de convergência, iniciando como 2 e terminando em 0.

$$\vec{A} = 2 \cdot a^t \cdot \vec{r}_1 - a^t \quad (3.16)$$

$$\vec{C} = 2 \cdot \vec{r}_2 \quad (3.17)$$

Esses coeficientes propiciam a busca local ou global durante a etapa de atualização dos lobos, ou seja, para $|\vec{A}| < 1$ os lobos são forçados a atacar à presa (refinamento da busca local) e $|\vec{A}| > 1$ buscam por melhores presas no espaço de busca (divergem da melhor solução). No caso do vetor C, $|\vec{C}| < 1$ atenua ou $|\vec{C}| > 1$ aumenta a magnitude da melhor solução.

Figura 13: (a) Comportamento da busca local/global e (b) posição estimada do lobo (X_i^t) no Algoritmo GWO.



Fonte: Produzida pelo autor.

Em seguida, são atualizadas as posições dos lobos. As Equações 3.18 e 3.19 mode-

lam o comportamento dos lobos rodeando a presa durante à caça.

$$\vec{D}_i^t = \left| \vec{C} \cdot \vec{X}_p^t - \vec{X}_i^t \right| \quad (3.18)$$

$$\vec{X}_i^{t+1} = \vec{X}_p^t - \vec{A} \cdot \vec{D}_i^t \quad (3.19)$$

Onde, t indica a iteração atual do processo de convergência, X_p^t é a posição da presa e X_i^t é a posição dos lobos. No entanto, a localização da presa não é identificada e supõe-se que os lobos alfa, beta e delta, que são as melhores soluções do conjunto, tenham o conhecimento da localização da presa durante a caça. Portanto, a posição estimada (X_i^{t+1}), posição do lobo atualizada, é definida pela média dos deslocamentos em relação às posições dos lobos dominantes, conforme as Equações 3.20, 3.21 e 3.22.

$$\vec{D}_\alpha = \left| \vec{C}_1 \cdot \vec{X}_\alpha^t - \vec{X}_i^t \right|, \vec{D}_\beta = \left| \vec{C}_2 \cdot \vec{X}_\beta^t - \vec{X}_i^t \right| \text{ e } \vec{D}_\delta = \left| \vec{C}_3 \cdot \vec{X}_\delta^t - \vec{X}_i^t \right| \quad (3.20)$$

$$\vec{X}_1 = \vec{X}_\alpha^t - \vec{A}_1 \cdot \vec{D}_\alpha, \vec{X}_2 = \vec{X}_\beta^t - \vec{A}_2 \cdot \vec{D}_\beta \text{ e } \vec{X}_3 = \vec{X}_\delta^t - \vec{A}_3 \cdot \vec{D}_\delta \quad (3.21)$$

$$\vec{X}_i^{t+1} = \frac{\vec{X}_1 + \vec{X}_2 + \vec{X}_3}{3} \quad (3.22)$$

Após a atualização, verifica a ocorrência de violação do espaço de busca e avalia a solução através da função objetivo. Por fim, é atualizada a hierarquia, isto é, caso a solução encontrada seja melhor que os lobos alfa, beta e delta, essa é substituída na respectiva posição de liderança.

3.3.3 SINE COSINE ALGORITHM – SCA

A ferramenta de otimização denominada *Sine Cosine Algorithm - SCA* foi desenvolvida por Mirjalili (2016). Essa técnica populacional é baseada nas funções matemáticas do seno e cosseno, em que a busca local e global são realizadas de acordo com variáveis aleatórias e adaptativas integradas no algoritmo. A Figura 14 apresenta o pseudocódigo do algoritmo inspirado nas funções matemáticas do seno e cosseno.

 Figura 14: Algoritmo 3 - Pseudocódigo Sine Cosine Algorithm (SCA).

- 1: Inicialização das soluções X_i ($i = 1, 2, 3, \dots, \eta$)
 - 2: Avaliação dos soluções: $F_{ob}(X_i)$
 - 3: Definição da melhor solução: P^*
 - 4: **Enquanto** não atingir o critério de parada faça:
 - 5: Atualizar parâmetro de busca: $r_1^t = a - t \frac{a}{T_{máx}}$
 - 6: Loop 1: η
 - 7:
$$X_i^{t+1} = \begin{cases} X_i^t + r_1^t \cdot \text{sen}(r_2) \cdot |r_3 \cdot P^* - X_i^t|, & r_4 < 0,5 \\ X_i^t + r_1^t \cdot \text{cos}(r_2) \cdot |r_3 \cdot P^* - X_i^t|, & r_4 > 0,5 \end{cases}$$
 - 8: $r_2 \in [0, 2\pi]$, $r_3 \in [0, 2]$ e $r_4 \in [0, 1]$
 - 9: Atualizar a melhor solução: P^*
 - 10: **Fim**
-

Fonte: Produzida pelo autor.

No algoritmo SCA é definido o número de soluções candidatas (n). As posições dessas soluções (X_i) são inicializadas aleatoriamente na região de solução e avaliadas pela função objetivo, onde é definida a melhor solução (P^*) deste conjunto. O processo iterativo do algoritmo é iniciado, na qual a exploração pela solução ótima é realizada através da aproximação ou distanciamento entre a posição da solução atual (X_i^t) com a posição da melhor solução (P^*). Com base nessa premissa, define-se a posição atualizada (X_i^{t+1}) de acordo com a Equação 3.23, cujo o valor aleatório entre $[0, 1]$ do parâmetro r_4 define a escolha pelo componente seno ou cosseno.

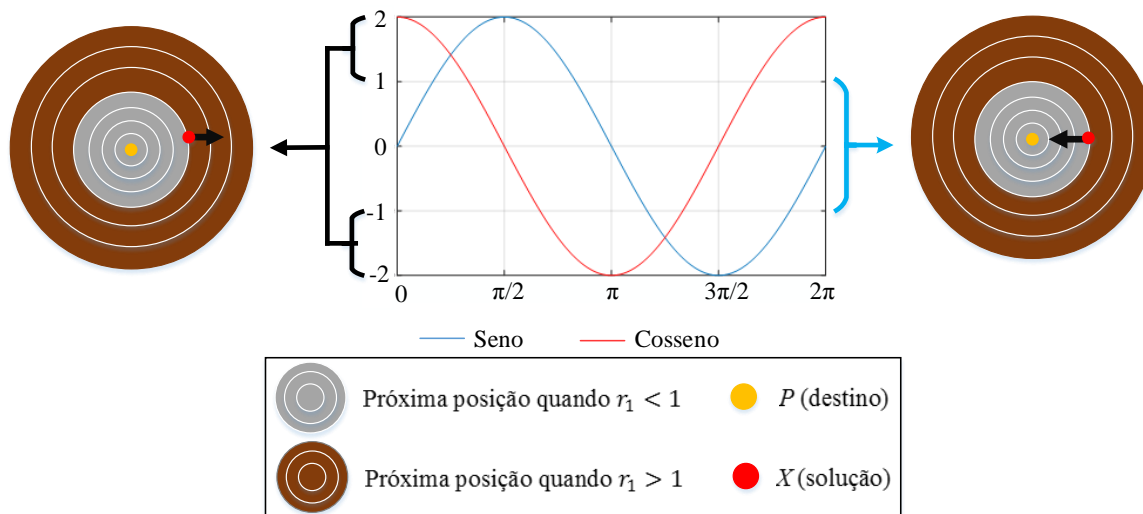
$$X_i^{t+1} = \begin{cases} X_i^t + r_1^t \cdot \text{sin}(r_2) \cdot |r_3 P_i^t - X_i^t|, & r_4 < 0,5 \\ X_i^t + r_1^t \cdot \text{cos}(r_2) \cdot |r_3 P_i^t - X_i^t|, & r_4 \geq 0,5 \end{cases} \quad (3.23)$$

Com:

$$r_1^t = a - t \frac{a}{T_{máx}} \quad (3.24)$$

O parâmetro r_1^t é dado em função do número máximo de iterações ($T_{máx}$), da iteração atual (t) e uma constante (a) atribuída. Este parâmetro fornece a região de busca pela solução, ou seja, quando $r_1 < 1$ estima-se que a posição atualizada (prevista) possa estar na região entre a solução atual (X_i^t) e a melhor (P^*) ou fora desse espaço para $r_1 > 1$, conforme a Figura 15.

Figura 15: Comportamento da busca local e global do Algoritmo SCA.



Fonte: Produzida pelo autor.

Como esse termo decresce no decorrer do processo iterativo, a busca global é realizada com maior frequência no início e a busca local no término, no caso, um refinamento da solução local. O parâmetro r_2 refere-se a extensão do passo em direção direta ou oposta à melhor solução (P^*) e $r_3 < 1$ atenua ou $r_3 > 1$ aumenta a magnitude da melhor solução, ambas obtidas aleatoriamente entre $[0, 2\pi]$ e $[0, 2]$, respectivamente. Em seguida, verifica-se os limites e avalia a solução (X_i^{t+1}). Por fim, atualiza a posição da melhor solução (P_i^t).

3.3.4 MODELO DE BUSCA CAÓTICA

Na literatura são encontradas diferentes versões dos métodos de otimização descritos, na qual são introduzidos recursos e estratégias com o objetivo de aprimorar o processo de busca local/global e conseqüentemente a convergência prematura. Neste contexto, umas dessas aplicações é a inserção de um modelo caótico na substituição dos parâmetros de busca dos métodos de otimização.

O sistema caótico pode ser entendido como um gerador randômico obtido através de sistemas determinísticos com propriedades dinâmicas semi-estocásticas, ergódicas e muito sensível às condições iniciais (TAVAZOEI & HAERI, 2007). Esses sistemas determinísticos são fundamentados em alguma relação matemática e conhecidos como mapas caóticos. Segundo Mendel, Krohling e Campos (2011), a dispersão dos números aleatórios são melhores permitindo que as soluções deem passos longos para escapar de mínimos locais ou curtos que possibilitam o refinamento da busca local. No presente trabalho será utilizado o Mapa Senoidal, representado pela Equação 3.25 (GANDOMI

& YANG, 2014).

$$x_{k+1} = ax_k^2 \text{sen}(\pi x_k) \quad (3.25)$$

Onde, $a = 2,3$ e os números caóticos são gerados no intervalo entre $[0,1]$.

No método de otimização BA, este mapa caótico é aplicado no ajuste dos parâmetros da amplitude sonora (A_i) e na variável randômico (β) da frequência (f_i). De acordo com Gandomi e Yang (2014), a confiabilidade da otimização global e qualidade dos resultados melhoram em comparação ao algoritmo básico. Dessa forma, em substituição às Equações 3.10 e 3.15, a frequência e amplitude sonora com a inclusão do mapa caótico são reescritas da seguinte forma:

$$fr_i = fr_{min} + (fr_{máx} - fr_{min}).a(x_i^t)^2 \text{sen}(\pi x_i^t) \quad (3.26)$$

$$A_i^{t+1} = a(x_i^t)^2 \text{sen}(\pi x_i^t) \quad (3.27)$$

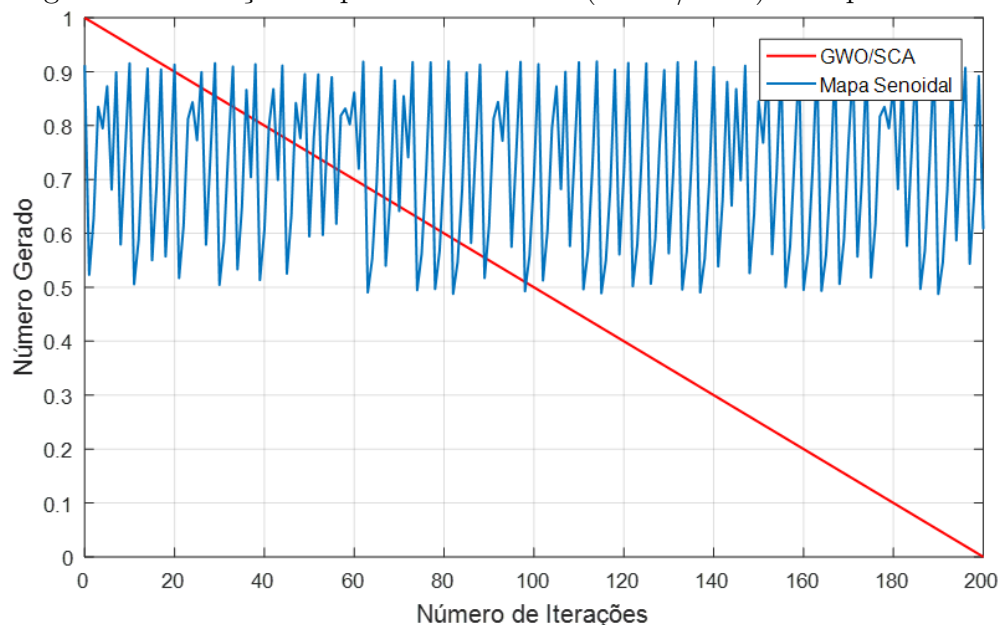
Nos métodos de otimização GWO e SCA, o mapa caótico é aplicado em substituição a variável (a) do coeficiente de busca (A) e no parâmetro (r_1), onde ambos decrescem linearmente a cada iteração. Por consequência, as Equações 3.16 e 3.24 são reescritas.

$$GWO \rightarrow \vec{A} = a(x^t)^2 \text{sen}(\pi x^t).(2r_1 - 1) \quad (3.28)$$

$$SCA \rightarrow r_1^t = a(x^t)^2 \text{sen}(\pi x^t) \quad (3.29)$$

Os parâmetros (A) e (r_1^t) determinam as etapas de busca global/local pela região de solução, como explicado anteriormente. Essa dispersão gerada pelo mapa caótico tem por objetivo melhorar a exploração nessas etapas (KOHLI & ARORA, 2017). A Figura 16 apresenta a variação de (a) e (r_1) em comparação com o Mapa Senoidal durante 200 ciclos/iterações.

Figura 16: Variação do parâmetro básico (GWO/SCA) e Mapa Senoidal.



Fonte: Produzida pelo autor.

3.4 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste capítulo foi descrita a modelagem do problema de layout, cujo objetivo é a minimização do custo de empreendimento e maximização da potência extraída do parque eólico em função do efeito de esteiro descrito no Capítulo 2. Além disso, foram descritos os métodos de otimização *Bat Algorithm* (BA), *Grey Wolf Optimizer* (GWO) e *Sine Cosine Algorithm* (SCA), que serão aplicados para determinar a configuração ótima do layout de parque eólico e o recurso denominado mapa caótico que é utilizado no ajuste dos parâmetros de busca destes métodos, com o intuito de melhorar o processo de busca local/global e, conseqüentemente, a convergência prematura.

4 RESULTADOS COMPUTACIONAIS

4.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentados os resultados e discussões decorrentes da aplicação da metodologia proposta para resolução do problema de otimização do layout de parque eólico. Os resultados envolvem a determinação da posição e número de aerogeradores localizados no layout do parque eólico considerando a variabilidade de direção dos ventos da seguinte forma: (A) Norte \rightarrow Sul (0°); (B) Noroeste \rightarrow Sudeste (45°) e (C) Múltiplas Direções.

