

Universidade Federal do Rio Grande do Sul
Escola de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil

**MAXIMIZAÇÃO DA EFICIÊNCIA DE PARQUES EÓLICOS
POR OTIMIZAÇÃO DO POSICIONAMENTO ESPACIAL DOS
AEROGERADORES**

Matheus Beserra Cavalcanti

Porto Alegre

2023

MATHEUS BESERRA CAVALCANTI

**MAXIMIZAÇÃO DA EFICIÊNCIA DE PARQUES EÓLICOS
POR OTIMIZAÇÃO DO POSICIONAMENTO ESPACIAL DOS
AEROGERADORES**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Civil da Universidade Federal do Rio Grande do Sul,
como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em
Engenharia.

Porto Alegre

2023

CIP - Catalogação na Publicação

Cavalcanti, Matheus Beserra
MAXIMIZAÇÃO DA EFICIÊNCIA DE PARQUES EÓLICOS POR
OTIMIZAÇÃO DO POSICIONAMENTO ESPACIAL DOS AEROGERADORES/
Matheus Beserra Cavalcanti. -- 2022.
118 f.

Orientador: Herbert Martins Gomes.

Dissertação (Mestrado) -- Universidade Federal do Rio
Grande do Sul, Escola de Engenharia, Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Civil, Porto Alegre, BR- RS, 2022.

1. Energia eólica. 2. Otimização metaheurística. 3.
Aerogeradores. 4. Posicionamento espacial. 5. Modelo de esteira.
6. Diferença de altura entre turbinas. I. Gomes, Herbert Martins,
orient. II. Título.

MATHEUS BESERRA CAVALCANTI

**MAXIMIZAÇÃO DA EFICIÊNCIA DE PARQUES EÓLICOS POR
OTIMIZAÇÃO DO POSICIONAMENTO ESPACIAL DOS
AEROGERADORES**

Esta dissertação de mestrado foi julgada adequada para a obtenção do título de MESTRE EM ENGENHARIA, Estruturas, e aprovada em sua forma final pelo professor orientador e pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Porto Alegre, 6 de março de 2023

Prof. Herbert Martins Gomes
Dr., Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil
Orientador

Prof. Dr. Lucas Festugato
Coordenador do PPGEC/UFRGS

BANCA EXAMINADORA

Prof. Felipe Schaedler de Almeida (UFRGS)
Dr. em Engenharia Civil pela UFRGS

Prof. Moacir Kripka (UPF)
Dr. em Engenharia Civil pela USP

Prof. Alexandre Luis Braun (UFRGS)
Dr. em Engenharia Civil pela UFRGS

Dedico esse trabalho à minha filha, Olívia Silva Cavalcanti, a qual ansiosamente esperamos durante a elaboração do mesmo.

AGRADECIMENTOS

A Deus por todas as bênçãos em minha vida.

Aos meus pais, Joseane de Melo Beserra Cavalcanti e Ronaldo Medeiros Cavalcanti, pelo incentivo e apoio.

À minha esposa, Jéssica Lane Silva Cavalcanti, que sempre me incentivou em todos os momentos e esteve ao meu lado me apoiando desde o início do curso.

Ao professor Herbert Martins Gomes, pelo suporte e orientação, tornando esse trabalho possível de ser realizado.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal do Rio Grande do sul, a todos os professores e às pessoas com quem convivi ao longo do curso.

E a todos que direta ou indiretamente contribuíram para a realização desta etapa da minha vida.

“Ama-se mais o que se conquista com esforço”.

Benjamin Disraeli

RESUMO

A otimização de um processo pode ser compreendida como sendo a busca por maximizar ou minimizar uma função objetivo sujeita a um conjunto de restrições e que descreve o problema analisado. Com o avanço da tecnologia, processos de otimização têm sido cada vez mais aplicados em diversas áreas, como, por exemplo, a de energias renováveis. Dentre estas, a energia eólica tem aumentado a sua participação na matriz energética de diversos países, consolidando-se como uma fonte alternativa de energia sustentável, obtida convencionalmente a partir de parques eólicos. Na construção de empreendimentos deste tipo, deve-se atentar para que a disposição dos aerogeradores seja tal que as turbinas não tenham sua produção reduzida em função das esteiras aerodinâmicas geradas no processo de extração da energia cinética do vento pelos demais aerogeradores do parque. A esse efeito dá-se o nome de efeito esteira, o qual deve ser fortemente evitado em função do seu grande impacto sobre a produção total de energia. Neste contexto, o presente trabalho tem como objetivo otimizar o *layout* de parques eólicos, visando maximizar a eficiência energética através da aplicação de abordagens metaheurísticas. Na análise da influência do efeito esteira sobre a eficiência do aerogerador, é considerado uma modelagem que emprega uma abordagem amplamente aplicada e reportada na literatura, para a qual propõe-se um melhoramento da formulação para consideração de diferença de altura entre os aerogeradores. Além disso, são relacionados fatores como condições do vento através da rosa dos ventos local, bem como características físicas e de operação dos aerogeradores, além de características do solo como a rugosidade do terreno. Na análise, são avaliados 2 casos amplamente discutidos na literatura, além do caso de um parque eólico hipotético com condições de relevo distintas, localizado no estado do Rio Grande do Sul, Brasil. Os resultados obtidos para os casos reportados na literatura evidenciam a obtenção de resultados melhores do que aqueles obtidos por outras metodologias, fazendo a validação da aplicabilidade da abordagem metaheurística na análise desse tipo de problema. Por sua vez, na análise do parque eólico hipotético, o algoritmo obtém valores de eficiência acima dos 97% em todos os casos, evidenciando a capacidade do algoritmo em explorar as condições do terreno para dispor os aerogeradores de forma otimizada.

Palavras-Chave: energia eólica, otimização metaheurística, aerogeradores, posicionamento espacial, modelo de esteira, microposicionamento.

CAVALCANTI, M. B. Maximização da Eficiência de Parques Eólicos por Otimização do Posicionamento Espacial dos Aerogeradores. 2023. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, UFRGS, Porto Alegre.

ABSTRACT

The optimization of a process can be understood as the search to maximize or minimize an objective function subject to a set of constraints and that describes the problem under analysis. With the advance of technology, optimization processes have been increasingly applied in several areas, such as, for example, renewable energy. Among these, wind energy has increased its participation in the energy matrix of several countries, consolidating itself as an alternative source of sustainable energy, conventionally obtained from wind farms. In the construction of enterprises of this type, it is important to ensure that the arrangement of the wind turbines is such that the turbines do not have their production reduced due to the aerodynamic wakes generated in the process of extracting kinetic energy from the wind by the other wind turbines in the park. This effect is called the wake effect, which should be strongly avoided because of its great impact on total energy production. In this context, the present work aims to optimize the layout of wind farms, focusing in the maximization of energy efficiency through the application of metaheuristic approaches. In the analysis of the influence of the wake effect on wind farm efficiency, a modeling is considered that employs an approach widely applied and reported in the literature, for which an improvement of the formulation is proposed to consider height differences between the wind turbines. In addition, factors such as wind conditions are related through the local wind rose, as well as physical and operating characteristics of the wind turbines, and soil characteristics such as terrain roughness. In the analysis, 2 cases widely discussed in the literature are evaluated, as well as the case of a hypothetical wind farm with distinct topography conditions, located in the state of Rio Grande do Sul, Brazil. The results obtained for the cases reported in the literature show better results than those obtained by other methodologies, validating the applicability of the metaheuristic approach in the analysis of this type of problem. In turn, in the analysis of the hypothetical wind farm, the algorithm obtains efficiency values above 97% in all cases, demonstrating the ability of the algorithm to explore the terrain conditions in order to place the wind turbines in an optimized manner.

Keywords: wind energy, metaheuristic optimization, wind turbines, spatial positioning, wake model, turbine height difference, micrositing.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA.....	3
1.2	OBJETIVOS.....	4
1.3	METODOLOGIA.....	4
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	5
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	7
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	16
3.1	O VENTO.....	16
3.1.1	Lei de variação da velocidade com a altura.....	17
3.1.2	Representação do perfil de ventos.....	17
3.1.3	Distribuição de Weibull.....	19
3.2	AEROGERADORES.....	19
3.2.1	Princípios de operação.....	19
3.2.2	Tipos, modelos e componentes principais.....	21
3.2.3	Modelagem de Potência gerada pela Turbina.....	23
3.2.4	Parques eólicos.....	24
3.3	OTIMIZAÇÃO.....	37
3.3.1	Algoritmos de otimização.....	39
3.3.2	Otimização por Enxame de Partículas (<i>Swarm Intelligence</i>).....	40

3.3.3	Métodos de Penalização para tratamento das restrições	47
4	EXPERIMENTOS NUMÉRICOS	49
4.1	VALIDAÇÃO COM O CASO IDEAL (MOSETTI <i>ET AL.</i> , 1994).....	49
4.2	VALIDAÇÃO COM O CASO <i>HORNS REV 1</i>	51
4.3	ESTUDO DE OTIMIZAÇÃO DO POSICIONAMENTO ESPACIAL EM CASO HIPOTÉTICO NO RS	53
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	56
5.1	PSO E QPSO NA AVALIAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CASO IDEAL	56
5.2	PSO E QPSO NA AVALIAÇÃO DO PARQUE EÓLICO <i>HORNS REV</i>	59
5.2.1	Avaliação do parque eólico <i>Horns Rev 1</i> com deslocamento livre .	60
5.2.2	Avaliação do parque eólico <i>Horns Rev 1</i> com deslocamento restrito .	62
5.3	QPSO NA AVALIAÇÃO DO PARQUE EÓLICO HIPOTÉTICO.....	66
5.3.1	Avaliação do parque eólico hipotético para condição de terreno plano	66
5.3.2	Avaliação do parque eólico hipotético para condição de terreno com relevo suave	69
5.3.3	Avaliação do parque eólico hipotético para condição de terreno íngreme	71
6	CONCLUSÕES	
	REFERÊNCIAS	79

APÊNDICE 86

ANEXO 96

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Parque eólico <i>offshore</i> de <i>Horns Rev</i> , na Dinamarca. Fonte: Valencia Plaza (2014).	2
Figura 2: Rosa dos ventos da região da Baía de Guanabara, RJ. Fonte: Adaptado de JUNIOR <i>et al.</i> (2017).	18
Figura 3: Mecanismo de conversão da energia cinética do vento em energia elétrica. Fonte: Adaptado de PINTO (2013).	20
Figura 4: Turbinas com eixo horizontal (a e b) e vertical (c). Fonte: Adaptado de PINTO (2013).	21
Figura 5: Incidência do vento em turbinas <i>upwind</i> e <i>downwind</i> . Fonte: Adaptado de Pinto (2013).	22
Figura 6: Curva de potência de uma turbina eólica. Fonte: Adaptado de Pinto (2013).	24
Figura 7: Representação esquemática do modelo de esteira de JENSEN <i>et al.</i> (1986). Fonte: Adaptado de Jensen <i>et al.</i> (1986).	26
Figura 8: Variação da velocidade de escoamento dentro da esteira aerodinâmica.	27
Figura 9: Coordenadas das posições dos aerogeradores no sistema original e no sistema rotacionado na direção do vento.	29
Figura 10: Área do rotor da turbina <i>j</i> afetada pela esteira da turbina <i>i</i> . Fonte: Adaptado de FENG e SHEN (2015).	30
Figura 11: Vista (a) superior e (b) lateral de dois aerogeradores com alturas diferentes e com sobreposição completa das esteiras.	31
Figura 12: Definição da distância espacial f_{ij} entre os centros dos aerogeradores <i>i</i> e <i>j</i> em vista frontal no plano transversal ao escoamento.	32
Figura 13: (a) Vista frontal de dois aerogeradores com diferentes alturas e sem sobreposição, (b) com sobreposição total e (c) com sobreposição parcial.	33
Figura 14: Esquema de modificação do ponto de busca de uma partícula feito pelo PSO. Fonte: Adaptado de COELHO (2007).	42
Figura 15: Pseudocódigo do algoritmo QPSO. Fonte: Adaptado de SUN <i>et al.</i> (2012).	46
Figura 16: Rosa dos ventos para exemplo do Caso Ideal para o caso de velocidade e intensidade constantes.	
Figura 17: Curva de potência do aerogerador. Fonte: Adaptado de MOSETTI <i>et al.</i> (1994).	51
Figura 18: Rosa dos ventos para distribuição de velocidades e probabilidade de incidência de vento para cada direção do parque eólico <i>Horns Rev 1</i> .	52

Figura 19: Layout original de <i>Horns Rev 1</i> e curva de Potência e de coeficiente de empuxo (<i>Thrust</i>) do aerogerador Vestas V80. Fonte: FENG e SHEN (2015).	53
Figura 20: Rosa dos ventos considerada na análise do parque eólico hipotético.	54
Figura 21: Convergência dos valores de eficiência energética dos algoritmos PSO e QPSO na análise da variação do caso ideal.	58
Figura 22: Comparativo de <i>layouts</i> otimizados obtidos por diferentes métodos para variação do Caso Ideal	59
Figura 23: Convergência dos valores de potência total gerada e eficiência energética dos algoritmos PSO e QPSO na análise do parque eólico <i>Horns Rev 1</i> com deslocamento livre. .	61
Figura 24 Comparativo de <i>layouts</i> otimizados obtidos por diferentes métodos para análise do parque eólico <i>Horns Rev 1</i> com deslocamento livre.	62
Figura 25: Convergência dos valores de potência total gerada e eficiência energética dos algoritmos PSO e QPSO na análise do parque eólico <i>Horns Rev 1</i> com deslocamento restrito.	64
Figura 26: Comparativo de <i>layouts</i> otimizados obtidos por diferentes métodos para análise do parque eólico <i>Horns Rev 1</i> com deslocamento restrito.	65
Figura 27: <i>Layout</i> otimizado obtido na análise do parque eólico hipotético na condição de terreno plano.	67
Figura 28: <i>Layouts</i> otimizados obtido ao longo das rodadas independentes na análise do parque eólico hipotético na condição de terreno plano.	68
Figura 29: Modelo de terreno utilizado na análise do parque eólico hipotético na condição de terreno com inclinação suave.	69
Figura 30: <i>Layout</i> otimizado obtido na análise do parque eólico hipotético na condição de terreno com inclinação suave.	70
Figura 31: Perspectiva espacial do <i>layout</i> otimizado obtido na análise do parque eólico hipotético na condição de terreno com inclinação suave.	71
Figura 32: Modelo de terreno utilizado na análise do parque eólico hipotético na condição de terreno íngreme.....	72
Figura 33: Evolução do valor da potência ao longo das iterações na análise do parque eólico hipotético na condição de terreno íngreme.	73
Figura 34: <i>Layout</i> otimizado obtido na análise do parque eólico hipotético na condição de terreno íngreme.	74

Figura 35: Perspectiva espacial do <i>layout</i> otimizado obtido na análise do parque eólico hipotético na condição de terreno íngreme.....	74
Figura 36: Convergência dos valores de potência total gerada e eficiência energética do algoritmo QPSO nas análises do parque eólico hipotético.....	75
Figura A.1: Distribuição de Weibull para velocidades do vento gerado e direção 0° no caso <i>Horns Rev 1</i>	88
Figura A.2: Velocidades de Vento gerado para correspondente direção do caso <i>Horns Rev 1</i>	88
Figura A.3: Distribuição de Weibull para velocidades do vento gerado e direção 0° no caso do parque eólico hipotético.....	89
Figura A.4: Velocidades de Vento gerado para correspondente direção do caso parque eólico hipotético.	89
Figura A.5: Distribuições de Weibull para cada direção de incidência do vento consideradas na análise do parque eólico <i>Horns Rev 1</i> . Fonte: GIACOMOLLI (2018).	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Classificação da rugosidade da superfície de alguns tipos de terreno.	27
Tabela 2: Valores de potência e eficiência encontrados por diferentes metodologias com cálculo da respectiva diferença relativa de eficiência comparados a GRADY <i>et al.</i> (2005). ..	57
Tabela 3: Valores de potência e eficiência encontrados por diferentes metodologias com cálculo da respectiva diferença relativa de eficiência comparados aos valores originais do parque eólico <i>Horns Rev 1</i> na análise com hipótese de deslocamento livre.	60
Tabela 4: Valores de potência e eficiência encontrados por diferentes metodologias com cálculo da respectiva diferença relativa de eficiência comparados aos valores originais do parque eólico <i>Horns Rev 1</i> na análise com hipótese de deslocamento restrito.	63
Tabela 5: Valores de potência e eficiência encontrados pelo algoritmo QPSO na análise do parque eólico hipotético na condição de terreno plano.	66
Tabela 6: Valores de potência e eficiência encontrados pelo algoritmo QPSO na análise do parque eólico hipotético na condição de terreno com inclinação suave.	70
Tabela 7: Valores de potência e eficiência encontrados pelo algoritmo QPSO na análise do parque eólico hipotético na condição de terreno íngreme.	72
Tabela A.1: Parâmetros comuns aos algoritmos em todas as análises.	86
Tabela A.2: Parâmetros utilizados no PSO para avaliação do Caso Ideal.	86
Tabela A.3: Parâmetros utilizados no PSO para avaliação do <i>Horns Rev 1</i>	86
Tabela A.4: Parâmetros utilizados no QPSO para avaliação do Caso Ideal.	87
Tabela A.5: Parâmetros utilizados no QPSO para avaliação do <i>Horns Rev 1</i>	87
Tabela A.6: Parâmetros utilizados no QPSO para avaliação do parque eólico hipotético.	87
Tabela A.7: Coordenadas dos aerogeradores obtidas na análise do Caso Ideal.	90
Tabela A.8: Coordenadas dos aerogeradores obtidas na análise do parque <i>Horns Rev 1</i> para o caso com deslocamento livre.	91
Tabela A.9: Coordenadas dos aerogeradores obtidas na análise do parque <i>Horns Rev 1</i> para o caso com deslocamento restrito.	93
Tabela A.10: Coordenadas dos aerogeradores obtidas na análise do parque eólico hipotético.	95
Tabela A.11: Parâmetros anemométricos da Distribuição de Weibull para <i>Horns Rev 1</i> Fonte: FENG e SHEN (2015).	96

Tabela A.12: Fator de forma e fator de escala da Distribuição de Weibull para o caso do parque eólico hipotético.....	97
Tabela A.13: Frequência de ocorrência para cada uma das direções consideradas na Distribuição de Weibull para o caso do parque eólico hipotético.	97

LISTA DE ABREVIATURAS

ABEEÓLICA	Associação Brasileira de Energia Eólica
ACO	<i>Ant Colony Algorithm</i>
ACOR	<i>Real-code ant colony optimization</i>
CMA-ES	<i>Covariance matrix adaptation evolution strategy</i>
CPSO	<i>Cross Particle Swarm Optimization</i>
DE	<i>Differential Evolution</i>
DPS	<i>Definite Point Selection</i>
MATLAB	<i>Matrix Laboratory</i>
MCDA	<i>Multi-Criteria Decision Analysis</i>
MFO	<i>Moth-flame optimization</i>
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
QPSO	<i>Quantum Particle Swarm Optimization</i>