Para avaliação da metodologia proposta foram realizadas comparações utilizando os dados de um parque eólico difundido na literatura. Toda implementação computacional foi realizada no ambiente do software MATLAB[®] 2016a e as simulações foram executadas por meio do processador Intel[®] Core[™] i3, 2.27 GHz com 4 GB de memória RAM.

4.2 CARACTERÍSTICAS DO PARQUE EÓLICO E PARÂMETROS UTILIZADOS NOS MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO

O terreno para o empreendimento do parque eólico presente na literatura tem dimensões de 2 km x 2 km, totalizando uma área de 4 milhões de m^2 , que é dividida em uma matriz (10 x 10). Cada célula do terreno tem dimensões de 200 m x 200 m, equivalente há cinco vezes o diâmetro do rotor (5D), e o ponto central de cada célula é considerado o local candidato para à alocação do aerogerador (POOKPUNT & ONGSAKUL, 2013; GAO et al., 2015). O número de combinações possíveis relacionados ao presente trabalho são 2^{100} , uma vez que possa ter presença '1' ou ausência '0' de aerogeradores nas 100 células candidatas. No Anexo A são apresentadas as características do aerogerador utilizado no presente estudo.

Com o propósito de comparar as metodologias *Sin Cos Algorithm* (SCA), *Grey Wolf Optimizer* (GWO), *Bat Algorithm* (BA) e as versões utilizando o recurso do Mapa

Caótico (CSCA, CGWO e CBA), partiu-se as técnicas de otimização com o mesmo conjunto de soluções iniciais para garantir que a comparação seja a mais uniforme possível. Nas simulações realizadas, optou-se em variar o tamanho da população de modo a verificar o comportamento das metodologias no que diz respeito a tempo de execução, recursos de convergência e a qualidade das soluções obtidas, de acordo com a Tabela 5. Para cada configuração foram realizadas quarenta execuções das técnicas de otimização.

Tabela 5: Parâmetros das simulações.

| Configuração | Tamanho da População | Nº Máximo de Iterações |
|---------------------|-----------------------------|-------------------------------|
| I | 100 | 300 |
| II | 500 | 300 |
| III | 1000 | 300 |

Como mostrado no Capítulo 3, além do tamanho da população e número máximo de iterações (critério de parada para todas as simulações), as técnicas possuem outros parâmetros a serem determinados empiricamente. Tais parâmetros e definições são apresentados na Tabela 6, cujos valores adotados proporcionaram um melhor desempenho na resolução do problema em estudo.

Tabela 6: Parâmetros das técnicas de otimização.

| Técnica de Otimização | Parâmetro | Valor | Descrição |
|------------------------------|------------------|--------------|-----------------------------------------|
| (C)BA | $fr_{máx}$ | 1 | Frequência máxima |
| | fr_{mn} | 0 | Frequência mínima |
| | γ | 0,85 | Taxa para acréscimo da emissão de pulso |
| | α | 0,9 | Taxa para decréscimo do volume |
| (C)GWO (C)SCA | a | 1 | Componente que decresce a cada iteração |

4.3 CASO (A) - INCIDÊNCIA DOS VENTOS: NORTE PARA SUL

No presente trabalho, o Caso (A) é utilizado para validação da metodologia proposta com relação à literatura. Neste caso, é considerado que a velocidade média dos ventos (u_0) incidentes no terreno do empreendimento do parque eólico são 12 m/s na direção $k = 0^\circ$, que corresponde ao sentido norte para sul. Como não há variação na direção de incidência dos ventos a probabilidade de densidades de ventos (f_k) é 1,

consequentemente, não há ponderação no cálculo da potência extraída do parque eólico (Equação 3.9).

A primeira análise realizada diz respeito a obtenção dos valores ótimos da função objetivo para as quarenta execuções inerentes das Configurações I, II e III. A variação da função objetivo que representa o custo do empreendimento pela potência total extraída do parque eólico obtidas pelas execuções das técnicas de otimização são apresentados através das Figuras 17, 18 e 19 na forma de "boxplot".

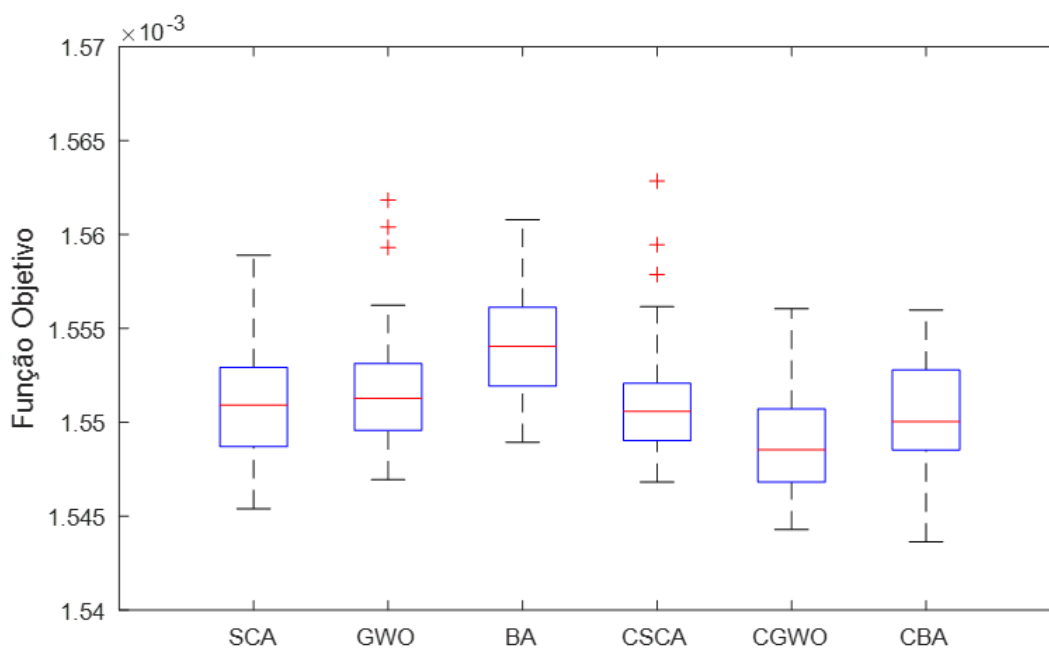


Figura 17: Configuração I - Dispersão da função objetivo no Caso (A)

Da Figura 17, é possível observar que entre as metodologias básicas, o GWO apresentou a menor dispersão entre os resultados encontrados, desconsiderando os valores discrepantes (+) denominados *outliers*. No entanto, do conjunto de dados encontrados, o SCA obteve a menor média, mediana e solução mínima, o que indica ter encontrado melhores configurações de layout para um menor custo por potência extraída.

Na inserção do mapa caótico no ajuste dos parâmetros randômicos das técnicas de otimização, observa-se que a dispersão dos resultados modificaram comparados a metodologia básica. O CSCA apresentou a menor dispersão, mas obteve alguns valores discrepantes (+), diferentemente do SCA. É interessante mencionar que entre todas as metodologias, o CBA foi o único que encontrou a solução mínima de 0,0015436 \$/kW e o CGWO obteve a menor média e mediana para a Configuração I.

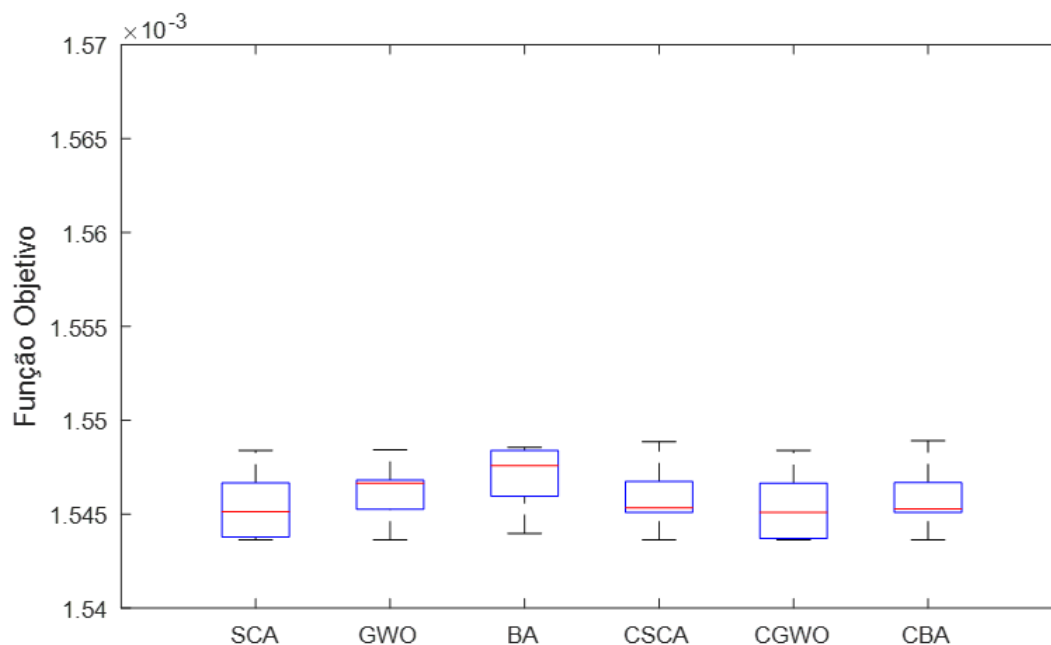


Figura 18: Configuração II - Dispersão da função objetivo no Caso (A)

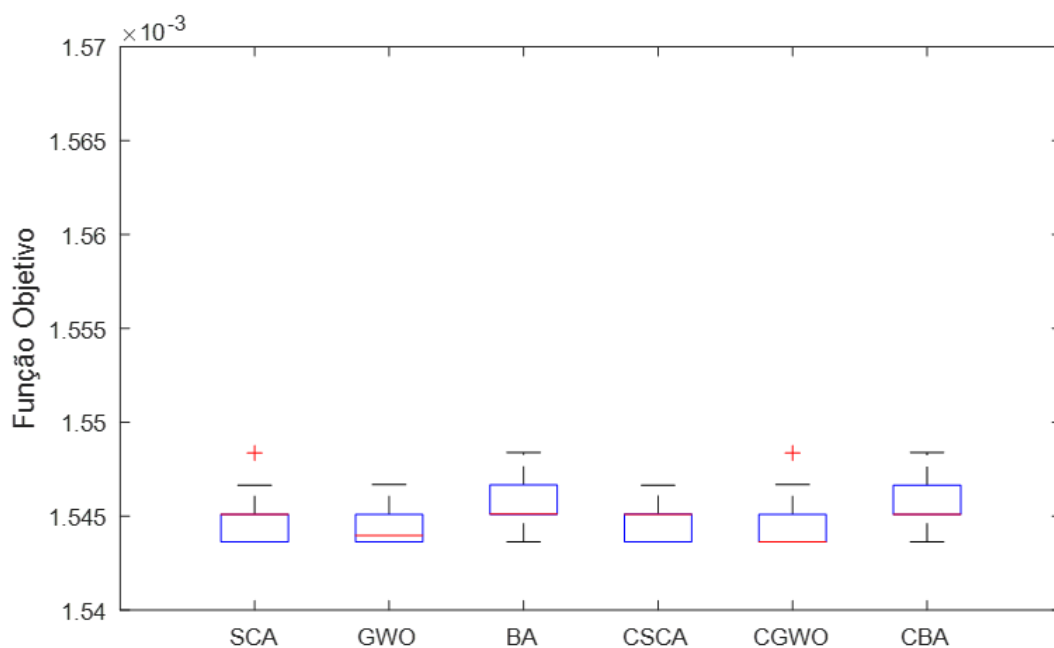


Figura 19: Configuração III - Dispersão da função objetivo no Caso (A)

Com o aumento do número de soluções iniciais, observa-se nas Figuras 18 e 19 que a dispersão dos resultados encontrados foi menor em relação à Configuração I, o que se espera, pois é um número maior de soluções iniciais investigando o espaço de busca. Por consequência, a qualidade das soluções melhoraram, tal que a solução mínima (0,0015436 \$/kW) foi encontrada por todas as técnicas na Configuração III, mas na Configuração II o BA não atinge a otimalidade.

Analisando a Figura 18, observa-se que a dispersão das soluções entre as metodologias são semelhantes, mas é provável que a qualidade das soluções encontradas pelo SCA e CGWO sejam melhores para mais simulações, visto que o valor de ambas as medianas são menores. Para a Configuração III, Figura 19, a mediana dos dados do CGWO se encontra na marca do valor mínimo, indicando que provavelmente este ponto foi alcançado em pelo menos metade das simulações realizadas. De modo geral, a dispersão das soluções do CGWO, bem como os valores das medianas e médias para as Configurações I, II e III foram melhores, o que se infere ser a técnica mais confiável no sentido de saber o que esperar da mesma.

A Tabela 7 mostra o valor mínimo, a mediana e média dos resultados encontrados pelas técnicas de otimização no Caso (A), destacando-se os melhores de cada configuração.

Tabela 7: Dados estatísticos das técnicas de otimização no Caso (A).

| Técnica de Otimização | Configuração | Mínimo (\$/kW) | Mediana (\$/kW) | Média (\$/kW) |
|-----------------------|--------------|------------------|------------------|---------------|
| SCA | I | 0,0015454 | 0,0015509 | 0,0015513 |
| | II | 0,0015436 | 0,0015451 | 0,0015455 |
| | III | 0,0015436 | 0,0015451 | 0,0015447 |
| GWO | I | 0,0015469 | 0,0015513 | 0,0015519 |
| | II | 0,0015436 | 0,0015466 | 0,0015459 |
| | III | 0,0015436 | 0,0015440 | 0,0015444 |
| BA | I | 0,0015489 | 0,0015540 | 0,0015541 |
| | II | 0,0015439 | 0,0015476 | 0,0015471 |
| | III | 0,0015436 | 0,0015451 | 0,0015457 |
| CSCA | I | 0,0015468 | 0,0015506 | 0,0015511 |
| | II | 0,0015436 | 0,0015453 | 0,0015459 |
| | III | 0,0015436 | 0,0015451 | 0,0015446 |
| CGWO | I | 0,0015443 | 0,0015485 | 0,0015489 |
| | II | 0,0015436 | 0,0015451 | 0,0015452 |
| | III | 0,0015436 | 0,0015436 | 0,0015444 |
| CBA | I | 0,0015436 | 0,001550 | 0,0015503 |
| | II | 0,0015436 | 0,0015453 | 0,0015458 |
| | III | 0,0015436 | 0,0015451 | 0,0015456 |

A segunda análise realizada diz respeito a convergência das técnicas de otimização. As curvas de convergência (comportamento ao longo das iterações) apresentadas nas Figuras 20, 21 e 22 atingiram a solução mínima, mostrada na Tabela 7, com um nú-

mero menor de iterações dentre as quarenta simulações realizadas para cada técnica de otimização nas Configurações I, II e III.

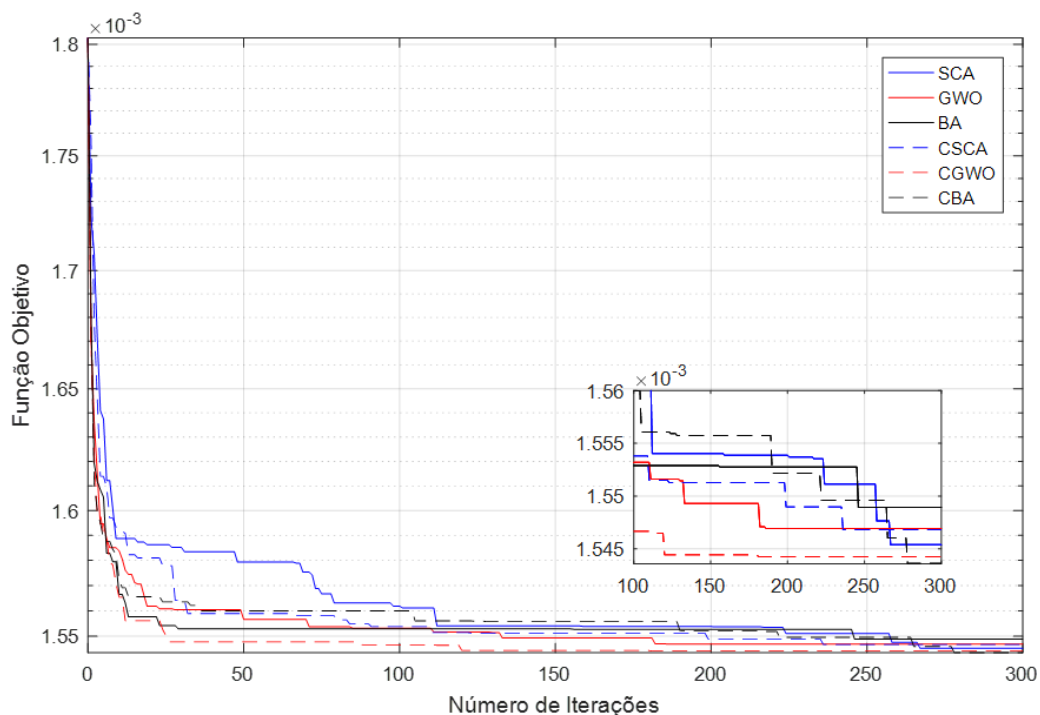


Figura 20: Configuração I - Curva de Convergência no Caso (A)

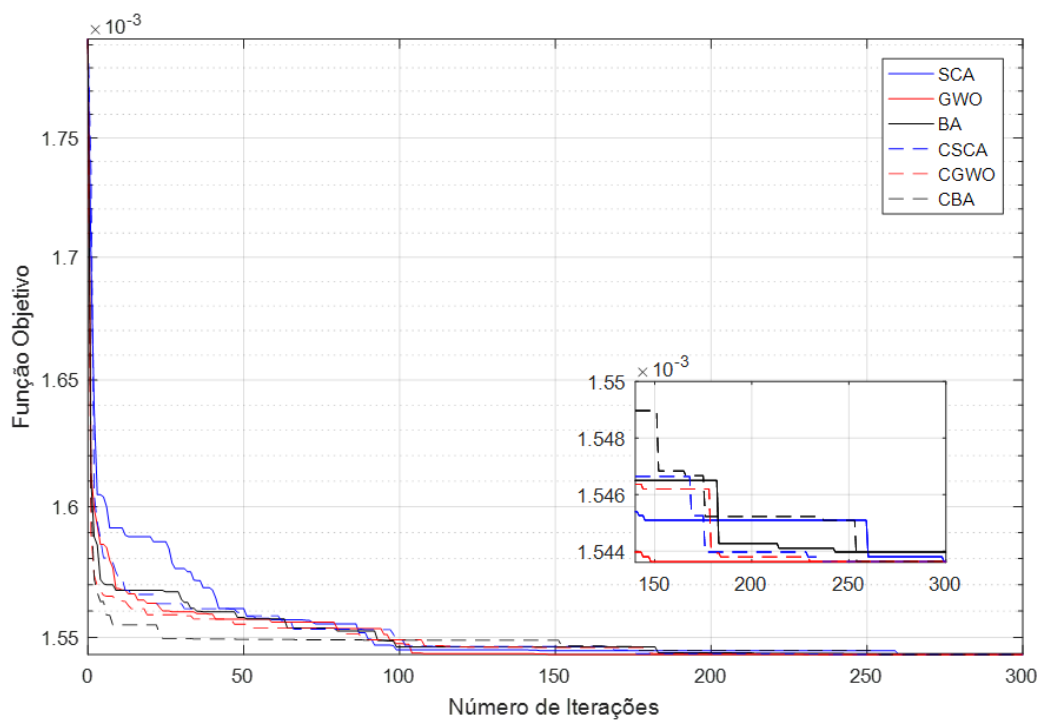


Figura 21: Configuração II - Curva de Convergência no Caso (A)

Ao analisar a evolução das soluções na Configuração I, Figura 20, é possível observar

que somente a técnica CBA, com recurso caótico, atinge o valor mínimo de 0,0015436 $\$/kW$ através de 278 iterações do seu processo iterativo. Outro aspecto interessante é o comportamento de busca do GWO/CGWO, na qual à convergência a um valor mínimo local encontrado é muito rápido comparado com as outras técnicas.

Da Figura 21, Configuração II, nota-se que apenas o BA não atinge a otimalidade, conforme dito na Seção 4.3.1. Para o SCA, foram necessários 299 iterações do processo iterativo, diferentemente da versão caótica CSCA que encontrou com 236 iterações o valor mínimo de 0,0015436 $\$/kW$. No caso do GWO/CGWO, observa-se que a metodologia básica convergiu ao valor mínimo de 0,0015436 $\$/kW$ com menos iterações que o caótico.

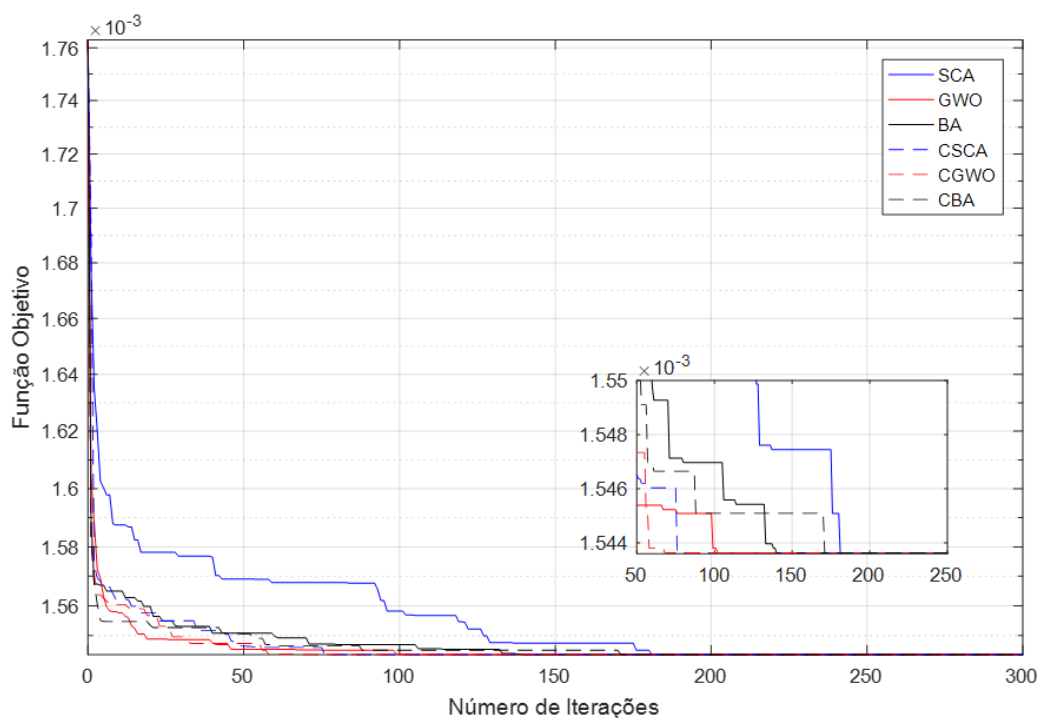


Figura 22: Configuração III - Curva de Convergência no Caso (A)

Nas simulações da Configuração III, Figura 22, o CGWO atinge o valor mínimo de 0,0015436 $\$/kW$ através de um número menor de iterações (68) quando comparados com todas as metodologias. Destas, o que apresentou um desempenho próximo foi o CSCA. Destaca-se, de modo geral, que para todas as simulações aqui realizadas, o comportamento de convergência se manteve semelhante. Ou seja, o CGWO através de seu procedimento de busca global e local usando o recurso caótico se mostrou mais eficiente na obtenção da solução ótima. Com relação ao tempo médio de simulação, a diferença entre as metodologias é muito pequena, não havendo um destaque em relação a este ponto.

A Tabela 8 mostra a iteração, destacando-se quando convergido ao valor mínimo de 0,0015436 $\$/kW$, e o tempo médio de simulação encontrados pelas técnicas de otimização no Caso (A).

Tabela 8: Iteração e Tempo médio de simulação no Caso (A).

| Técnica de Otimização | Configuração | Iteração | Tempo Médio de Simulação (min) |
|-----------------------|--------------|------------|--------------------------------|
| SCA | I | 267 | 00:12 |
| | II | 299 | 01:00 |
| | III | 181 | 02:00 |
| GWO | I | 186 | 00:11 |
| | II | 148 | 00:59 |
| | III | 102 | 01:57 |
| BA | I | 246 | 00:12 |
| | II | 243 | 00:57 |
| | III | 140 | 02:01 |
| CSCA | I | 236 | 00:12 |
| | II | 236 | 01:01 |
| | III | 80 | 02:02 |
| CGWO | I | 181 | 00:12 |
| | II | 230 | 01:01 |
| | III | 68 | 2:02 |
| CBA | I | 278 | 00:12 |
| | II | 254 | 00:58 |
| | III | 172 | 2:02 |

Dos resultados obtidos pelas técnicas de otimização, a localização dos aerogeradores visando minimizar o custo do empreendimento por potência total extraída em relação a direção predominante dos ventos vindo do Norte para o Sul, Caso (A), é apresentada na Figura 23 (a), na qual corresponde ao valor mínimo encontrado de 0,0015436 $\$/kW$. Na Figura 23 (b) informa a variação da velocidade dos ventos no layout referentes ao ponto central de cada célula do terreno que são as posições candidatas à localização dos aerogeradores.

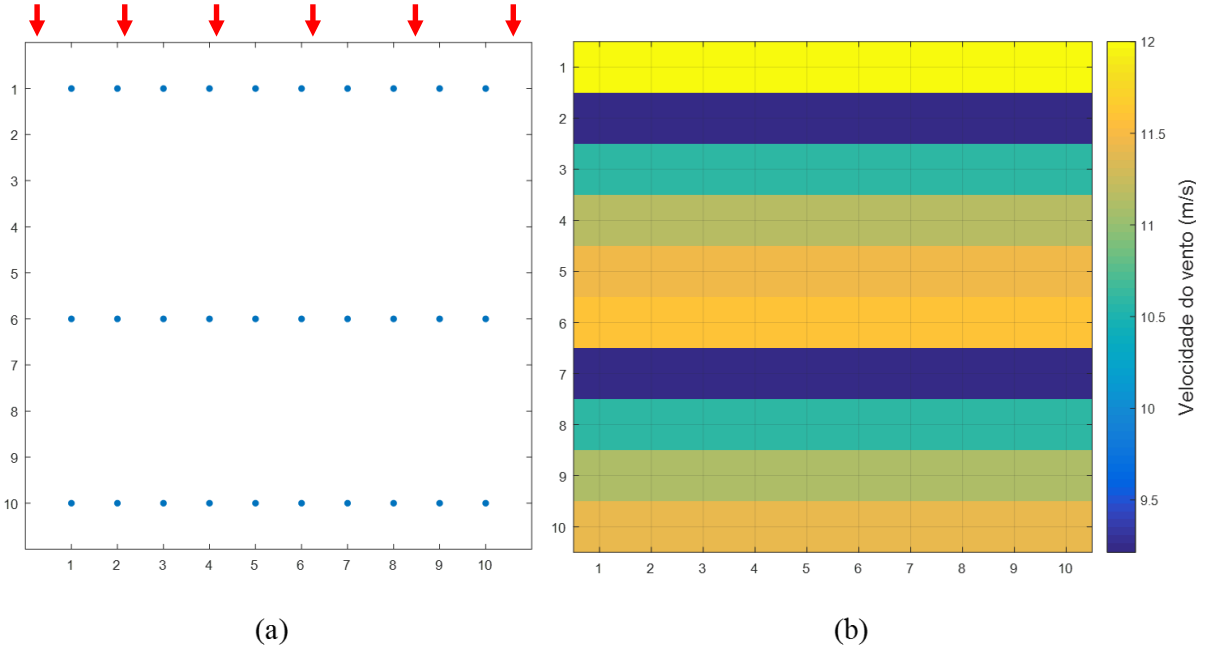


Figura 23: (a) Localização dos aerogeradores e (b) Variação da velocidade dos ventos no layout de parque eólico do Caso (A).

Da Figura 23 (a), analisando a primeira coluna, o aerogerador localizado na posição (10,1) é impactado pelo *wake effect* dos aerogeradores à montante, localizados nas posições (1,1), (6,1) e parcialmente do (2,1), ou seja, há múltiplas interferências que resultam em uma velocidade calculada de acordo com Equação 2.14. No entanto, o aerogerador localizado na posição (6,1) é impactado somente pelo da posição (1,1). No Caso (A), o efeito de esteira parcial, onde é necessário calcular a área de interseção para ponderar no cálculo da potência extraída (Seção 2.3.2), só ocorre em influência dos aerogeradores localizados na primeira posição da coluna sobre aos últimos da coluna paralela, como por exemplo, (2,1) interfere parcialmente em (10,1) e (10,3).

No caso do aerogerador (1,1), não há impacto no mesmo, que opera, portanto, com vento livre de velocidade $u_0 = 12$ m/s. A potência extraída por cada aerogerador localizado na primeira linha será:

$$P = \frac{1}{2} \cdot 0,4 \cdot 1,2 \cdot \pi \cdot 20^2 \cdot u^3 = 0,3 \cdot u^3 = 0,3 \cdot 12^3 = 518,4 \text{ kW}. \quad (4.1)$$

totalizando uma potência extraída de $10 \times 518,4 = 5184$ kW, respeitando as características de desempenho (velocidade de partida, nominal e corte) do aerogerador (Anexo A).

A variação da velocidade do vento devido ao *wake effect* causado pelo aerogerador pode ser observado na Figura 23 (b). Nota-se, que a partir da posição do aerogerador

(1,1) a velocidade tende a ficar laminar (restabelecer) conforme a distância, mas o aerogerador na posição (6,1) causa novamente um deficit na velocidade dos ventos. Se houvesse aerogeradores em todas as posições da coluna 1, a velocidade do vento sofreria um efeito em cascata, pois não haveria uma distância mínima entre os aerogeradores que permitisse "amenizar" o efeito de esteira, ou seja, haveria múltiplos efeitos em sequência.

A Tabela 9 apresenta o número de aerogeradores, custos e potência total do parque eólico obtido no presente trabalho comparados com os resultados da literatura de forma a validar a metodologia proposta.