LISTA DE SIGLAS E SÍMBOLOS

Letras maiúsculas

$[P]$	Vetor das variáveis de projeto que correspondem à melhor experiência	[m]
$[X^*]$	Vetor que contém a solução ótima global	[m]
$[X]$	Vetor de coordenadas x das partículas	[m]
$[X_{proj}]$	Vetor que contém as variáveis de projeto	[m]
$[X_{wt}]$	Vetor de coordenadas x da posição dos aerogeradores	[m]
$[Y]$	Vetor de coordenadas y das partículas	[m]
$[Y_{wt}]$	Vetor de coordenadas y da posição dos aerogeradores	[m]
A	Fator de forma da distribuição de Weibull	[m/s]
A_{ij}	Área da turbina afetada pelo efeito de esteira aerodinâmica	[m ²]
A_r	Área do rotor do aerogerador	[m ²]
A_{sec}	Área da seção plana transversal do rotor da turbina	[m ²]
C	Custo anual de implantação do parque	[\$]
C_p	Coefficiente de potência	[-]
C_t	Coefficiente de empuxo (<i>Thrust</i>) da turbina	[-]
D	Diâmetro do rotor da turbina	[m]
D_w	Diâmetro da esteira a uma distância x da turbina	[m]
F_{wk}	Frequência de ocorrência do vento para uma direção específica	[%]
G	Média das melhores experiências de todas as partículas	[-]
H	Altura do rotor do aerogerador	[m]
H_{ref}	Altura de referência na qual a velocidade do vento foi mensurada	[m]
L	“Imaginação” ou “criatividade” da partícula	[-]
K	Fator de penalização	[-]
M_{ijk}	Fator influência do efeito de esteira da turbina i na turbina j	[-]
N	Número de partículas da população (enxame)	[-]
N_{wd}	Número de setores da direção do vento	[-]
N_{ws}	Número de divisões da velocidade do vento	[-]
N_{wt}	Número de aerogeradores	[-]
P_{disp}	Potência disponível no vento	[W]
P_{ext}	Potência extraída do vento	[W]

P_{ideal}	Potência ideal produzida pelo parque eólico	[W]
P_{tot}	Potência total produzida pelo parque eólico	[W]
R_{ij}	Raio de incidência do efeito esteira	[m]
R_r	Raio do rotor do aerogerador	[m]
V	Velocidade do vento na altura de medição	[m/s]
V_0	Velocidade do vento na altura do rotor do aerogerador	[m/s]
V_{par}	Velocidade de partida	[m/s]
V_{cor}	Velocidade de corte	[m/s]
V_{est}	Velocidade do vento na esteira da turbina eólica	[m/s]
V_{ij}	Velocidade do vento incidente no aerogerador j	[m/s]
V_j	Velocidade do vento atrás da turbina i na posição da turbina j	[m/s]
V_{nom}	Velocidade nominal do vento	[m/s]

Letras minúsculas

$[p_i]$	Vetor do histórico das melhores posições da partícula	[m]
$[a_i]$	Vetor aceleração da i -ésima partícula	[-]
$[v_i]$	Vetor velocidade da i -ésima partícula	[-]
$[x_i]$	Vetor posição da i -ésima partícula	[m]
(x, y)	Sistema de coordenadas planas	[m]
(x', y')	Sistema de coordenadas planas rotacionado	[m]
c	Fator de escala da distribuição de Weibull	[-]
c_1	Componente cognitiva	[-]
c_2	Componente social	[-]
c_{ij}	Distância axial entre aerogeradores na direção do vento	[m]
d_{ij}	Distância lateral entre aerogeradores na direção do vento	[m]
e_{ij}	Diferença de altura entre aerogeradores	[m]
f	Frequência de ocorrência da velocidade do vento	[-]
f_{ij}	Distância espacial entre os centros dos aerogeradores	[m]
h	Altura do aerogerador	[m]
i	i -ésimo aerogerador	[-]
j	j -ésimo aerogerador	[-]
k	Coeficiente de aumento de esteira	[-]

$mbest$	Média da melhor posição de cada partícula do enxame	[-]
p	Variável randômica	[-]
t	Índice da iteração	[-]
t_{max}	Número máximo de iterações	[-]
v	Velocidade da coluna de ar	[m/s]
v_x	Velocidade da partícula na direção x	[-]
v_y	Velocidade da partícula na direção y	[-]
w	Fator peso inercial	[-]
z_0	Comprimento característico de rugosidade do solo	[m]

Letras gregas minúsculas

α	Coefficiente de expansão e contração	[-]
α_{final}	Valor inicial do coeficiente de expansão e contração	[-]
$\alpha_{inicial}$	Valor final do coeficiente de expansão e contração	[-]
η	Eficiência do parque eólico	[-]
ρ	Massa específica do ar	[kg/m ³]
θ	Ângulo de incidência do vento	[°]

1 INTRODUÇÃO

O crescimento industrial de qualquer país depende de um balanço entre a produção de energia e o seu consumo. Por sua vez, a produção de energia depende da disponibilidade de recursos, sejam eles oriundos de fontes renováveis ou não. No contexto global, as fontes de energia não renováveis estão constantemente diminuindo, onde a sua escassez é mais fortemente sentida em países menos desenvolvidos. Além disso, a produção de energia a partir de fontes não renováveis causa danos ao meio ambiente. Portanto, a energia produzida a partir de fontes renováveis não só ajuda a diminuir o consumo de combustíveis fósseis, como também reduz a produção de gases de efeito estufa (SHOAIB *et al.*, 2019).

Neste contexto, a energia eólica tem se consolidado cada vez mais como uma alternativa de baixo custo e livre de emissão de poluentes, sendo responsável por uma parcela bastante significativa da energia total produzida em alguns países. Na Europa, a agência WindEurope (2022) destaca que essa parcela já corresponde a 16%; no Brasil, a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓLICA, 2021) destaca que, desde 2018, a energia eólica já é a segunda maior fonte de geração de energia elétrica, atendendo cerca de 20% do país.

No Rio Grande do Sul, há uma capacidade instalável em solo firme (*onshore*) estimada em 103 GW a 100 m de altura, considerando-se locais com velocidades médias do vento acima de 7,0 m/s, o que corresponderia a uma produção anual de 382 TWh. Semelhantemente, estima-se que o potencial instalável sobre a água (*offshore*) é de cerca de 80 GW, o que corresponderia a uma produção anual de 305 TWh. A título de comparação, cabe destacar que em 2020, a capacidade instalada no Brasil era de 17,75 GW, sendo gerados 57 TWh ao longo do ano em questão (SCHUBERT, 2014; ABEEÓLICA, 2020).

Para a produção da energia eólica são utilizados os chamados aerogeradores, que captam a energia cinética do vento transformando-a posteriormente em energia cinética das pás do aerogerador, que por sua vez acionam o gerador, convertendo a energia cinética em energia elétrica. Usualmente, os aerogeradores são instalados em grupo, formando assim os denominados parques eólicos. No entanto, esse tipo de configuração faz com que não seja possível aproveitar todo o vento disponível na área de instalação do parque devido a formação do efeito de esteira. Caso um aerogerador seja instalado em uma área onde ocorre a formação

de esteira devido a presença de outro aerogerador, este irá gerar menos energia do que aqueles que interagem diretamente com o vento. Consequentemente, pode-se dizer que o aerogerador terá sua eficiência reduzida, esta que pode ser definida pela razão entre a produção energética da turbina e a produção energética caso não houvesse interferência da esteira de nenhum outro aerogerador. Sendo assim, o esquema de disposição dos aerogeradores no parque eólico é um aspecto extremamente relevante, tendo em vista a sua relação direta com os aspectos econômicos, de segurança e de confiabilidade do sistema como um todo (ITUARTE-VILLAREAL E ESPIRITU, 2011).

Na Figura 1, é apresentada a disposição dos aerogeradores no parque eólico *offshore Horns Rev* e as respectivas esteiras aerodinâmicas produzidas por cada um deles.



Figura 1: Parque eólico *offshore* de *Horns Rev*, na Dinamarca.

Fonte: Valencia Plaza (2014).

O chamado *micrositing* é o processo através do qual a localização específica das turbinas eólicas é determinada dentro de um parque eólico. Cada posição deve cumprir vários requisitos em relação ao recurso eólico existente, distâncias de outras turbinas eólicas, vizinhança com outros empreendimentos, topografia do terreno, etc. Ainda na fase inicial de projeto, o objetivo é que o parque eólico atenda aos requisitos de produtividade (a instalação deve maximizar a produção anual de energia), de durabilidade e de viabilidade técnica, no contexto de que se obtenha um projeto exequível. Portanto, a disposição das turbinas eólicas na área é essencial e deve ser otimizada para maximizar a produção de energia e garantir o cumprimento dos parâmetros de projeto do aerogerador. Neste sentido a disponibilidade de uma ferramenta que permita ao projetista estimar esta produção de forma rápida e sem muito custo é de grande importância

para a tomada de decisões, podendo-se posteriormente realizar análises mais acuradas e precisas.

1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

Conforme supramencionado, a disposição e quantidade de aerogeradores a serem alocados na área do parque eólico devem ser definidas de forma a maximizar a energia gerada. Entretanto, além da consideração de dados de rosas do vento, questões econômicas e geográficas, o projeto deve levar em consideração outras informações também importantes, tais como altura do aerogerador, rugosidade do terreno e dados estatísticos relacionados a direção e intensidade do vento anual. Além disso, deve-se levar em consideração eventuais interações entre as esteiras dos aerogeradores.

Dessa forma, o processo de otimização da posição espacial dos aerogeradores se torna uma tarefa complexa. Portanto, é cabível que se utilize uma ferramenta computacional para auxiliar o projetista quanto a essas definições. No mercado, existem diversos *softwares* comerciais de licença fechada que incorporam e empregam ferramentas de otimização da locação desses aerogeradores – tais como o *OpenWind* (OPENWIND, 2018), *Digital Wind Farm* (GE, 2015), *Wind Farmer* (WINDFARMER, 2010), *WAsP* (MORTENSEN *et al.*, 2007) e *TopFarm* (RÉTHORÉ *et al.*, 2011).

Uma outra via de otimização deste tipo de problema, reportada em diferentes obras da literatura, têm obtido resultados melhores em termos de rendimento e proximidade com os dados experimentais de geração de energia utilizando diversos algoritmos, tendo em vista que estes utilizam modelos bem mais robustos de esteiras e modelagem do efeito delas sobre os aerogeradores.