Tabela 9: Comparação dos resultados com a literatura - Caso (A) .

| Referência | Nº de Aerogeradores | Custo (\$) | Potência Total P_T (kW) | Função Objetivo (\$/kW) |
|------------------------------------|---------------------|------------|---------------------------|-------------------------|
| (MOSETTI; POLONI & DIVIACCO, 1994) | 26 | 20 | 12,352 | 0,001620 |
| (GRADY; HUSSAINI & ABDULLAH, 2005) | 30 | 22.1 | 14,310 | 0,0015436 |
| (POOKPUNT & ONGSAKUL, 2013) | 30 | 22.1 | 14,310 | 0,0015436 |
| Presente Estudo | 30 | 22.1 | 14,310 | 0,0015436 |

4.4 CASO (B) - INCIDÊNCIA DOS VENTOS: NOROESTE PARA SUDESTE

No Caso (B) é mostrado o impacto da direção predominante dos ventos na otimização do layout de parque eólico em comparação ao Caso (A). Para isso, considera-se a velocidade média de ventos (u_0) igual a 12 m/s. A direção predominante dos ventos, neste caso, é $k = 45^\circ$, que corresponde ao sentido noroeste para sudeste e como não há variação, a probabilidade de densidades dos ventos (f_k) também é 1.

A dispersão das soluções obtidas no Caso (B), pelas técnicas de otimização para as quarenta execuções inerentes das Configurações I, II e III são apresentadas nas Figuras 24, 25 e 26.

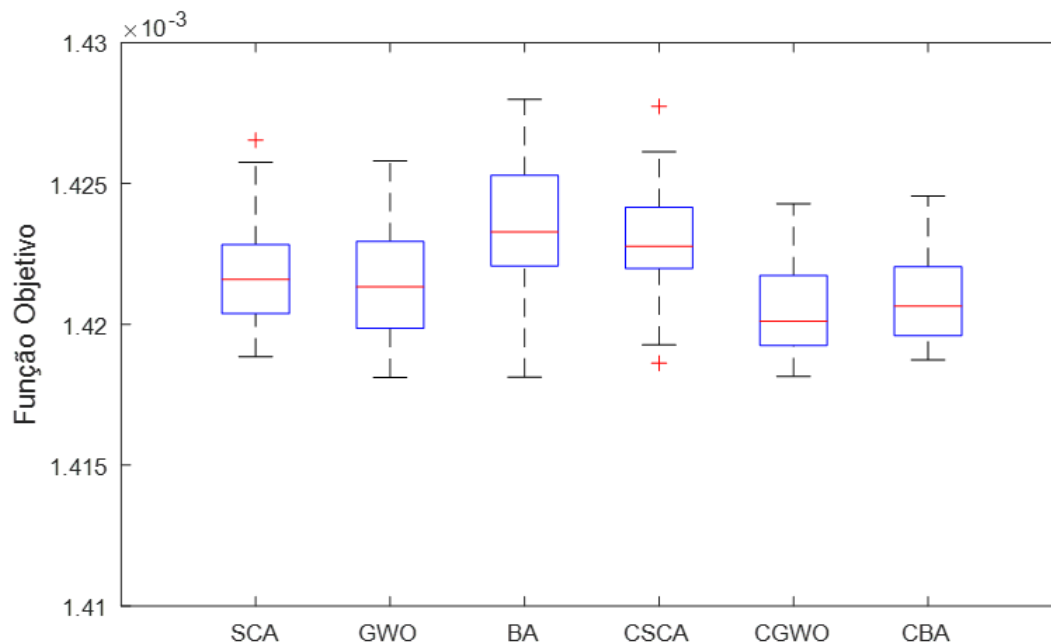


Figura 24: Configuração I - Dispersão da função objetivo no Caso (B)

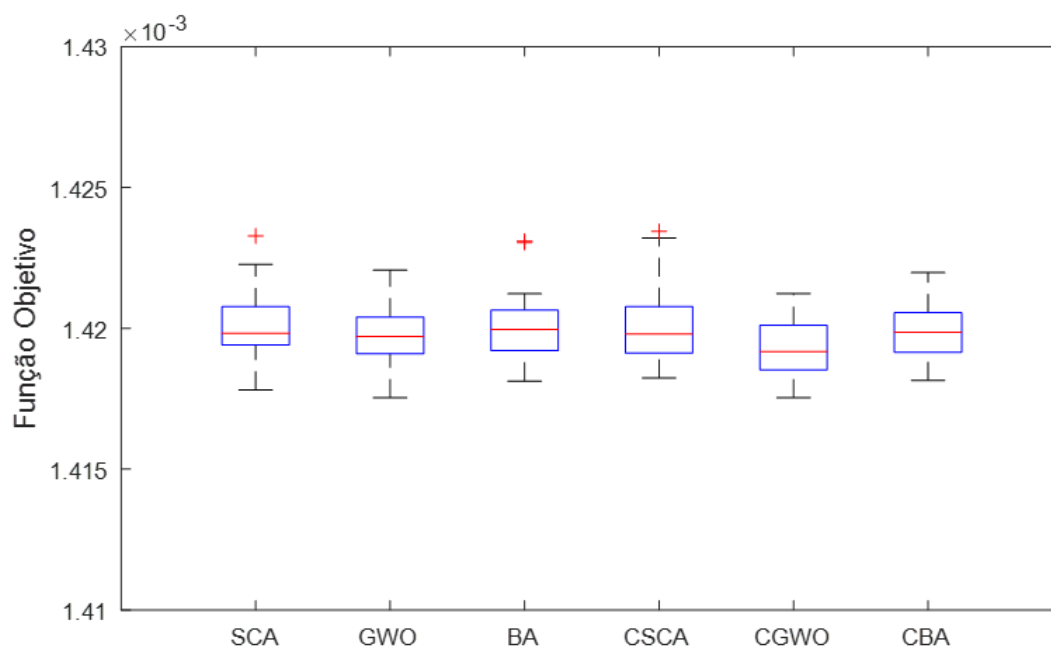


Figura 25: Configuração II - Dispersão da função objetivo no Caso (B)

Analisando o *boxplot* da Figura 24, Configuração I, é possível perceber que o SCA apresentou menor dispersão dos resultados encontrados entre as metodologias básicas, desconsiderando o *outlier* (+), diferentemente do ocorrido no Caso (A). Entretanto,

a aplicação da metodologia caótica favoreceu, desta vez, as técnicas CGWO e CBA com relação a dispersão. Destaca-se novamente o CGWO quanto a mediana e média dos resultados incluindo neste caso o valor mínimo entre todos as metodologias para a Configuração I.

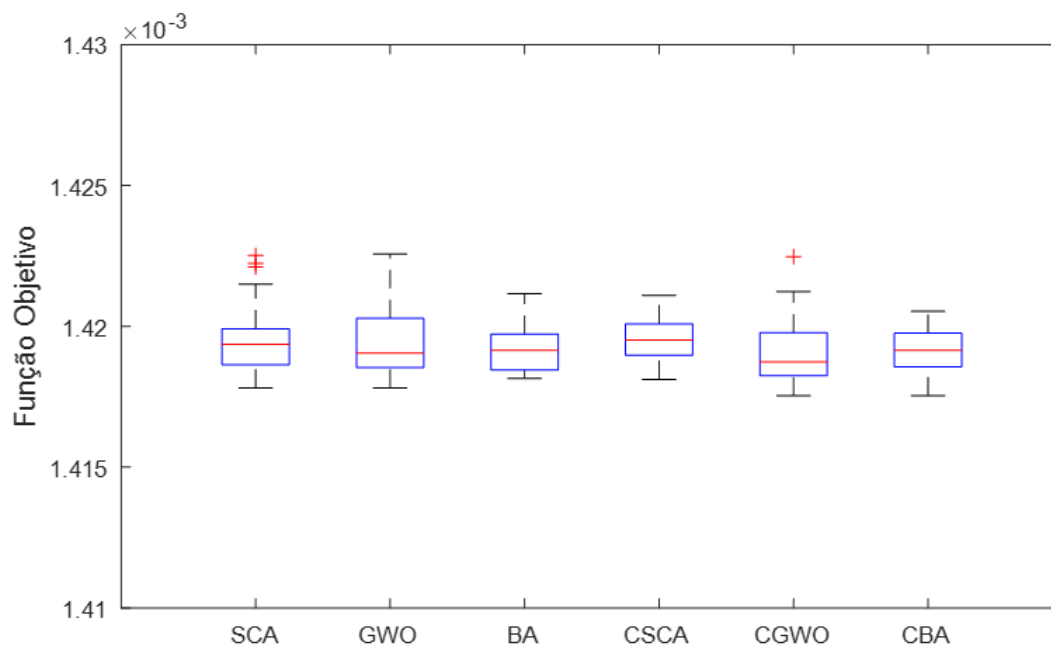


Figura 26: Configuração III - Dispersão da função objetivo no Caso (B)

Como previsto, a dispersão dos resultados foram reduzidas para todas as metodologias nas Configurações II e III. Das Figuras 25 e 26, observa-se que ambas as medianas do CGWO são menores, apesar do conjunto de dados menos dispersos ter sido obtido por outras metodologias. Isso nos mostra que das quarenta simulações realizadas pelo CGWO, o valores obtidos são menores porém dispersos. Em razão disso, do ponto de vista da minimização do custo por potência extraída, a qualidade das configurações do layout de parque eólico otimizado pelo CGWO seja, provavelmente, melhor para mais simulações.

Para todas as simulações realizadas no Caso (B), o valor mínimo encontrado foi de 0,0014175 $\$/kW$. Da Configuração I, nenhuma metodologia obteve este valor. Para a Configuração II, tanto a metodologia básica do GWO como a caótico, CGWO, encontraram o valor mínimo de 0,0014175 $\$/kW$. Este desempenho foi mantido pelo CGWO e constatado no conjunto de dados do CBA para a Configuração III.

Do conjunto de soluções encontrados pelo SCA, o valor mínimo obtido foi de 0,0014178 $\$/kW$, ou seja, uma solução ótima local muito próximo da solução mínima encontrada entre todas as simulações.

A Tabela 10 mostra o valor mínimo, a mediana e média dos resultados encontrados pelas técnicas de otimização no Caso (B).

Tabela 10: Dados estatísticos das técnicas de otimização no Caso (B).

| Técnica de Otimização | Configuração | Mínimo ($\$/kW$) | Mediana ($\$/kW$) | Média ($\$/kW$) |
|-----------------------|--------------|--------------------|---------------------|-------------------|
| SCA | I | 0,0014188 | 0,0014216 | 0,0014217 |
| | II | 0,0014178 | 0,0014198 | 0,0014201 |
| | III | 0,0014178 | 0,0014194 | 0,0014195 |
| GWO | I | 0,0014181 | 0,0014213 | 0,0014217 |
| | II | 0,0014175 | 0,0014197 | 0,0014197 |
| | III | 0,0014178 | 0,0014190 | 0,0014194 |
| BA | I | 0,0014181 | 0,0014233 | 0,0014234 |
| | II | 0,0014181 | 0,0014199 | 0,0014199 |
| | III | 0,0014181 | 0,0014191 | 0,0014191 |
| CSCA | I | 0,0014186 | 0,0014228 | 0,0014229 |
| | II | 0,0014182 | 0,0014198 | 0,0014200 |
| | III | 0,0014181 | 0,0014195 | 0,0014196 |
| CGWO | I | 0,0014181 | 0,0014201 | 0,0014205 |
| | II | 0,0014175 | 0,0014192 | 0,0014193 |
| | III | 0,0014175 | 0,0014187 | 0,0014190 |
| CBA | I | 0,0014187 | 0,0014206 | 0,0014209 |
| | II | 0,0014181 | 0,0014199 | 0,0014198 |
| | III | 0,0014175 | 0,0014191 | 0,0014191 |

As Figuras 27, 28 e 29 exibem o comportamento de convergência, com o valor do custo pela potência extraída encontradas pelas técnicas de otimização para as Configurações I, II e III, respectivamente do Caso (B) em uma das quarenta simulações realizadas, na qual necessitou do menor número de iterações para convergir ao valor mínimo informado na Tabela 10.

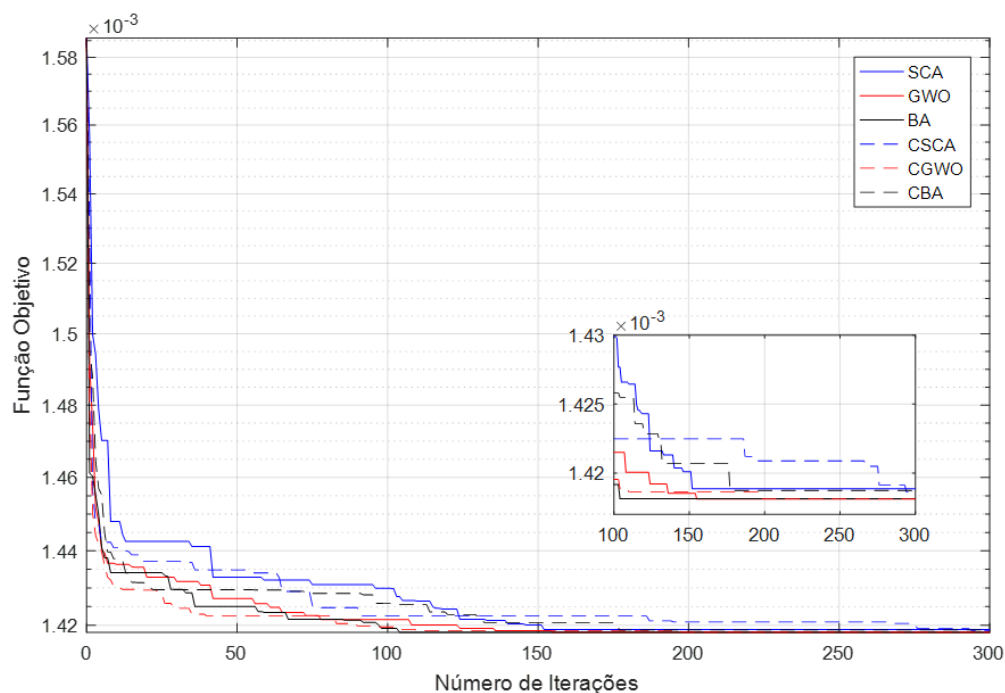


Figura 27: Configuração I - Curva de Convergência no Caso (B)

Da Figura 27, todos os métodos de otimização comparados convergiram para um valor acima de $0,0014175 \text{ \$/kW}$ utilizando a Configuração I. O menor valor encontrado foi de $0,0014181 \text{ \$/kW}$ pelas metodologias GWO, BA e CGWO. Destaca-se, que o BA atinge o valor encontrado com menor iteração.