Neste contexto, o presente trabalho foi motivado pela possibilidade de realizar o estudo da otimização do projeto de parques eólicos através do algoritmo desenvolvido que aplica a abordagem metaheurística utilizando os métodos PSO (*Particle Swarm Optimization*) e QPSO (*Quantum Particle Swarm Optimization*). Ainda que essa abordagem já tenha sido aplicada em outras análises da literatura, no presente estudo tem-se o diferencial da consideração da diferença de altura entre os aerogeradores, além de diversas outras variáveis já listadas

anteriormente. Dessa forma, se consolida uma proposta de abordagem que visa se tornar uma alternativa aos *softwares* comerciais tradicionais.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo do trabalho consiste em estudar a aplicabilidade de diferentes metodologias na otimização da disposição de aerogeradores em parques eólicos visando maximizar a eficiência energética do empreendimento e, portanto, a potência elétrica produzida. Objetivo específico

- Desenvolver de códigos-fontes para modelagem e avaliação dos parques eólicos que permitam dispor os aerogeradores de forma otimizada utilizando os métodos PSO (COELHO, 2007) e QPSO (SUN *et al.*, 2004; SUN *et al.*, 2005);
- Analisar a interação entre aerogeradores para diversas direções e intensidades do vento, levando-se em conta também a altura do rotor, rugosidade do terreno e a sobreposição de esteiras aerodinâmicas à sotavento;
- Validar a metodologia aplicada na análise da influência das esteiras aerodinâmicas sobre os aerogeradores, desenvolvidas a partir de um modelo específico, para o qual foi proposto um melhoramento para levar em consideração diferentes alturas de aerogeradores;
- Validação dos códigos-fontes desenvolvidos com exemplos amplamente discutidos na literatura, bem como através da análise de um parque eólico hipotético localizado em uma região do estado do Rio Grande do Sul.

1.3 METODOLOGIA

Na execução dos algoritmos desenvolvidos, para cada um dos casos analisados, foi considerado um número específico de aerogeradores

A imposição de restrições quanto à distância mínima entre eles, bem como os efeitos de interação das esteiras de turbulência produzidas por cada um deles sobre os aerogeradores subsequentes foram consideradas em todas as análises.

A partir da rosa dos ventos do local de instalação dos empreendimentos, foram considerados também dados de orientação do vento e suas respectivas densidades de probabilidade.

Visando otimizar a função objetivo sem que sejam necessárias avaliações de gradientes, foi proposto um algoritmo metaheurístico implementado no *software* MATLAB (2000).

A partir dos códigos desenvolvidos em MATLAB (2000), será analisada a viabilidade de aplicação dos métodos PSO e QPSO (na otimização da disposição espacial dos aerogeradores em parques eólicos).

As rotinas programadas têm como principal variável as posições dos aerogeradores no parque eólico, onde, a cada iteração, o algoritmo de avaliação da eficiência do parque eólico recebe como parâmetro de entrada as posições propostas pelo algoritmo de otimização empregado.

Além da avaliação da eficiência, o algoritmo verifica o atendimento das restrições relacionadas ao espaçamento mínimo entre os aerogeradores.

Através de exemplos com características relatadas na literatura, é feita a avaliação de eficiência das metodologias empregadas no presente trabalho traçando um comparativo entre os resultados obtidos em termos de eficiência energética com aqueles obtidos para os mesmos exemplos através do uso de outras metodologias.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

No Capítulo 1, após breve introdução do tema, são apresentados a motivação e justificativa, objetivos, metodologia e organização do trabalho.

A revisão bibliográfica sobre otimização do posicionamento espacial de parques eólicos é apresentada no Capítulo 2.

A fundamentação teórica sobre as principais características do vento empregadas na avaliação de parques eólicos, bem como características dos aerogeradores e os princípios da otimização empregados nas metodologias PSO e QPSO são discutidas no Capítulo 3.

No Capítulo 4, são apresentadas as características dos exemplos da literatura empregados: o Caso Ideal e o parque eólico *Horns Rev*. Além disso, é feita também a descrição de um parque eólico hipotético localizado no estado do Rio Grande do Sul, que também é objeto de estudo do trabalho em questão.

O Capítulo 5 apresenta os resultados obtidos e discussões sobre a análise de cada um dos casos apresentados.

As conclusões são apresentadas no Capítulo 6.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Conforme destacado por MOSETTI *et al.* (1994), o tema de otimização de parques eólicos é bastante amplo, tendo em vista que a busca por extrair o máximo de energia com o mínimo custo de instalação depende de parâmetros complexos como a variação do vento em direção e intensidade, bem como a influência entre turbinas eólicas. Embora seja amplo, este tema é relativamente recente na literatura. Para melhor compreensão das diferentes metodologias e abordagens empregadas na análise desse tema, se optou por apresentar os trabalhos descritos a seguir em ordem cronológica.

Em seu trabalho, MOSETTI *et al.* (1994) propuseram uma abordagem utilizando a metodologia RISO (JENSEN *et al.*, 1986; FRANDSEN, 1992) na modelagem do parque eólico, aprimorando o custo envolvido e a energia total gerada, enquanto o processo de otimização é baseado em um algoritmo genético. Em cada uma das análises, se considerou diferentes tamanhos de população como parâmetro de entrada do algoritmo, bem como três possíveis direções de incidência do vento: caso a), vento a 12 m/s oriundo da direção norte; caso b), vento a 12 m/s uniformemente distribuído em 36 direções de incidência e caso c), vento com velocidade de 8, 12 e 17 m/s uniformemente distribuído em 36 direções de incidência). Esses casos também são analisados em diversos outros trabalhos da literatura (GRADY *et al.*, 2005; MARMIDIS *et al.*, 2008; ITUARTE-VILLAREAL e ESPIRITU, 2011; FENG e SHEN, 2013; FENG e SHEN, 2015; MIRHASSANI e YARAHMADI, 2017).

Ainda no contexto da análise feita por MOSETTI *et al.* (1994), na modelagem o do efeito esteira foi utilizado o modelo proposto por JENSEN *et al.* (1986), considerando a superposição entre as esteiras, onde assume-se que a quantidade de energia é conservada no desenvolvimento do escoamento na esteira. Embora existam análises mais aprofundadas que façam a modelagem computacional do efeito de esteira (SCHEPERS e VAN DER PIJL, 2007; CRASTO e GRAVDAHL; 2008), bem como outros modelos analíticos (ISHIHARA *et al.*, 2004; FRANDSEN *et al.*, 2006; WERLE, 2008), o modelo de Jensen é o modelo analítico mais empregado, tendo sido aplicado em vários trabalhos (MOSETTI *et al.*, 1994; GRADY *et al.*, 2005; MARMIDIS *et al.*, 2008; CHEN *et al.*, 2013; MIRHASSANI e YARAHMADI, 2017; KUNAKOTE *et al.*, 2021).

Em termos de resultados, é feito o cálculo da eficiência do parque e, para cada um dos casos, é feito um comparativo entre os valores de eficiência e demais parâmetros relacionados a este, obtidos para uma configuração randômica gerada inicialmente, e aqueles obtidos na configuração otimizada. Em todos os casos, observa-se um ganho significativo de eficiência e, embora haja certa perda na energia total gerada, é possível observar também uma diminuição considerável no número de turbinas e, portanto, no custo de implementação do parque.

Apesar dos resultados obtidos por MOSETTI *et al.* (1994) constatarem a eficiência do algoritmo de otimização empregado, GRADY *et al.* (2005) destaca que a configuração ótima obtida não gera um esquema de posicionamento considerado simples, ainda que empiricamente. Sendo assim, GRADY *et al.* (2005) propuseram uma abordagem feita também através de um algoritmo de otimização genético, buscando determinar sua eficácia na determinação de configurações ótimas.

De maneira similar ao que foi feito por MOSETTI *et al.* (1994), GRADY *et al.* (2005) definiram a função objetivo visando minimizar a razão entre o custo total de implantação e a energia total produzida. Nos casos de incidência do vento analisados por GRADY *et al.* (2005), foram definidos 600 indivíduos distribuídos através de 20 subpopulações, que evoluem ao longo de 3000 gerações nas análises dos casos a) e b), sendo alterado no caso c) apenas o número de gerações para 2500.

Uma vez que o número de indivíduos e gerações são maiores do que os valores adotados por MOSETTI *et al.* (1994), há um aumento do custo computacional requerido nas análises feitas por GRADY *et al.* (2005), porém são observados ganhos em termos de resultados. Em todos os casos, foram obtidos valores menores da razão entre custo e energia produzida, estes que definem a função objetivo. Já em termos de energia, no caso a), há um aumento na energia total gerada, sendo este decorrente principalmente do número total de turbinas maior do que o obtido anteriormente. Nos casos b) e c), o número significativamente maior de turbinas aumenta de forma considerável a energia produzida, porém, conseqüentemente, ocasiona um decréscimo em termos de eficiência.

Baseado nos modelos dos estudos de MOSETTI *et al.* (1994) e GRADY *et al.* (2005), MARMIDIS *et al.* (2008) busca resultados mais otimizados e eficientes através da aplicação do método de simulação de Monte Carlo. A função custo foi definida de forma que apenas o

número de turbinas seja considerado no cálculo. Novamente, a função objetivo foi definida visando minimizar a razão entre o custo total de implantação e a energia total produzida

Entretanto, MARMIDIS *et al.* (2008) analisou apenas o caso a) dos estudos de MOSETTI *et al.* (1994) e GRADY *et al.* (2005), para o qual a direção e intensidade do vento eram constantes. Sabendo que a metodologia de Monte Carlo analisa todos os casos possíveis, os resultados foram apresentados em termos dos melhores valores obtidos na análise da metade dos casos possíveis e posteriormente em termos dos valores obtidos na análise de todos os casos. Nas duas situações, os valores obtidos em termos de produção de energia e razão entre custo e energia produzida foram melhores do que aqueles obtidos para o mesmo caso nos estudos de MOSETTI *et al.* (1994) e GRADY *et al.* (2005). Em termos de número de turbinas, apesar de que nem sempre se tenha alcançado o menor valor entre os 3 estudos, os valores obtidos são justificados pela maior produção energética e, ainda que se tenha mais turbinas, a razão entre custo e energia produzida permaneceu menor.

O posicionamento espacial de torres de aerogeradores em um parque eólico também foi investigado por WAN *et al.* (2010) utilizando um algoritmo metaheurístico PSO (*Particle Swarm Optimization*). Em seu trabalho é maximizada a potência produzida mantendo fixo o número de aerogeradores disponíveis e garantindo-se a mínima distância entre os mesmos através de uma formulação com função de penalização. Os exemplos clássicos de estudo de GRADY *et al.* (2005) para alocação das torres em parques eólicos são usados para comparação e é reportado que o PSO se mostrou mais adequado que o algoritmo genético clássico codificado de forma binária, muito empregado para resolver este mesmo problema.

ITUARTE-VILLAREAL e ESPIRITU (2011) também analisaram apenas o caso dos estudos de MOSETTI *et al.* (1994) e GRADY *et al.* (2005) onde a direção e intensidade do vento eram constantes. A proposta destes autores consiste em encontrar a alocação ideal e quantidade adequada de aerogeradores com propriedades similares às consideradas no estudo de MOSETTI *et al.* (1994), com o parque eólico de dimensões também similares, através de um algoritmo viral. Os resultados são apresentados traçando-se um comparativo com aqueles obtidos por MOSETTI *et al.* (1994). Em termos de números de torres, ITUARTE-VILLAREAL e ESPIRITU (2011) obtiveram um maior número de aerogeradores instalados, decorrendo disso uma maior potência gerada, porém também um maior custo de instalação. Entretanto, observa-se que o resultado obtido apresentou uma maior eficiência e menor valor da função objetivo.

Dessa forma, os autores destacam que, para esse caso específico, uma melhor solução foi encontrada.

Em SAAVEDRA-MORENO *et al.* (2011), a otimização do posicionamento dos aerogeradores em parques eólicos é feita através de um novo algoritmo evolutivo proposto pelos autores, o qual recebe como parâmetro de entrada uma solução inicial obtida através da utilização de um algoritmo heurístico. Diferentemente dos exemplos clássicos de MOSETTI *et al.* (1994) e GRADY *et al.* (2005), a função objetivo é alterada de forma a levar em consideração, além do número de turbinas, os custos de instalação e o custo de conexão entre aerogeradores através da construção de rotas internas, buscando maximizar os benefícios econômicos da instalação do parque.

Além da inclusão de diferentes custos na função objetivo, SAAVEDRA-MORENO *et al.* (2011) também incluíram um novo modelo de parque eólico, onde é possível analisar características como o relevo do terreno, buscando tornar o problema mais realista do que aqueles considerados em análises anteriores. Para cada uma das simulações executadas, foi feito o registro dos valores obtidos utilizando-se apenas o algoritmo heurístico, bem como utilizando apenas o algoritmo evolutivo e, por fim, utilizando a solução inicial obtida através do algoritmo heurístico como parâmetro de inicialização do algoritmo evolutivo. Os resultados mostram que a utilização do algoritmo heurístico para obtenção de uma solução inicial melhora significativamente os valores de função objetivo obtidos pelo algoritmo evolutivo.

EROGLU e SEÇKINE (2012) utilizaram o algoritmo metaheurístico ACO (*Ant Colony Algorithm*), buscando maximizar a energia total produzida. Visando tornar a análise mais realista, os autores admitiram a otimização do posicionamento de aerogeradores como um problema contínuo. As análises foram feitas para três cenários de incidência do vento distintos. Para cada um dos cenários de incidência, são analisados diferentes números de aerogeradores. O algoritmo utilizado pelos autores apresentou bons resultados em termos de eficiência, sendo capaz de reduzir a perda de energia devido ao efeito de esteira mesmo lidando com um número cada vez maior de aerogeradores. Além disso, o algoritmo foi eficiente em evitar máximos locais e em realizar as análises com um tempo de execução razoavelmente pequeno.

Estudo semelhante foi realizado por DEVIBALA e RAJEDRAN (2012), utilizando o PSO como algoritmo de otimização, entretanto limitando o posicionamento dos aerogeradores a

células predefinidas e com distâncias adequadas entre elas. O problema de otimização ficou então reduzido a um problema de análise combinatória das melhores células para posicionar os aerogeradores. Ao final, o *layout* obtido permitiu ao parque a geração de mais energia quando comparado ao *layout* padrão.

XU *et al.* (2013) admite que a otimização do posicionamento dos aerogeradores em terrenos complexos é uma tarefa difícil. Como na maior parte dos trabalhos, modelos de esteira de Jensen, além da distribuição de Weibull juntamente com a rosa dos ventos, são utilizados para a otimização. A influência da dimensão da altura dos aerogeradores e das suas esteiras, além da consideração de áreas do parque irregulares, são tratados no trabalho. Para isto, os autores desenvolvem uma variante do PSO, chamado de CPSO (*Cross Particle Swarm Optimization*), chegando a bons resultados quando comparado aos apresentados na literatura para problemas conhecidos.

FENG e SHEN (2013) se propuseram a resolver os casos clássicos dos estudos de MOSETTI *et al.* (1994) e GRADY *et al.* (2005) através de um algoritmo genético, onde posteriormente estes resultados eram refinados através de um algoritmo de busca aleatória para aprimoramento dos resultados obtidos. Apesar de relativamente simples, o filtro foi eficaz em conseguir alcançar melhorias significativas em termos de custo por produção, energia total gerada e eficiência do parque eólico. Os autores destacam que a boa performance do algoritmo se deve principalmente à qualidade das soluções iniciais utilizadas como parâmetros de entrada.

SAMORANI (2013) destaca que a utilização de algoritmos genéticos, como feito no estudo de FENG e SHEN (2013), usualmente levam à obtenção de valores melhores de potência e eficiência do parque eólico do que se for considerado um posicionamento aleatório dos aerogeradores. SAMORANI (2013) e FENG e SHEN (2013) destacam que a discretização do parque eólico em malhas, conforme feito nos estudos de MOSETTI *et al.* (1994) e GRADY *et al.* (2005), simplifica o campo de busca da posição ótima dos aerogeradores através da discretização do mesmo, porém reduz potencialmente as chances de encontrar soluções melhores.

Em busca de uma alternativa mais eficiente, sobretudo em tempo de execução, WAGNER *et al.* (2013) propuseram um algoritmo de busca local capaz de analisar e propor bons *layouts* para

parques eólicos com centenas de turbinas em um período de tempo relativamente curto. É traçado um comparativo entre os resultados obtidos em seu estudo com aqueles obtidos através da metodologia CMA-ES (WAGNER et al., 2011) e da ferramenta comercial AWS-OpenWind (TRUEPOWER, 2008). Os resultados permitem observar ganhos bastante expressivos em termos de tempo de processamento, além de ser possível alcançar resultados também melhores em termos de qualidade.

Através de uma abordagem de solução do problema de otimização do posicionamento de aerogeradores por meio de um algoritmo genético, CHEN *et al.* (2013) se propuseram a estudar a influência da utilização de diferentes alturas dos rotores dos aerogeradores na energia total gerada pelo parque. Além de um caso teste executado para definição dos parâmetros do algoritmo genético, são analisados casos de estudos com incidências de vento conforme feito por MOSETTI *et al.* (1994) e GRADY *et al.* (2005).

Em todos os casos analisados por CHEN *et al.* (2013), são apresentados os resultados considerando-se uma mesma altura para todos os aerogeradores e também considerando duas alturas diferentes. Para o terceiro caso, consideram-se ainda dois modelos de custo distintos. Por fim, é feita ainda a análise de um parque com características mais realistas. Quando utilizados aerogeradores com alturas de rotor diferentes, os resultados obtidos mostram um ganho em termos de energia total produzida. Além disso, na análise do terceiro caso, os dois diferentes de modelos de custos mostram também que é possível obter melhores valores da razão de custo por energia gerada.

Em seu trabalho, POLATIDIS e IVANELL (2014) ressaltam a necessidade de não só pensar a otimização do posicionamento como um problema de engenharia do ponto de vista econômico, mas também como um problema socioambiental, elevando o problema a uma categoria de análise de decisão multicritério. Eles afirmam que a análise MCDA (*Multi-Criteria Decision Analysis*) deve compor e complementar estes estudos de forma auxiliar, levando em conta restrições de cunho ambiental, de incertezas e sociais, como o gerenciamento de conflitos na instalação destes parques eólicos.

Ainda sobre o tema, SHAKOOR *et al.* (2014) implementaram um algoritmo DPS (*Definite Point Selection*) em conjunto com um algoritmo genético na busca por um posicionamento otimizado. Estipulando um número fixo de aerogeradores, bem como uma parcela de quantidade variável, é traçado um comparativo com o caso clássico de MOSETTI et al. (1994),

para o qual a velocidade e direção de incidência do vento são constantes. Ao comparar os resultados obtidos com outros trabalhos da literatura que também analisaram o mesmo caso, é possível observar que, para um mesmo número de turbinas, há um acréscimo na energia total gerada, bem como uma diminuição do valor da função objetivo e ganhos em termos de eficiência.

Em seu estudo realizado posteriormente, SHAKOOR *et al.* (2015) propuseram um método onde um número fixo de aerogeradores é posicionado de acordo com a direção de incidência do vento, buscando através destes gerar o máximo de energia possível sem necessidade de consideração do efeito de esteira. Outra parcela de aerogeradores é posicionada de forma otimizada através da utilização de um algoritmo genético. Considera-se o caso clássico de MOSETTI *et al.* (1994), para o qual a velocidade e direção de incidência do vento são constantes. Os autores destacam a eficácia do esquema de otimização em duas etapas na obtenção de resultados melhores do que aqueles obtidos em outros estudos para o mesmo caso.