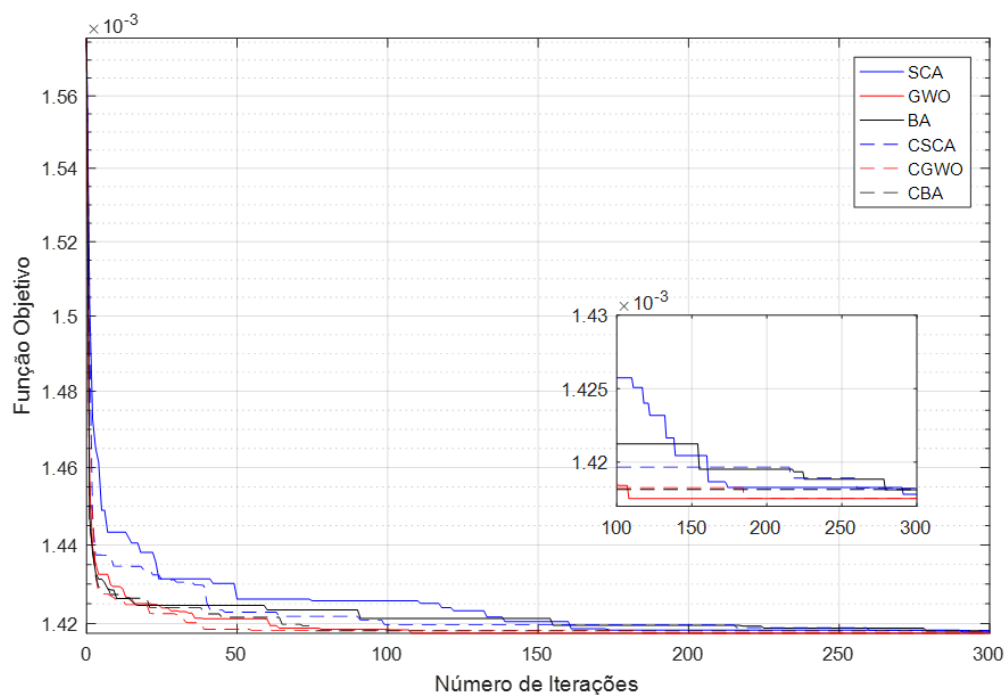


Figura 28: Configuração II - Curva de Convergência no Caso (B)

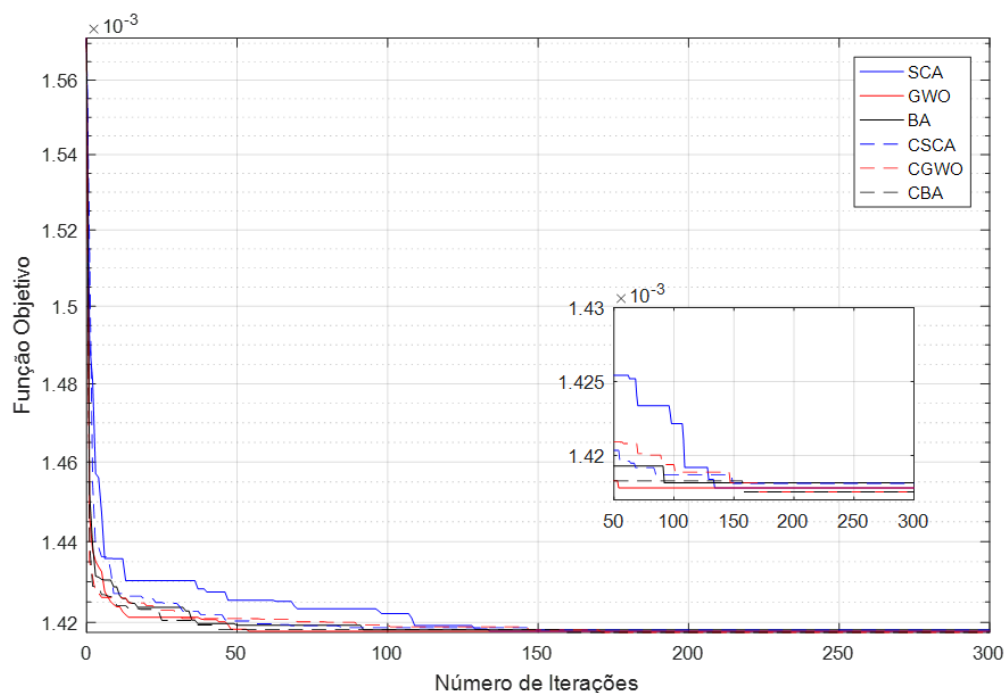


Figura 29: Configuração III - Curva de Convergência no Caso (B)

Com a Configuração II, Figura 28, é possível observar que apenas as metodologias GWO e CGWO convergem ao valor mínimo de $0,0014175 \text{ \$/kW}$ encontrados na iteração 108 e 185, respectivamente. Da Configuração III, Figura 29, as metodologias caóticas CGWO e CBA atingem ao valor mínimo de $0,0014175 \text{ \$/kW}$ na iteração 171 e 158, respectivamente. Em comparação ao Caso (A), o CBA foi melhor na Configuração 3 em relação à convergência. No entanto, de modo geral o CGWO manteve o melhor desempenho com relação à qualidade dos resultados encontrados. O tempo de simulação no Caso (B) para todas as metodologias aumentou, mas a diferença continua sendo "indiferente". Este aumento se deve a modelagem computacional para a direção de incidência dos ventos.

A Tabela 11 mostra a iteração e o tempo médio de simulação encontrados pelas técnicas de otimização no Caso (B).

Tabela 11: Iteração e Tempo médio de simulação no Caso (B).

| Técnica de Otimização | Configuração | Iteração | Tempo Médio de Simulação (min) |
|-----------------------|--------------|----------|--------------------------------|
| SCA | I | 152 | 00:32 |
| | II | 291 | 03:15 |
| | III | 134 | 06:14 |

| | | | |
|------|-----|------------|-------|
| GWO | I | 155 | 00:30 |
| | II | 108 | 03:17 |
| | III | 102 | 06:12 |
| BA | I | 104 | 00:31 |
| | II | 279 | 03:17 |
| | III | 93 | 06:17 |
| CSCA | I | 294 | 00:33 |
| | II | 260 | 03:15 |
| | III | 149 | 06:16 |
| CGWO | I | 198 | 00:31 |
| | II | 185 | 03:23 |
| | III | 171 | 06:18 |
| CBA | I | 177 | 00:30 |
| | II | 76 | 03:15 |
| | III | 158 | 06:15 |

A localização dos aerogeradores no layout de parque eólico do Caso (B) é apresentada na Figura 30 que corresponde à solução mínima de 0,0014175 $\$/kW$ determinada pelas técnicas de otimização.

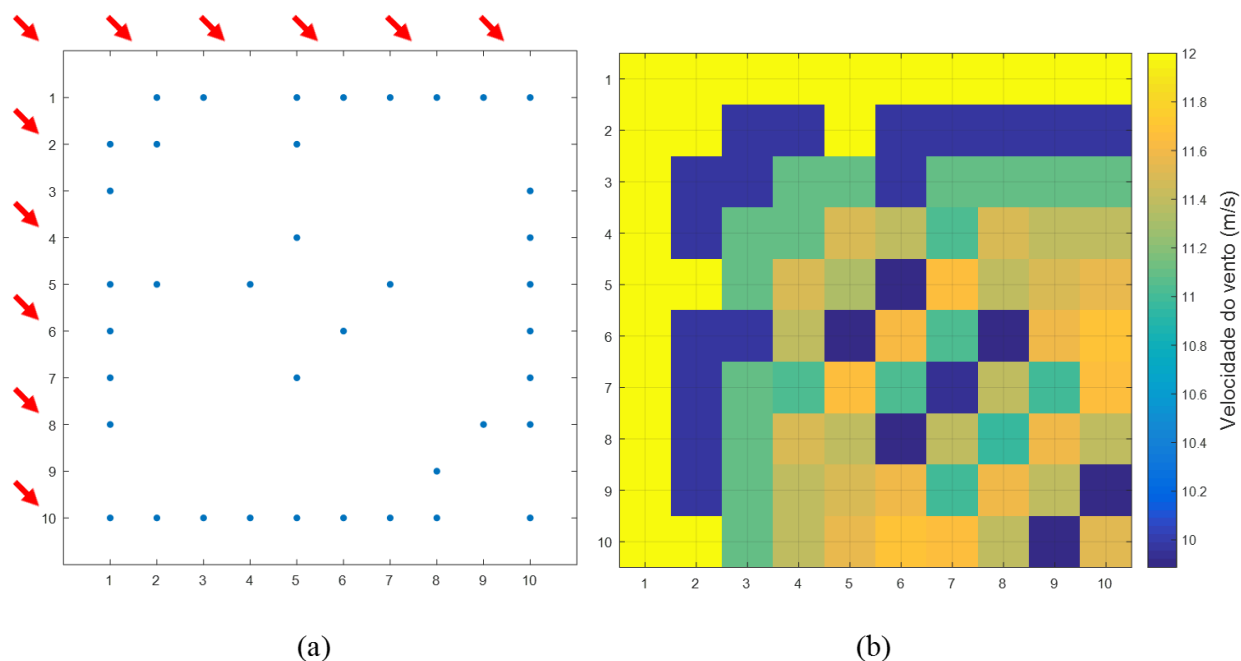


Figura 30: (a) Localização dos aerogeradores e (b) Variação da velocidade dos ventos no layout de parque eólico do Caso (B).

De acordo com Figura 30, os aerogeradores localizados nas posições (10,2), (5,2), (2,2), (2,5), todos da linha e coluna '1', operam com vento livre, não sendo impactados

pelo *wake effect*. Essas unidades fornecem uma potência de 518,4 kW, conforme explicado anteriormente. Os aerogeradores posicionados nas posições (10,2) e (1,9) podem ser modificados para as posições (9,1) e (2,10), respectivamente, que não influenciará impacto algum no layout.

Como a representação de incidência dos ventos é na direção $k = 45^\circ$, ou seja, no sentido da diagonal principal e suas adjacências (diagonais acima e abaixo da principal), os outros aerogeradores localizadas à jusante das posições citadas sofrem impacto do *wake effect*. Neste caso, diferentemente do ocorrido no caso (A), a distância entre as turbinas é maior, conseqüentemente, a progressão linear do raio da esteira também será maior (Equação 2.4). Desse modo, os aerogeradores à jusante são mais suscetíveis à sofrerem efeitos de esteiras parciais.

Considerando apenas o sombreamento dos aerogeradores posicionados à jusante na mesma diagonal. A localização dos aerogeradores e variação dos ventos no layout de parque eólico é modificado de acordo com a Figura 31.

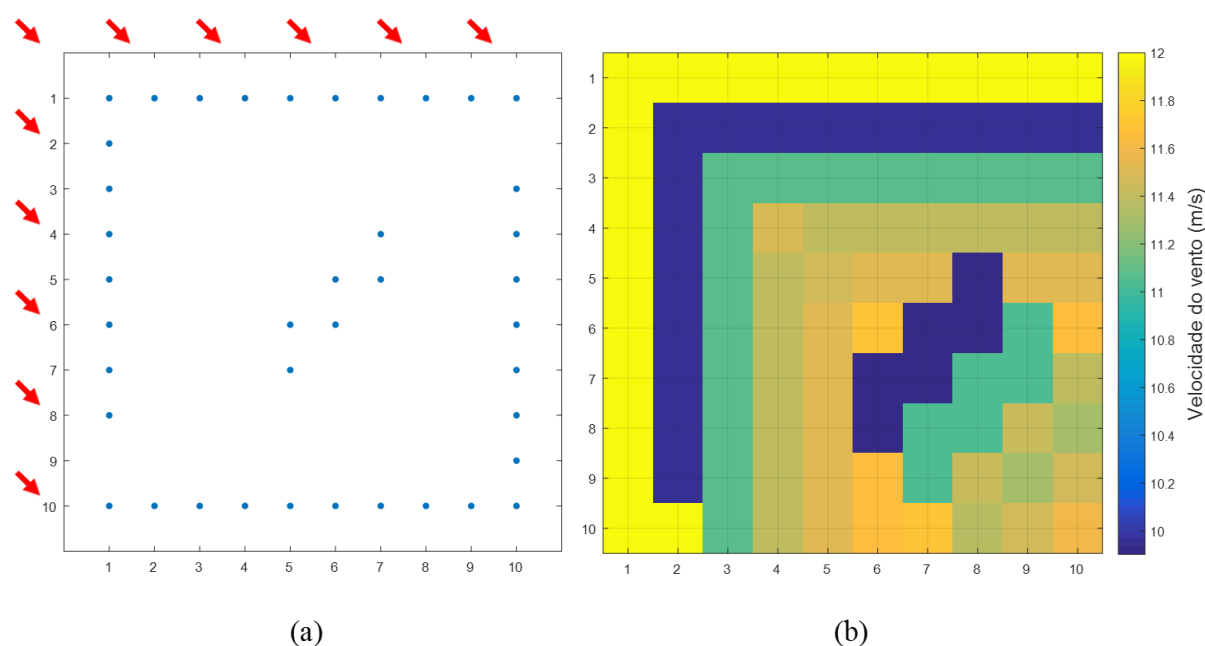


Figura 31: (a) Localização dos aerogeradores e (b) Variação da velocidade dos ventos desconsiderando o *wake effect* "paralelo" no Caso (B).

Da Figura 31, observa que a localização e variação das velocidades dos aerogeradores modificaram quando não é considerado a influência dos efeitos gerados pelos aerogeradores posicionados em diagonais distintas. No Caso (A), como dito anteriormente, apenas os aerogeradores posicionados na posição 1 da coluna interferia no aerogerador 10 da coluna paralela e portanto, esse impacto é mínimo na otimização que as localizações dos aerogeradores não é modificada. A Tabela 12 apresenta um resumo dos

resultados obtidos para os layouts do parque eólico exibidos nas Figuras 30 e 31.

Tabela 12: Comparação dos resultados com a literatura - Caso (B).

| Layout (Figura) | Nº de Aerogeradores | Custo (\$) | Potência Total P_T (kW) | Função Objetivo (\$/kW) |
|-----------------|---------------------|------------|---------------------------|-------------------------|
| Figura 30 | 39 | 26,9216 | 18,992 | 0,0014175 |
| Figura 31 | 40 | 27.4905 | 19,361 | 0,0014199 |

4.5 CASO (C) - INCIDÊNCIA DOS VENTOS: MÚLTIPLAS DIREÇÕES

Para o Caso (C) são aplicadas múltiplas direções de ventos de modo a analisar o impacto na otimização do layout de parque eólico, ou seja, considera-se que a região do terreno apresenta variações das direções dos ventos iguais a $k = (0^\circ, 45^\circ, 90^\circ, 135^\circ, 180^\circ, 225^\circ, 270^\circ \text{ e } 315^\circ)$, ponderadas com densidades iguais a $f_k = 1/8 = 0,125$ e velocidade média $u_0 = 12$ m/s. As Figuras 32, 33 e 34 mostra o *boxplot* com as dispersões das soluções obtidas no Caso (C) pelas técnicas de otimização nas Configurações I, II e III.

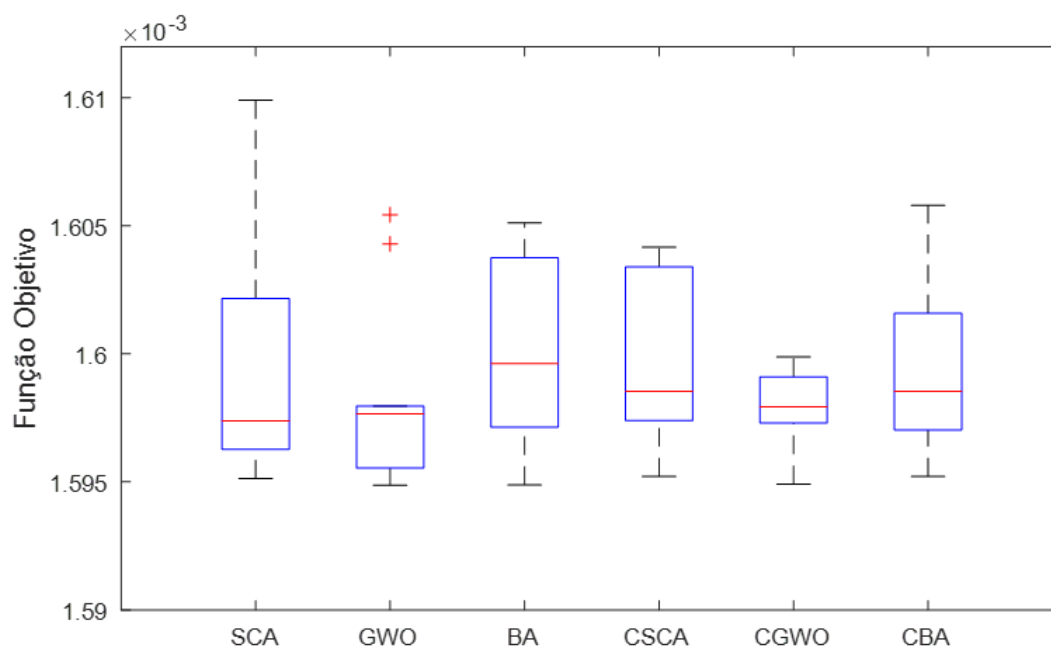


Figura 32: Configuração I - Dispersão da função objetivo no Caso (C)

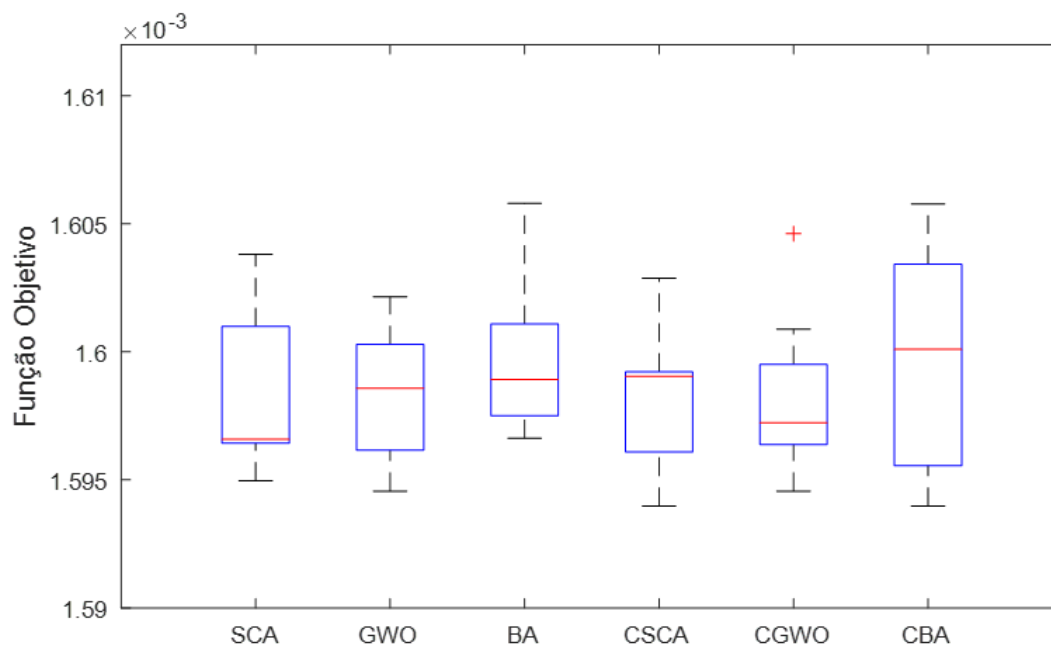


Figura 33: Configuração II - Dispersão da função objetivo no Caso (C)

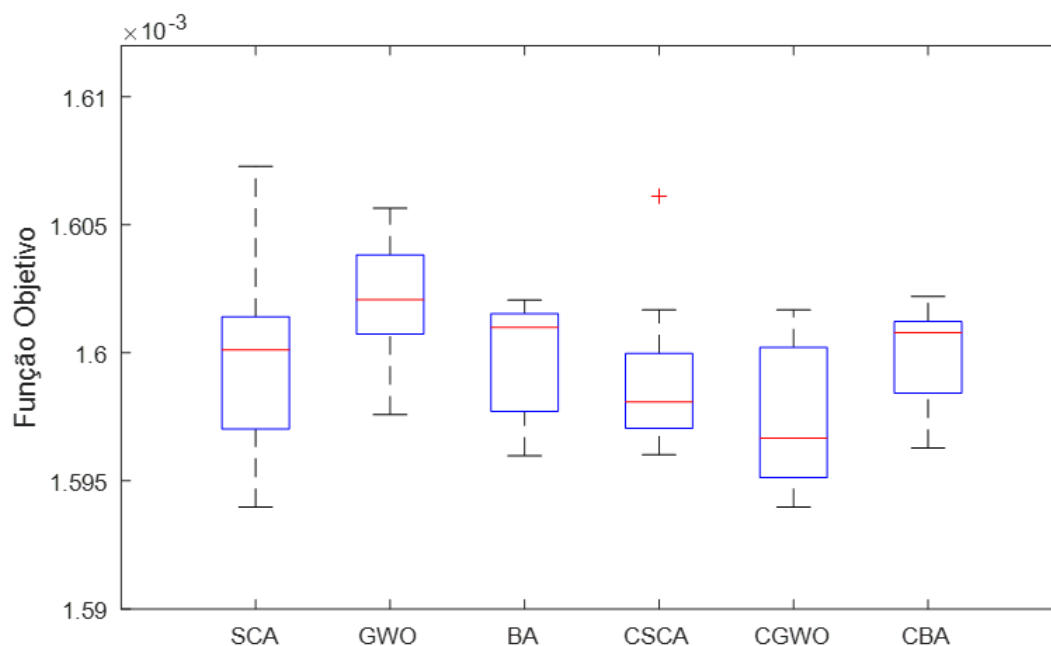


Figura 34: Configuração III - Dispersão da função objetivo no Caso (C)

Do conjunto de dados encontrados pelas técnicas de otimização para Configuração I, Figura 32, o GWO e CGWO obteve as menores dispersões. Ao comparar as metodologias aplicadas no Caso (C) é possível perceber que o aumento do número de soluções iniciais não desempenhou um impacto significativo em relação à dispersão das soluções como nos casos anteriores. No entanto, a qualidade do layout de parque eólico foram melhores para as Configurações II e III, ou seja, forneceram soluções com menor custo

por potência extraída. A solução mínima encontrada neste caso foi de 0,0015939 \$/kW pelas técnicas de otimização SCA, CSCA, CGWO e CBA.

Para cada solução investigada nos métodos de otimização são verificadas oito direções de incidências dos ventos no terreno do parque eólico, como dito anteriormente. A densidade de probabilidades é a mesma para cada direção, o que causa um "conflito" durante a otimização do parque eólico, ou seja, o aerogerador pode ter desempenhos distintos para cada direção devido a localização. Esse impacto é observado pelas dispersões dos resultados encontrados, o que justifica uma dificuldade das técnicas de otimização em convergirem a uma solução mínima "global" ficando muitas das vezes estagnadas em soluções mínimas locais.

Os dados estatísticos que envolvem o valor mínimo, mediana e média inerentes das quarenta execuções das técnicas de otimização são informados na Tabela 13.

Tabela 13: Dados estatísticos das técnicas de otimização no Caso (C).

| Técnica de Otimização | Configuração | Mínimo (\$/kW) | Mediana (\$/kW) | Média (\$/kW) |
|-----------------------|--------------|------------------|------------------|------------------|
| SCA | I | 0,0015951 | 0,0015974 | 0,0015994 |
| | II | 0,0015949 | 0,0015965 | 0,0015984 |
| | III | 0,0015939 | 0,0016001 | 0,0015998 |
| GWO | I | 0,0015949 | 0,0015977 | 0,0015984 |
| | II | 0,0015946 | 0,0015986 | 0,0015985 |
| | III | 0,0015976 | 0,0016021 | 0,0016018 |
| BA | I | 0,0015949 | 0,0015996 | 0,0016001 |
| | II | 0,0015966 | 0,0015990 | 0,0015995 |
| | III | 0,0015959 | 0,0016009 | 0,0015999 |
| CSCA | I | 0,0015952 | 0,0015985 | 0,0015995 |
| | II | 0,0015939 | 0,0015989 | 0,0015986 |
| | III | 0,0015959 | 0,0015981 | 0,0015990 |
| CGWO | I | 0,0015949 | 0,0015981 | 0,0015979 |
| | II | 0,0015946 | 0,0015972 | 0,0015981 |
| | III | 0,0015939 | 0,0015967 | 0,0015973 |
| CBA | I | 0,0015952 | 0,0015979 | 0,0015985 |
| | II | 0,0015939 | 0,0015985 | 0,0015993 |
| | III | 0,0015963 | 0,0016008 | 0,0015999 |

Nas Figuras 35, 36 e 37 é possível observar a evolução das melhores soluções encontradas no Caso (C) para as técnicas de otimização nas Configurações I, II e III.

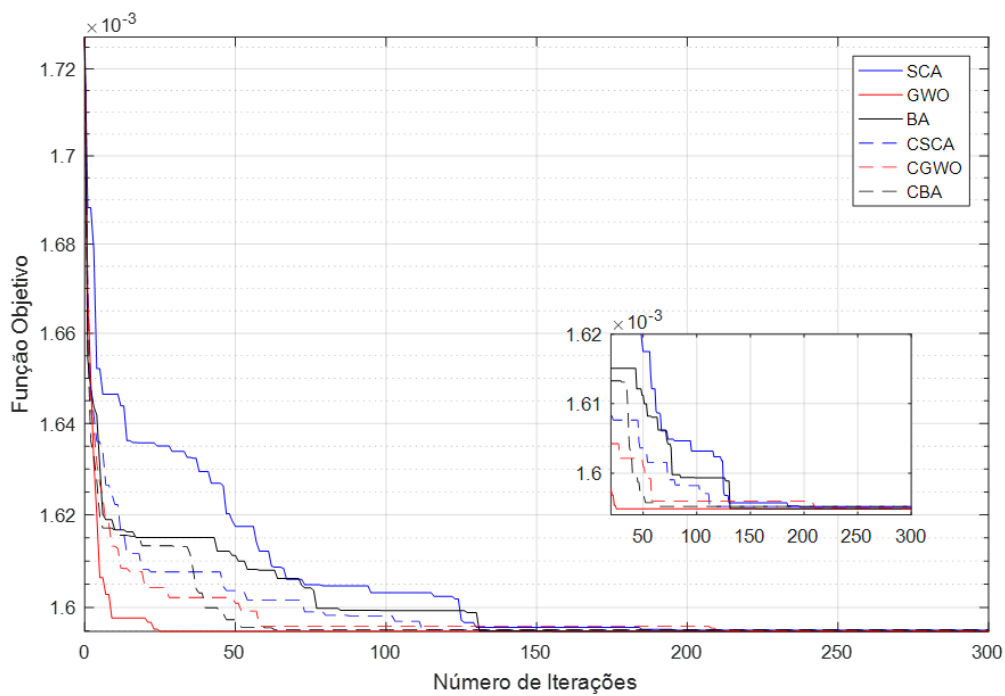


Figura 35: Configuração I - Curva de Convergência no Caso (C)

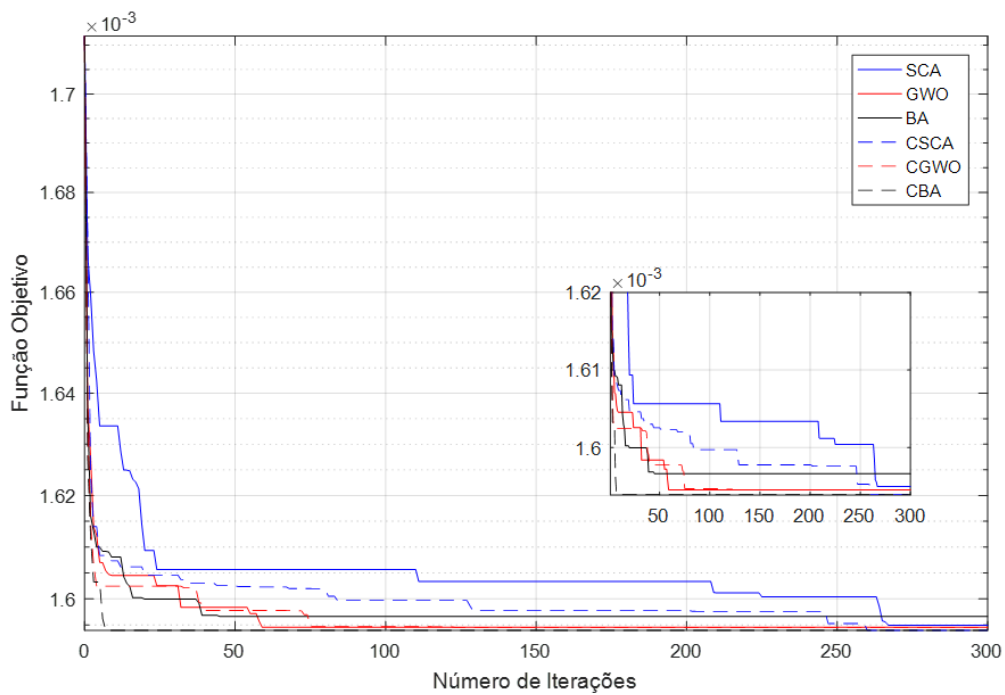


Figura 36: Configuração II - Curva de Convergência no Caso (C)

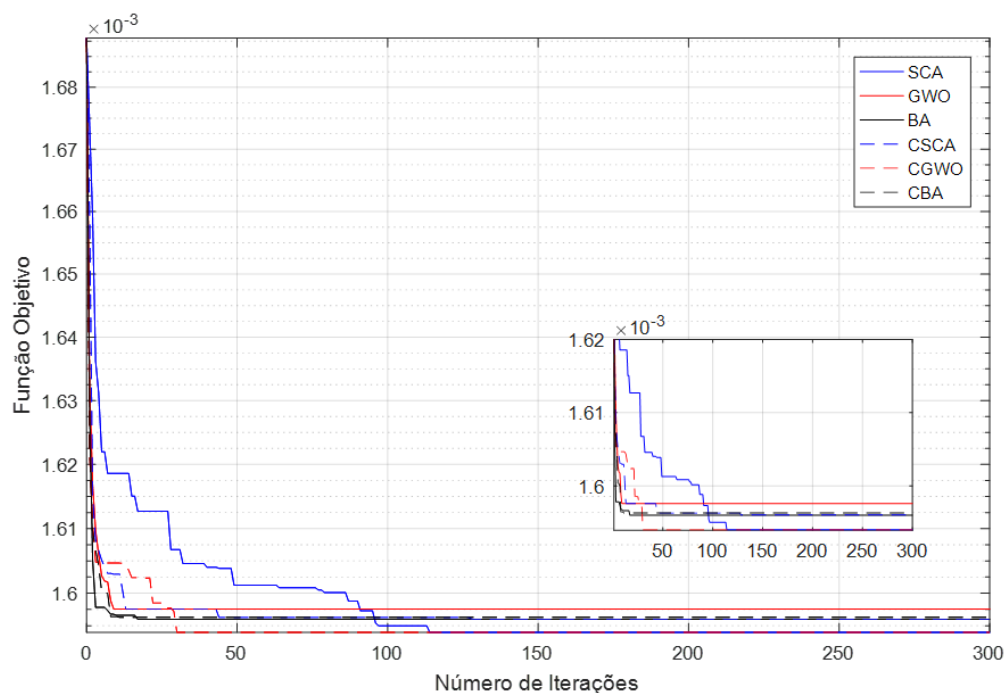


Figura 37: Configuração III - Curva de Convergência no Caso (C)

Da curva de convergência da Configuração I, Figura 35, observa-se que o GWO e CBA apesar de convergirem para as melhores soluções encontradas nesta configuração ficam estagnados no início do processo iterativo. Na Configuração II, Figura 36, o CSCA e CBA atingem ao valor mínimo de 0,0015929 $\$/kW$ na iteração 260 e 9. Já na Configuração III, Figura 37, o SCA e CGWO encontram o mesmo valor $\$/kW$ na iteração 114 e 31, respectivamente. Para este caso, não há uma progressão dos resultados, isto é, para cada configuração os métodos de otimização convergiram para soluções mínimas distintas, o que justifica a complexidade do Caso (C).