Posteriormente, FENG e SHEN (2015) aperfeiçoaram o algoritmo de busca aleatória utilizado em seu estudo anterior (FENG e SHEN, 2013) através da adição de alguns mecanismos adaptáveis. Buscando economia em termos de tempo de processamento, é feita a avaliação dos *layouts* propostos pelo algoritmo conforme estudo de WAGNER *et al.* (2013). Para um dado número de aerogeradores fixo, são analisados os casos clássicos do estudo de MOSETTI *et al.* (1994) e um caso real, sendo traçado um comparativo entre os resultados obtidos utilizando o algoritmo de busca aleatória, a partir de um espaço de soluções viáveis, definido a partir da utilização de um algoritmo genético, e também a partir de um espaço de soluções aleatório.

Na análise dos casos clássicos, os resultados finais obtidos a partir de uma solução aleatória apresentaram valores similares ou melhores do que aqueles obtidos a partir de bons *layouts* iniciais. Neste contexto, os autores destacam que, para casos onde o número de avaliações do algoritmo é alto, a diferença entre os resultados obtidos com ou sem uma boa solução inicial é irrisória. Já no contexto do parque eólico real analisado, os autores evidenciam a importância de que se analise da maneira adequada as direções do vento e a sua respectiva variabilidade interanual das intensidades, tendo em vista a sua influência sobre o *layout* final obtido, o que explica a grande variabilidade dos resultados entre os diferentes casos de incidência do vento analisados.

Em busca do posicionamento ótimo dos aerogeradores em um espaço de soluções contínuo, YANG *et al.* (2015) utilizaram o PSO em sua forma clássica, incorporando ao algoritmo uma estratégia de mutação para evitar pontos de ótimo locais. Também é utilizado o modelo de esteira de Jensen, porém os dados de vento são agrupados através de uma distribuição de probabilidade nodal, o que, segundo os autores, incrementa a eficiência da otimização em comparação à utilização de todos os dados. Três casos de incidência do vento são analisados, levando em consideração dados reais, para os quais diferentes números de aerogeradores são considerados na análise de diferentes aspectos. Por último, na análise de confiabilidade, dois diferentes tipos de testes são empregados.

Os resultados evidenciam os efeitos benéficos de levar em consideração múltiplas direções do vento, o que gera uma análise mais próxima da realidade e um *layout* mais eficiente. Analisando a influência das dimensões do parque, é constatado que, à medida que o parque cresce, o efeito de esteira tem seu impacto reduzido sobre a energia total produzida. Por outro lado, ao aumentar o número de aerogeradores, esse impacto volta a crescer.

Ainda no estudo de YANG *et al.* (2015), observa-se uma tendência do posicionamento dos aerogeradores em posições perpendiculares à direção predominante do vento. O custo computacional cresce expressivamente quando o número de aerogeradores é aumentado, porém não há diferenças significativas quando aumentado o tamanho da partícula na análise do PSO. Por fim, os diferentes testes empregados constataam a confiabilidade da solução otimizada proposta, consolidando a aplicabilidade da técnica proposta na redução do efeito de esteira e incremento da energia produzida pelo parque eólico.

A análise de um parque eólico com diferentes alturas dos rotores dos aerogeradores também foi feita no estudo de MIRHASSANI e YARAHMADI (2017), onde na otimização do *layout* foi empregado um modelo de otimização quadrático inteiro misto. É feita ainda uma modelagem mais precisa da interação da estrutura considerada com o efeito de esteira causado por outros aerogeradores, considerando também a diferença de altura entre eles. De forma a tornar mais simples a solução do problema, os autores empregaram uma técnica de linearização através da utilização de um método heurístico.

De forma similar ao que foi feito no estudo de CHEN *et al.* (2013), MIRHASSANI e YARAHMADI (2017) analisaram os casos clássicos apresentados no estudo de MOSETTI *et*

al. (1994). Ao considerar aerogeradores de alturas de rotor iguais, os resultados obtidos são tão bons quanto aqueles obtidos em análises anteriores. No entanto, considerando um mesmo número de aerogeradores, porém de alturas de rotor diferentes, sob as mesmas condições de velocidade e direção de incidência do vento, é possível observar uma energia total gerada maior do que aquela obtida nos *layouts* otimizados através da utilização de algoritmos genéticos.

Ainda no contexto da utilização de algoritmos metaheurísticos na otimização do *micrositing* de parques eólicos, KUNAKOTE *et al.* (2021) utilizaram 12 algoritmos diferentes buscando traçar um comparativo entre as performances de solução do problema em termos de convergência e consistência na busca, bem como em termos de valor da função objetivo. São analisados quatro casos, onde em todos foi feita a delimitação de uma malha de possíveis posições sobre a área analisada, bem como foram consideradas diferentes situações de incidência do vento. Os casos analisados também diferem entre si com relação ao número de aerogeradores, sendo este número fixado em algumas das análises e em outras se manteve livre para variar sob a restrição do número máximo de posições possíveis

Nos resultados, além dos layouts das análises onde foram obtidos os melhores valores médios de função objetivo para cada um dos casos analisados, KUNAKOTE *et al.* (2021) apresentam em gráficos a evolução do valor dessa função ao longo das iterações para cada um dos métodos empregados. O método ACOR (*Real-code ant colony optimization*) é definido como o método que apresenta melhores resultados no caso onde o número de aerogeradores é livre para variar, enquanto que, no caso onde o número de aerogeradores é fixo, o MFO (*Moth-flame optimization*) apresenta resultados melhores. Os autores destacam ainda que o PSO e o DE (*Differential Evolution*) apresentam resultados aceitáveis dada a sua rápida evolução nos estágios iniciais das iterações. Entretanto, ambos ficam presos em ótimos locais.

A vasta variabilidade de abordagens existentes na literatura para resolver o problema de otimização do posicionamento aeroespacial dos aerogeradores em parques eólicos evidencia a complexidade do problema, onde nas diferentes análises supramencionadas são relacionados diferentes fatores. Neste contexto, o presente estudo visa aplicar uma abordagem metaheurística na análise desse problema de otimização, levando em consideração, além de outros fatores, a diferença de altura entre os aerogeradores. Cabe destacar o ineditismo desse tipo de abordagem, tendo em vista que não foram encontrados trabalhos similares na literatura que empreguem esse tipo de abordagem, considerando também esse fator.

No capítulo a seguir, após breve introdução dos conceitos de otimização, é apresentada a fundamentação teórica dos métodos PSO e QPSO, aplicado nas análises realizadas no presente estudo.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo, são apresentados os conceitos básicos e fundamentais necessários ao entendimento do problema que será aqui tratado. Inicialmente, são delineados os conceitos sobre o vento, sua modelagem, hipóteses e simplificações adotadas neste trabalho. Posteriormente, são abordados os temas relacionados ao tipo e princípios de funcionamento dos aerogeradores. Por fim, é apresentada uma introdução sobre otimização, seguida pela apresentação dos algoritmos metaheurísticos, destacando o algoritmo QPSO.

3.1 O VENTO

Segundo DUTRA *et al.* (2008) e CASTRO (2009), a origem do vento pode ser definida a partir da radiação solar. Uma vez que a radiação solar incide de maneira mais expressiva sobre as zonas equatoriais do que nas zonas polares, é gerado um aquecimento não uniforme sobre a superfície terrestre que gera, portanto, o vento. No entanto, a estimativa é de que apenas cerca de 2% da energia solar incidente é efetivamente convertida em energia cinética dos ventos. Embora pareça pequeno, esse percentual representa várias vezes a potência anual instalada nas centrais elétricas do mundo.

Os autores destacam ainda que os ventos mais constantes e persistentes ocorrem numa banda a cerca de 10 km acima da superfície terrestre. No entanto, para a banda de algumas dezenas de metros de altura (na qual usualmente os aerogeradores são instalados), ocorre uma diminuição da velocidade do vento em função do atrito na superfície.

Evidentemente, há uma relação intrínseca entre a velocidade do vento e a energia gerada. Neste contexto, cabe destacar que a variação dessa velocidade ao longo do tempo influencia a caracterização estatística do vento e sua respectiva variação ao longo dia. O comportamento do vento também é influenciado pela rugosidade do terreno, caracterizada pela utilização da terra, vegetação e construções, tendo em vista que há influência dos obstáculos nas redondezas sobre este comportamento. A rugosidade do terreno também pode ser caracterizada através das variações topográficas nele contidas, tendo em vista que elas podem

ocasionar reduções ou acelerações na velocidade, fazendo com que, em uma determinada área, ocorram diferentes velocidades do vento. bem como fazendo com que haja uma variação da velocidade com a altura (DUTRA *et al.*, 2008).

Sabe-se que, na grande maioria dos casos, a direção de incidência e as condições de velocidade do vento nos parques eólicos não são mensuradas exatamente na altura do rotor dos aerogeradores. Além disso, o avanço tecnológico empregado na construção dos aerogeradores faz com que haja uma propensão ao acréscimo da altura das turbinas eólicas, inviabilizando a mensuração dos dados meteorológicos sempre à mesma altura. Desta forma, faz-se necessário conhecer a relação analítica da velocidade do vento com a variação da altura, apresentada na seção a seguir.

3.1.1 Lei de variação da velocidade com a altura

O atrito existente entre a superfície terrestre e o vento faz com que haja uma diminuição da velocidade nas camadas mais baixas de ar, o que, conseqüentemente, causa a redução das velocidades nas camadas mais acima. Este efeito da força de atrito resulta numa variação da velocidade média do vento com a altura que se estende a uma altura aproximada de 2000 metros, sendo a camada delimitada por essa altura denominada camada limite atmosférica. Nesta camada, até uma altura de cerca de 100 m, encontra-se a chamada camada superficial, zona de interesse para os aerogeradores. Nesta região, a rugosidade do solo e a topografia do terreno influenciam fortemente o perfil de velocidade do vento, que pode ser devidamente descrito pela Lei Logarítmica de Prandtl (CASTRO (2009)):

$$V_0(H) = V(H_{ref}) \cdot \frac{\ln(H/z_0)}{\ln(H_{ref}/z_0)}, \quad (3.1)$$

onde V_0 é a velocidade média do vento na altura desejada, V é a velocidade na altura de medição, H é a altura onde se deseja conhecer a velocidade do vento – usualmente na altura do rotor do aerogerador – e H_{ref} representa a altura de referência na qual a velocidade do vento foi mensurada. Já o parâmetro z_0 representa o comprimento característico de rugosidade do solo, este que varia de acordo com o tipo do terreno.