O tempo médio de simulação aumentou em decorrência da análise realizada, mas não houve diferença discrepantes entre as metodologias. A Tabela 14 mostra a iteração e o tempo médio de simulação encontrados pelas técnicas de otimização no Caso (C).

Tabela 14: Iteração e Tempo médio de simulação no Caso (C).

| Técnica de Otimização | Configuração | Iteração | Tempo Médio de Simulação (min) |
|-----------------------|--------------|------------|--------------------------------|
| SCA | I | 196 | 03:41 |
| | II | 267 | 18:35 |
| | III | 114 | 37:25 |

| | | | |
|------|-----|------------|-------|
| GWO | I | 25 | 03:48 |
| | II | 59 | 18:56 |
| | III | 9 | 37:38 |
| BA | I | 131 | 03:37 |
| | II | 45 | 19:01 |
| | III | 17 | 38:45 |
| CSCA | I | 112 | 03:35 |
| | II | 260 | 18:27 |
| | III | 129 | 36:41 |
| CGWO | I | 210 | 03:44 |
| | II | 123 | 18:56 |
| | III | 31 | 37:34 |
| CBA | I | 63 | 04:05 |
| | II | 9 | 19:08 |
| | III | 12 | 37:33 |

A localização dos aerogeradores no layout do parque eólico que corresponde a solução mínima de $0,0015936 \text{ \$/kW}$ é apresentada na Figura 38. Na Figura 39 é possível observar a variação da velocidade do vento nas posições centrais de cada célula do layout para as diferentes direções.

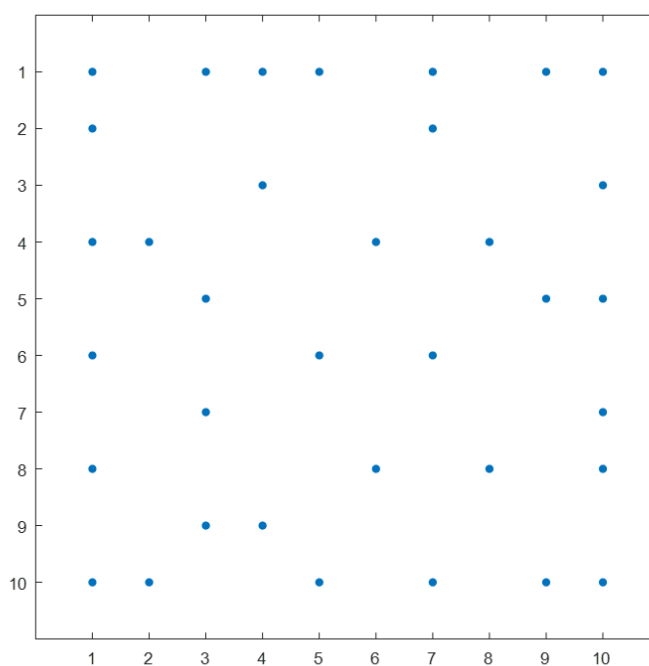
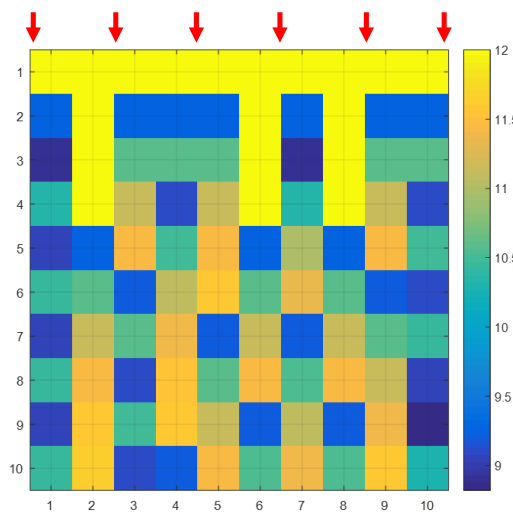
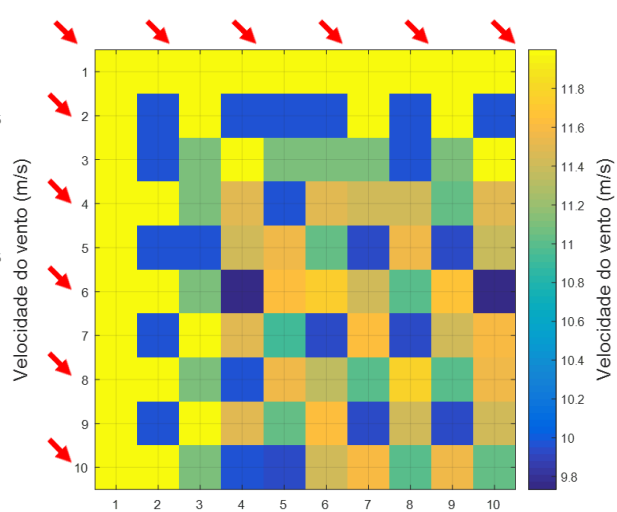


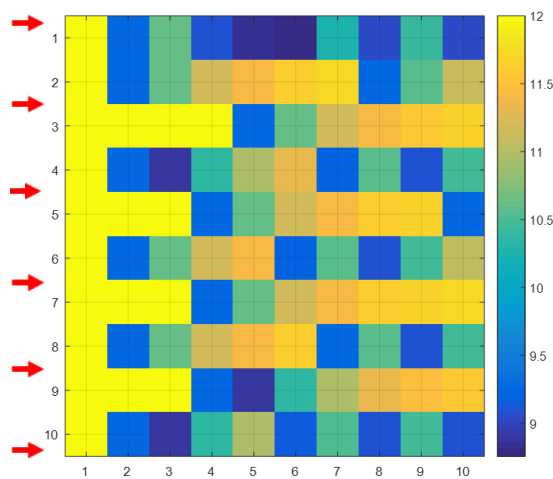
Figura 38: Localização dos aerogeradores no Caso (C).



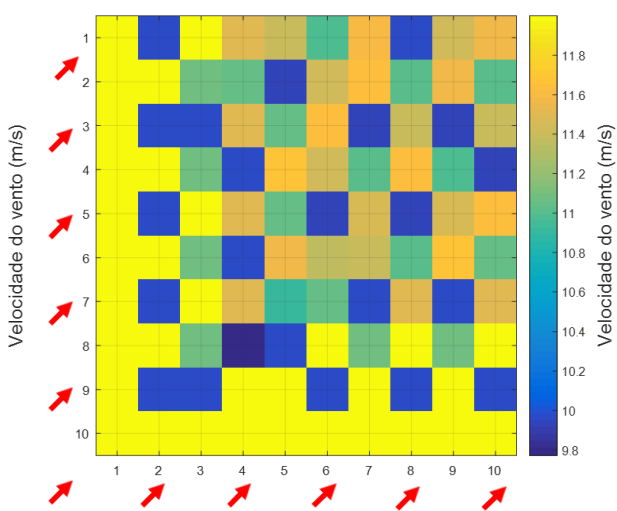
(a)



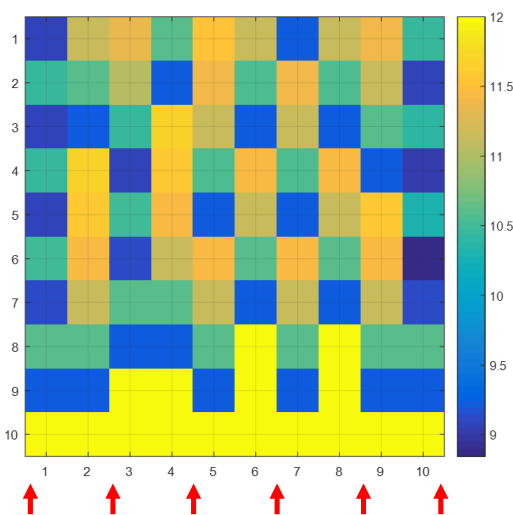
(b)



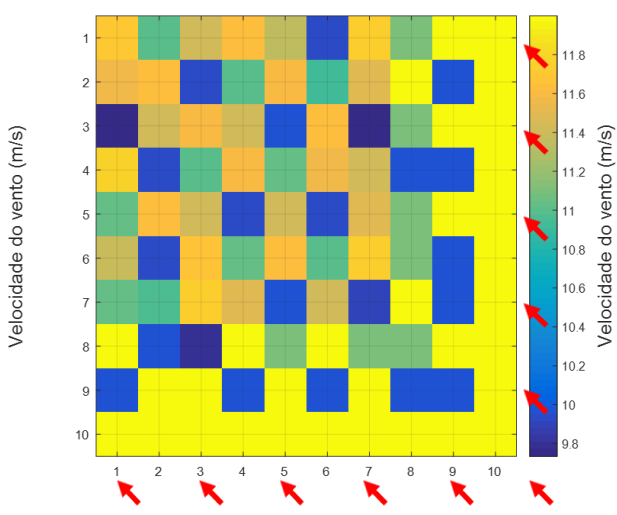
(c)



(d)



(e)



(f)

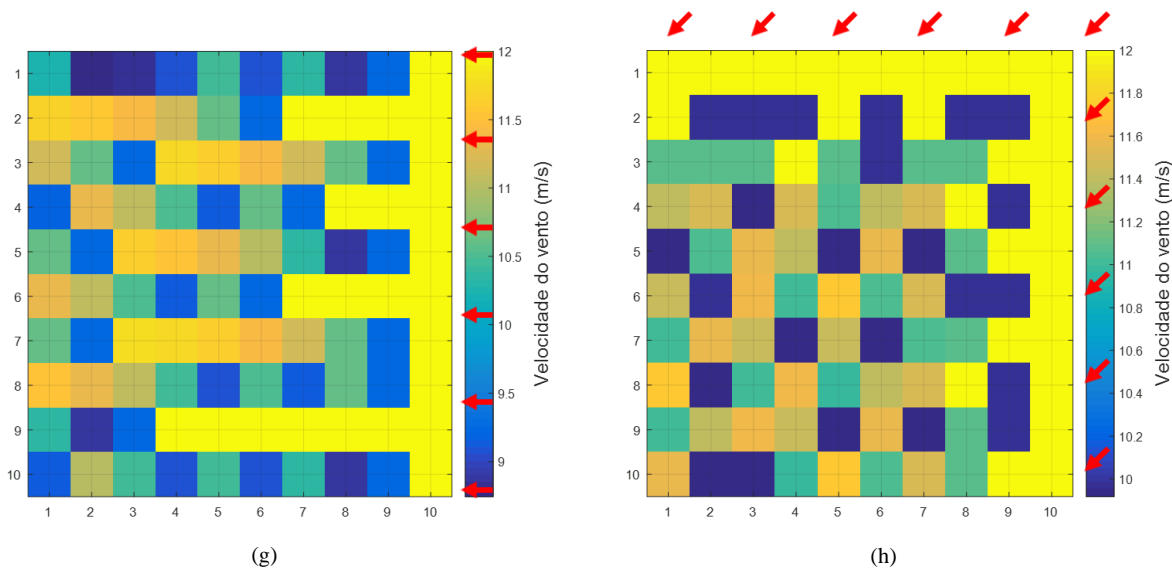


Figura 39: Variação da velocidade do vento nas direções: (a) 0° , (b) 45° , (c) 90° , (d) 135° , (e) 180° , (f) 225° , (g) 270° e (h) 315° .

Observa-se na Figura 39, que dependendo da orientação do vento os aerogeradores que operam com vento livre ($u = 12\text{m/s}$) e a variação da velocidade de vento interna no layout se modificam. Analisando parcialmente as direções de ventos para o layout do parque eólico da Figura 38, nota-se que nas direções de 45° , 135° , 225° e 315° , o *wake effect* é menos intenso, de acordo com os dados de potência extraída da Tabela 15.

Tabela 15: Potência extraída em cada direção.

| Direção (graus) | Potência Extraída (kW) |
|--------------------|------------------------------|
| 0° | 14,653 |
| 45° | 16,644 |
| 90° | 13,749 |
| 135° | 17,029 |
| 180° | 14,686 |
| 225° | 16,557 |
| 270° | 13,778 |
| 315° | 17,003 |

A Tabela 16 mostra um resumo dos resultados obtidos para o layout do Caso (C).

Tabela 16: Resultados obtidos do layout de parque eólico no Caso (C).

| | |
|---------------------------------------------------|-----------|
| Nº de Aerogeradores | 35 |
| Custo (\$) | 24,7177 |
| Potência Total Ponderada (kW) | 15,512 |
| Função Objetivo ($\$/kW$) | 0,0015939 |

4.6 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste capítulo, foram apresentados os resultados decorrentes da aplicação da metodologia proposta para otimização do layout de parques eólicos. Para validar a metodologia proposta foram comparados os resultados obtidos com os difundidos na literatura. Verificou-se que os métodos de otimização básico e caótico foram capazes de obter as soluções compatíveis, mas com desempenhos diferentes, no que diz respeito ao conjunto de soluções obtidas inerentes das Configurações (I, II e III), na qual são variadas o número máximo de solução inicial. Além disso, verificou-se o impacto do *wake effect*, a influência da direção de incidência dos ventos e suas respectivas probabilidade na otimização do layout de parques eólicos.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

5.1 CONCLUSÃO GERAL

O presente trabalho apresentou a metodologia proposta para o planejamento de parques eólicos baseada em técnicas de otimização denominadas inteligência computacional, com a inclusão da representação de regimes intermitentes de ventos no problema, através de diferentes direções de escoamento. Como o problema é complexo no que diz respeito ao número total de combinações possíveis é aplicado o recurso caótico no ajuste dos parâmetros destes métodos de modo a beneficiar suas etapas de busca global/local. O objetivo é comparar o desempenho das técnicas de otimização básicas e caóticas na resolução do problema de layout de parques eólicos em relação a tempo de execução, recursos de convergência e a qualidade de soluções. Outro aspecto é avaliar o impacto da representação de aleatoriedade de ventos no número e na localização de aerogeradores em um terreno pré-definido, visando maximizar a potência convertida com o mínimo custo possível do empreendimento, considerando ainda o efeito de esteira.