3.1.2 Representação do perfil de ventos

Além do registro em tabelas ou gráficos de frequências, as medições de velocidade média e da direção do vento são usualmente utilizadas para obtenção da rosa-dos-ventos. A distribuição de

probabilidade de o vento incidir em direção a um ponto cardinal específico também é retratada, conforme apresentado na Figura 2.

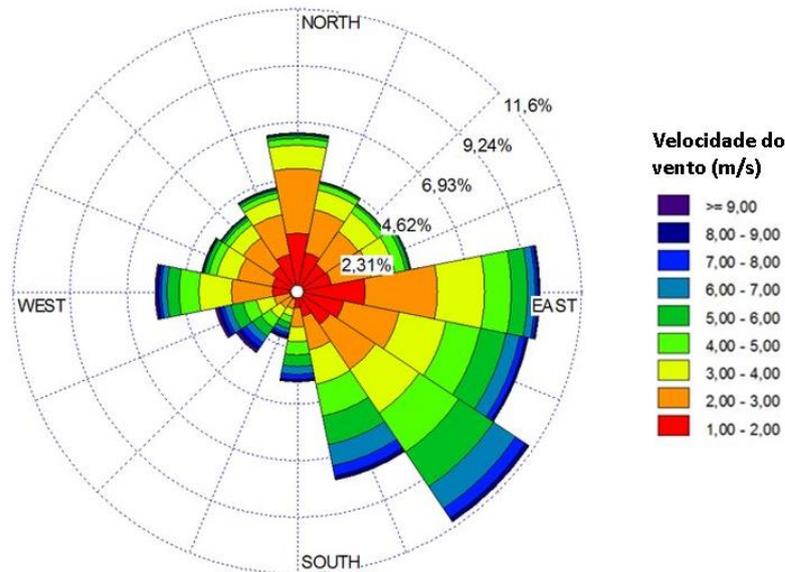


Figura 2: Rosa dos ventos da região da Baía de Guanabara, RJ.

Fonte: Adaptado de JUNIOR *et al.* (2017).

Na Figura 2, a rosa dos ventos da região da Baía de Guanabara obtida a partir de dados da Estação Meteorológica do Aeroporto Internacional do Galeão é dividida em 12 setores de 30°. Do centro à borda, tem-se a medida relacionada à frequência relativa com que o vento sopra naquela direção. Na legenda, a partir de uma escala de cores, são representadas as faixas de amplitude das velocidades médias do vento. A partir de uma breve análise, pode-se observar que a maior parte do vento vem da direção sudeste e leste, com maior probabilidade de incidência de ventos na faixa de 2 a 3 m/s.

Tendo em vista que a frequência com a qual cada velocidade do vento ocorre é aplicada no cálculo da energia produzida pelo aerogerador, destaca-se a importância de caracterizar o local previsto para instalação em termos da velocidade do vento por direção. Ainda nesse contexto, partindo de dados reais, pode-se fazer a caracterização do perfil de ventos através de uma expressão analítica que corresponde à distribuição de Weibull que melhor se ajusta aos dados locais. O procedimento de cálculo da distribuição de Weibull é descrito na seção a seguir.

3.1.3 Distribuição de Weibull

A função densidade de probabilidade de Weibull é usualmente empregada para caracterizar as estatísticas de velocidade do vento. No presente trabalho, ela é utilizada para descrever a frequência de ocorrência $f(V)$ da velocidade do vento V (m/s) de acordo com os dados de rosa dos ventos fornecidos como parâmetro de entrada do algoritmo para cada um dos casos analisados. A função é expressa a partir da equação a seguir (PINTO, 2013):

$$f(V) = \frac{A}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{A-1} e^{-(V/c)^A}, \quad (3.2)$$

sendo A o fator de forma (m/s) e c é o fator de escala (adimensional). Segundo CASTRO (2009), os parâmetros A e c da distribuição de Weibull são relacionados com características da velocidade do vento através da relação a seguir:

$$c = \frac{V}{\Gamma(1+(1/A))}, \quad (3.3)$$

onde Γ é a função *Gama*, descrita a partir da seguinte relação (ARTIN, 2015):

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} t^{x-1} e^{-t} dt \quad (3.4)$$

3.2 AEROGERADORES

Nos tópicos a seguir, serão apresentados os principais aspectos envolvidos na geração de energia através da utilização de turbinas eólicas.

3.2.1 Princípios de operação

Segundo PINTO (2013), os aerogeradores ou turbinas eólicas podem ser definidas como mecanismos que absorvem parcialmente a energia cinética do vento através do movimento das pás. Esse movimento aciona o giro do rotor interno, fazendo com que a energia elétrica seja produzida através de um gerador elétrico acoplado. Esse esquema de geração é ilustrado na Figura 3 a seguir.

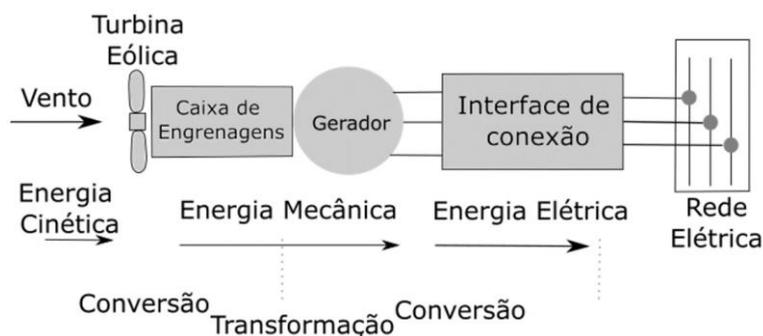


Figura 3: Mecanismo de conversão da energia cinética do vento em energia elétrica.

Fonte: Adaptado de PINTO (2013).

Conforme ilustrado na Figura 3, o vento incide sobre as pás da turbina eólica, estas que são ligadas a um rotor cuja potência é transferida ao gerador através de uma caixa de engrenagens. A caixa de engrenagens e o gerador são alocados dentro de um abrigo denominado nacelle. Em algumas configurações, a caixa de engrenagens é substituída por uma unidade com conexão direta. Posteriormente, a eletricidade é transmitida ao longo da torre até o transformador por meio de uma interface de conexão e, por fim, para o ponto de conexão com a rede elétrica (PINTO, 2013).

Desde 1980, quando as primeiras turbinas eólicas comerciais foram desenvolvidas, PINTO (2013) destaca as melhorias significativas alcançadas em termos de características como *design*, eficiência e capacidade instalada. Evidentemente, a evolução das turbinas eólicas é um marco na Engenharia. Historicamente, no período mencionado, houve um aumento acentuado das dimensões das turbinas eólicas: os geradores das turbinas modernas alcançaram dimensões 100 vezes maiores do que aquelas dos anos 80 e o diâmetro do rotor aumentou oito vezes.

As turbinas eólicas atuais podem operar em uma faixa ampla de velocidades do vento, de 3 até 25 m/s. A utilização de sistemas de controle sofisticados permite ajustar a performance da turbina e da saída de eletricidade. Nesse contexto, visando a um melhor uso da variação contínua da velocidade do vento, faz-se a mudança do ângulo das pás por intermédio do chamado controle de passo (*pitch control*) ao girar ou dar uma guinada (*yawing*) na pá, mudando sua direção. Entretanto, ainda que existam mecanismos que permitam estabelecer determinadas condições operacionais visando melhorar a eficiência de conversão de energia da turbina, cabe destacar que as condições de funcionamento delas possuem uma relação de subordinação com as condições do vento, sobre as quais nenhuma ação é possível (PINTO, 2013).

Uma vez conhecido o mecanismo de conversão da energia cinética do vento em energia elétrica, apresenta-se no tópico a seguir os principais tipos de aerogeradores e os seus respectivos componentes.

3.2.2 Tipos, modelos e componentes principais

Os aerogeradores dividem-se entre os que possuem rotores de eixo vertical e rotores de eixo horizontal. Geralmente, os rotores de eixo vertical apresentam a vantagem de não ser necessário utilizar mecanismos de acompanhamento das variações da direção do vento, reduzindo a complexidade do projeto. No entanto, há a desvantagem de que as pás deste tipo de aerogerador ficam muito próximas do solo, onde os ventos, além de mais fracos, são também mais turbulentos, o que aumenta a tensão sobre uma turbina de eixo vertical (DUTRA *et al.*, 2008; PINTO, 2013).

Tendo em vista que a potência disponível no vento aumenta com o cubo da velocidade, há, então, um estímulo significativo em que se coloque as pás em locais elevados, onde a velocidade do vento é maior. Sendo assim, as turbinas de eixo horizontal apresentam uma vantagem nesse aspecto devido à altura da torre. Além disso, há também a possibilidade de controlar, através do ângulo das pás, a velocidade do rotor e a saída de potência, sendo esta a alternativa de proteção mais eficiente contra o excesso de velocidade. Destaca-se ainda que, em geral, essas turbinas são mais eficientes, tendo em vista que as pás são posicionadas perpendicularmente ao vento. Na Figura 4, são ilustrados os diferentes tipos de turbinas eólicas (PINTO, 2013).