De acordo com os resultados obtidos, a metodologia caótica CGWO foi capaz de encontrar a solução mínima para todos os casos estudados. De modo geral, a dispersão do conjunto de soluções inerentes das quarenta execuções realizadas para as Configurações I, II e III foram melhores no CGWO, isto é, layouts com menor custo de investimento por potência extraída, o que se infere ser a técnica mais confiável no sentido de saber o que esperar da mesma. Do ponto de vista da convergência, para alguns casos o CGWO atinge a solução mínima com poucas iterações do processo iterativo. Esse feito é observado no CBA quando aplicado ao Caso (C). Entretanto, o Caso (C) se mostrou de longe o mais complexo gerando dificuldades a todos os métodos. Com relação ao tempo de execução, não há uma diferença significativa.

Em relação ao problema de layout é notável que o número e a localização de aerogeradores é diretamente impactado pelo *wake effect* para diferentes cenários de incidência de ventos. Portanto, o custo do empreendimento e a potência extraída variam conforme

o cenário em estudo, justificando a inclusão da representação proposta e a aplicação das técnicas de otimização para esta modelagem.

5.2 TRABALHOS FUTUROS

Para dar continuidade a este trabalho de pesquisa, é possível propor os seguintes desdobramentos:

- i.* Estudo de caso com variação da velocidade do vento. Neste caso, introduzir uma função de distribuição das velocidades e direções dos ventos, como por exemplo, a distribuição de Weibull;
- ii.* Estudar outras funções de mérito/objetivo aplicadas ao planejamento de parque eólico, pois a função utilizada no trabalho é adimensional, ou seja, apenas serve para estudos "didáticos";
- iii.* Otimização do sistema coletor, onde os aerogeradores são conectados entre si e a uma subestação, de forma a minimizar o comprimento total de condutores;
- iv.* Modelar e comparar outros modelos de análise do *wake effect* com algum software comercial;
- v.* Implementar o problema de forma contínua para permitir a alocação de aerogerador em posições diversas do parque eólico, respeitando um limite mínimo de distância entre os aerogeradores. Desse modo, espera-se ter um ganho de potência total extraída com menor custo de investimento;
- vi.* Introduzir novas estratégias nas etapas de busca global/local das técnicas de otimização, principalmente, nos parâmetros do *Sin Cos Algorithm* (r_1^t) e *Grey Wolf Optimizer* (\vec{A}^t).

REFERÊNCIAS

- ABEEÓLICA. *Boletim Anual de Geração Eólica 2017*. 2017. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2018/04/Boletim-Anual-de-Geracao-2017.pdf>>. Acesso em: 08/10/2018.
- ABEEÓLICA. *Energia eólica ultrapassa marca de 14 GW de capacidade instalada*. 2018. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/noticias/energia-eolica-ultrapassa-marca-de-14-gw-de-capacidade-instalada/>>. Acesso em: 15/11/2018.
- AINSLIE, J. F. Calculating the flowfield in the wake of wind turbines. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Elsevier, v. 27, n. 1-3, p. 213–224, 1988.
- AMMARA, I.; LECLERC, C.; MASSON, C. A viscous three-dimensional differential/actuator-disk method for the aerodynamic analysis of wind farms. *Journal of Solar Energy Engineering*, American Society of Mechanical Engineers, v. 124, n. 4, p. 345–356, 2002.
- ANDERSEN, S. J. et al. Comparison of engineering wake models with cfd simulations. In: IOP PUBLISHING. *Journal of physics: Conference series*. 2014. v. 524, n. 1, p. 012161.
- ANEEL. *Energia Eólica*. 2013. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica\(3\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica(3).pdf)>. Acesso em: 27/05/2018.
- BARTHELMIE, R. J. et al. Modelling and measuring flow and wind turbine wakes in large wind farms offshore. *Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology*, Wiley Online Library, v. 12, n. 5, p. 431–444, 2009.
- BARTHELMIE, R. J.; JENSEN, L. Evaluation of wind farm efficiency and wind turbine wakes at the nysted offshore wind farm. *Wind Energy*, Wiley Online Library, v. 13, n. 6, p. 573–586, 2010.
- BARTHELMIE, R. J. et al. Comparison of wake model simulations with offshore wind turbine wake profiles measured by sodar. *Journal of atmospheric and oceanic technology*, v. 23, n. 7, p. 888–901, 2006.
- BETZ, A. Das maximum der theoretisch möglichen ausnutzung des windes durch windmotoren. *Zeitschrift fur das gesamte Turbinenwesten*, v. 20, 1920.
- BRASIL. *Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002*. 2002. Disponível em: <<http://www4.planalto.gov.br/legislacao/portal-legis/resenha-diaria/2002/abril>>. Acesso em: 24/05/2018.

- CLEVE, J. et al. Model-based analysis of wake-flow data in the nysted offshore wind farm. *Wind Energy*, Wiley Online Library, v. 12, n. 2, p. 125–135, 2009.
- CRASTO, G.; GRAVDAHL, A. R. Cfd wake modeling using a porous disc. In: *European Wind Energy Conference & Exhibition*. 2008.
- CRESPO, A.; HERNANDEZ, J. A numerical model of wind turbine wakes and wind farms. In: *European Wind Energy Conference EWEC*. 1986. v. 86.
- CRESPO, A.; HERNÁNDEZ, J. Numerical modelling of the flow field in a wind turbine wake. In: *Proceedings of the 3rd Joint ASCE/ASME Mechanics Conference*. 1989. p. 121–127.
- CRESPO, A. et al. Experimental validation of the upm computer code to calculate wind turbine wakes and comparison with other models. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Elsevier, v. 27, n. 1-3, p. 77–88, 1988.
- CRESPO, A.; HERNANDEZ, J.; FRANDSEN, S. Survey of modelling methods for wind turbine wakes and wind farms. *Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology*, Wiley Online Library, v. 2, n. 1, p. 1–24, 1999.
- CRESPO, A. et al. *Numerical Analysis of Wind Turbine Wakes*. : G. Bergeles and J. Chadjivassiliadis, 1985. 15-25 p.
- DUAN, B.; WANG, J.; GU, H. Modified genetic algorithm for layout optimization of multi-type wind turbines. In: *IEEE. American Control Conference (ACC), 2014*. 2014. p. 3633–3638.
- EPE. *Planejamento Decenal de Expansão de Energia 2026*. : Ministério de Minas e Energia – MME, 2017.
- EPE. *Participação de empreendimentos eólicos nos leilões de energia no brasil*. 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 15/11/2018.
- FRANDSEN, S. et al. Analytical modelling of wind speed deficit in large offshore wind farms. *Wind energy*, Wiley Online Library, v. 9, n. 1-2, p. 39–53, 2006.
- GANDOMI, A. H.; YANG, X.-S. Chaotic bat algorithm. *Journal of Computational Science*, Elsevier, v. 5, n. 2, p. 224–232, 2014.
- GAO, X. et al. Wind turbine layout optimization using multi-population genetic algorithm and a case study in hong kong offshore. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Elsevier, v. 139, p. 89–99, 2015.
- GOMES, L. L. et al. Optimization of wind farms layout through artificial immune system. GLACTEE, 2017.
- GONZALEZ, J. S.; PAYAN, M. B.; RIQUELME-SANTOS, J. M. Optimization of wind farm turbine layout including decision making under risk. *IEEE Systems Journal*, IEEE, v. 6, n. 1, p. 94–102, 2012.
- GONZÁLEZ, J. S. et al. Optimization of wind farm turbines layout using an evolutive algorithm. *Renewable energy*, Elsevier, v. 35, n. 8, p. 1671–1681, 2010.

- GRADY, S.; HUSSAINI, M.; ABDULLAH, M. M. Placement of wind turbines using genetic algorithms. *Renewable energy*, Elsevier, v. 30, n. 2, p. 259–270, 2005.
- GWEC. *Global Wind Statistics*. 2018. Disponível em: <<http://gwec.net/the-great-energy-transition-gathers-momentum>>. Acesso em: 17/06/2018.
- HASSAN, G. Theory manual 4.0: Gh windfarmer-wind farm design software. *Garrad Hassan and Partners, Bristol, England*, 2009.
- HOU, P. *Optimization of large-scale offshore wind farm*. Tese (Doutorado) — Aalborg Universitetsforlag, 2017.
- HOU, P. et al. Optimized placement of wind turbines in large-scale offshore wind farm using particle swarm optimization algorithm. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 6, n. 4, p. 1272–1282, 2015.
- ISHIHARA, T.; YAMAGUCHI, A.; FUJINO, Y. Development of a new wake model based on a wind tunnel experiment. *Global wind power*, v. 6, 2004.
- JENSEN, N. O. A note on wind generator interaction. Risø National Laboratory Roskilde, 1983.
- JIANG, D. et al. Modified binary differential evolution for solving wind farm layout optimization problems. In: IEEE. *Computational Intelligence for Engineering Solutions (CIES), 2013 IEEE Symposium on*. 2013. p. 23–28.
- KATIC, I.; HØJSTRUP, J.; JENSEN, N. O. A simple model for cluster efficiency. In: *European wind energy association conference and exhibition*. 1986. p. 407–410.
- KERKVLIT, H.; POLATIDIS, H. Offshore wind farms decommissioning: a semi quantitative multi-criteria decision aid framework. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Elsevier, v. 18, p. 69–79, 2016.
- KIM, H.; SINGH, C.; SPRINTSON, A. Simulation and estimation of reliability in a wind farm considering the wake effect. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 3, n. 2, p. 274–282, 2012.
- KOHLI, M.; ARORA, S. Chaotic grey wolf optimization algorithm for constrained optimization problems. *Journal of Computational Design and Engineering*, Elsevier, v. 5, n. 4, p. 458–472, 2017.
- KUSIAK, A.; SONG, Z. Design of wind farm layout for maximum wind energy capture. *Renewable energy*, Elsevier, v. 35, n. 3, p. 685–694, 2010.
- LANCHESTER, F. W. A contribution to the theory of propulsion and the screw propeller. *Naval Engineers Journal*, Wiley Online Library, v. 27, n. 2, p. 509–510, 1915.
- LARSEN, G. C. *A simple wake calculation procedure*. : Risø National Laboratory Risø-M-2760, 1988.
- MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. *Wind energy explained: theory, design and application*. : John Wiley & Sons, 2010.

- MENDEL, E.; KROHLING, R. A.; CAMPOS, M. Swarm algorithms with chaotic jumps applied to noisy optimization problems. *Information Sciences*, Elsevier, v. 181, n. 20, p. 4494–4514, 2011.
- MIRJALILI, S. Sca: a sine cosine algorithm for solving optimization problems. *Knowledge-Based Systems*, Elsevier, v. 96, p. 120–133, 2016.
- MIRJALILI, S.; MIRJALILI, S. M.; LEWIS, A. Grey wolf optimizer. *Advances in engineering software*, Elsevier, v. 69, p. 46–61, 2014.
- MOORTHY, C. B.; DESHMUKH, M.; MUKHEREJEE, D. Optimal location of wind turbines in a wind farm using genetic algorithm. *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, v. 12, n. 8, p. 5869–5876, 2014.
- MORTENSEN, N. G. et al. Wind atlas analysis and application program: Wasp 10 help facility. *Department of Wind Energy, Technical University of Denmark, Roskilde, Denmark*, v. 366, 2011.
- MORTENSEN, N. G. et al. Wind analysis and application program (wasp). *Report Risø-I-666 (EN)*, v. 2, 1993.
- MOSETTI, G.; POLONI, C.; DIVIACCO, B. Optimization of wind turbine positioning in large windfarms by means of a genetic algorithm. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Elsevier, v. 51, n. 1, p. 105–116, 1994.
- NOWACZYK, E. R. Modelagem da esteira e otimização do posicionamento de aerogeradores em parques ó. 2015.
- PANOEIRO, F. F. et al. Otimização de layout de parque eólico com representação das direções de ventos. *XXII Congresso Brasileiro de Automática*, CBA, João Pessoa, 2018.
- PANOEIRO, F. F. et al. Otimização de layout de parque eólico via ecolocalização. *50^o L Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, SBPO, Rio de Janeiro, 2018.
- PATEL, M. R. *Wind and solar power systems*. : Boca Raton: CRC Press, 1999.
- PINTO, M. de O. *Fundamentos de energia eólica*. : Grupo Gen-LTC, 2013.
- POOKPUNT, S.; ONGSAKUL, W. Optimal placement of wind turbines within wind farm using binary particle swarm optimization with time-varying acceleration coefficients. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 55, p. 266–276, 2013.
- REHMAN, S.; ALI, S. S. Wind farm layout design using modified particle swarm optimization algorithm. In: IEEE. *Renewable Energy Congress (IREC), 2015 6th International*. 2015. p. 1–6.
- REHMAN, S.; ALI, S. S.; KHAN, S. Wind farm layout design using cuckoo search algorithms. *Applied Artificial Intelligence*, Taylor & Francis, p. 1–23, 2018.
- SHAKOOR, R. et al. Wind farm layout optimization by using definite point selection and genetic algorithm. In: IEEE. *Power and Energy (PECon), 2014 IEEE International Conference on*. 2014. p. 191–195.

SHAKOOR, R. et al. The modelling of wind farm layout optimization for the reduction of wake losses. *Indian Journal of Science and Technology*, v. 8, n. 17, 2015.

SPERA, D. A. et al. *Wind turbine technology: fundamental concepts of wind turbine engineering*. : ASME press New York, 1994.

TAVAZOEI, M. S.; HAERI, M. Comparison of different one-dimensional maps as chaotic search pattern in chaos optimization algorithms. *Applied Mathematics and Computation*, Elsevier, v. 187, n. 2, p. 1076–1085, 2007.

WASP. *Wind resource assessment, siting & energy yield calculations*. 2016. Disponível em: <[http://www.wasp.dk/wasp\\$\\$details](http://www.wasp.dk/wasp$$details)>. Acesso em: 15/06/2018.

WU, Y.-K. et al. Optimization of the wind turbine layout and transmission system planning for a large-scale offshore windfarm by ai technology. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IEEE, v. 50, n. 3, p. 2071–2080, 2014.

YANG, H. et al. Wind farm layout optimization and its application to power system reliability analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 31, n. 3, p. 2135–2143, 2016.

YANG, X.-S. A new metaheuristic bat-inspired algorithm. In: *Nature inspired cooperative strategies for optimization (NICSO 2010)*. : Springer, 2010. p. 65–74.

APÊNDICE A – PARÂMETROS DO AEROGERADOR

Tabela 17: Características do aerogerador no estudo (POOKPUNT & ONGSAKUL, 2013; GAO et al., 2015).

| | |
|----------------------------------------------------------|----------|
| Diâmetro do rotor (D_R) | 40 m |
| Altura do rotor (z) | 60 m |
| Coefficiente de empuxo (C_T) | 0,88 |
| Coefficiente de potência (C_p) | 0,4 |
| Velocidade de partida ($V_{cut_{in}}$) | 2,3 m/s |
| Velocidade nominal (V_n) | 12,8 m/s |
| Velocidade de corte ($V_{cut_{off}}$) | 18 m/s |
| Potência Nominal (P_N) | 630 KW |