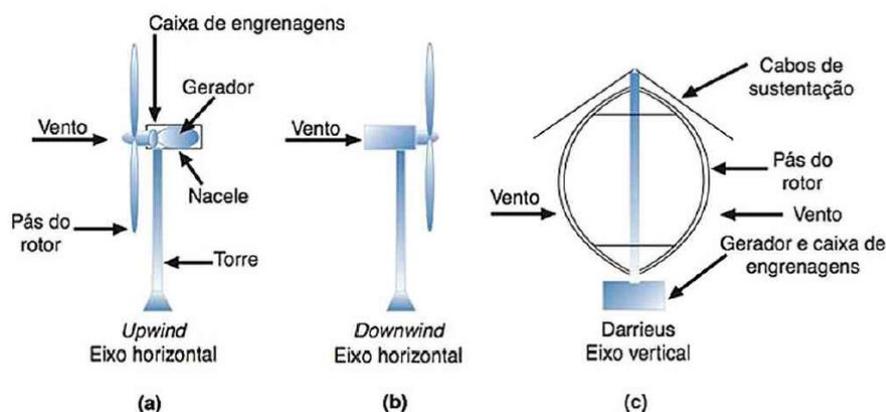


Figura 4: Turbinas com eixo horizontal (a e b) e vertical (c).

Fonte: Adaptado de PINTO (2013).

Nesse contexto, uma vez apresentadas as suas diversas vantagens, é possível constatar que, embora se tenha tomado muitos caminhos diferentes em busca do *design* ideal de uma turbina, se justifica a consolidação significativa que ocorreu, no sentido de que a maioria absoluta das turbinas comerciais em operação são as de eixo horizontal com três pás uniformemente espaçadas. Em alguns casos, onde ocorrem velocidades médias muito altas e, com isso, a possibilidade de geração de maior ruído acústico, emprega-se uma ou duas pás (DUTRA et al., 2008; PINTO, 2013).

Segundo PINTO (2013), ainda que as diversas vantagens apresentadas justifiquem o fato de que a grande maioria das turbinas já construídas tem rotores com eixo horizontal, há ainda uma controvérsia existente a respeito de qual máquina é melhor: a configuração *upwind*, onde a incidência do vento ocorre sobre a parte dianteira da área de varredura da turbina, ou *downwind*, onde a incidência do vento ocorre sobre a parte traseira da área de varredura da turbina. Esses modelos de configuração são ilustrados na Figura 5.

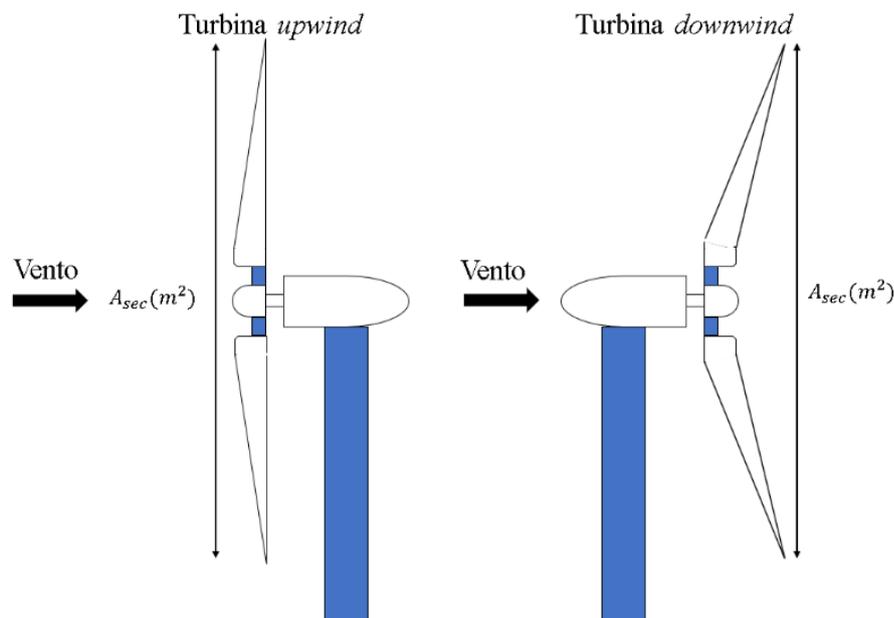


Figura 5: Incidência do vento em turbinas *upwind* e *downwind*.

Fonte: Adaptado de Pinto (2013).

No modelo *downwind*, apesar de haver a vantagem de a turbina se orientar naturalmente em respeito à direção do vento, ocorre o chamado efeito de sombra devido à torre. Sempre que a pá passa atrás da torre, há um curto período de tempo em que o vento se reduz, fazendo com que a pá flexione. Essa flexão, além de aumentar o ruído da pá e reduzir o potencial de saída, aumenta potencialmente o desgaste na pá, levando-a à fadiga. Por outro lado, as turbinas *upwind*, embora necessitem de algum tipo de sistema complexo de ajuste que faça com que as

Matheus Beserra Cavalcanti (matheus.cavalcanti7@gmail.com) Dissertação de Mestrado. PPGEC/UFRGS.2023

pás estejam voltadas para o vento, acabam operando de maneira mais suave e fornecendo mais potência, sendo este, portanto, o tipo de turbina eólica moderna mais utilizado (PINTO, 2013).

3.2.3 Modelagem de Potência gerada pela Turbina

Seja uma coluna de ar que atravessa a seção plana transversal A_{sec} (m^2) (Figura 5) do rotor da turbina, viajando a uma velocidade uniforme e constante v (m/s). Na unidade de tempo, essa coluna desloca uma massa $\rho A_{sec} v$ (kg/s), sendo ρ a massa específica do ar. Logo, a energia cinética associada a esse deslocamento é a energia disponível para a turbina eólica. Portanto, potência disponível no vento P_{disp} (W), proporcional ao cubo da velocidade do vento, pode ser expressa através da expressão (CASTRO, 2009):

$$P_{disp} = \frac{1}{2} (\rho A_{sec} v) v^2 = \frac{1}{2} \rho A_{sec} v^3 \quad (3.5)$$

No entanto, a expressão acima indica a potência disponível no vento na ausência de turbina. Uma vez que o ar, ao atravessar o plano das pás, tem de sair com uma velocidade não nula, essa potência não pode ser integralmente convertida em potência mecânica no veio da turbina. Há, portanto, um máximo teórico para o rendimento da conversão de energia eólica em energia mecânica conhecido por Limite de Betz, cujo valor é aproximadamente 59,3%. Este limite teórico pode ser demonstrado a partir da aplicação de conceitos da Mecânica dos Fluidos. Dessa forma, a relação entre potência extraída do vento P_{ext} (W) e a potência disponível pelo vento é dada pelo chamado coeficiente de potência C_p , calculado através da expressão (CASTRO, 2009; PINTO, 2013):

$$C_p = P_{ext}/P_{disp} = (P_{ext})/[(1/2)\rho A_{sec} v^3] \quad (3.6)$$

Na literatura, esse coeficiente é também conhecido como fator de aproveitamento ou rendimento aerodinâmico. Uma vez conhecidas essas relações, apresenta-se na Figura 6 a seguir, a relação da potência de uma turbina eólica com a velocidade do vento.

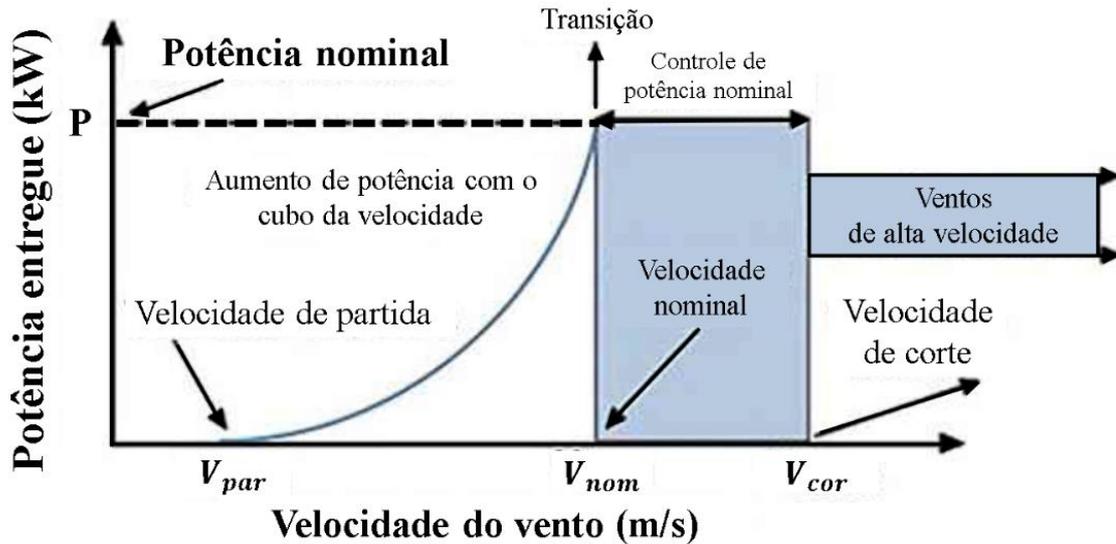


Figura 6: Curva de potência de uma turbina eólica.

Fonte: Adaptado de Pinto (2013).

A partir da Figura 6, percebe-se que na curva de potência de uma turbina eólica tem-se três velocidades básicas: velocidade de partida (V_{par}): velocidade mínima do vento a partir da qual a máquina entregará potência útil; velocidade nominal do vento (V_{nom}): velocidade a partir da qual a máquina entregará a potência nominal, onde o gerador trabalha no ponto ótimo para o qual ele foi projetado, convertendo o máximo de energia; velocidade de corte (V_{cor}): velocidade máxima do vento na qual ainda se permite a entrega de potência e acima da qual a turbina é desligada, limitada pelo *design* da engenharia e por restrições de segurança, visando manter a integridade da turbina (PINTO, 2013).

Uma vez conhecida a formulação do cálculo da potência da turbina eólica, faz-se necessário compreender de que forma os aerogeradores interagem entre si e como isso interfere na potência gerada individualmente, de forma a poder definir um modelo de produção de energia para o parque eólico como um todo.

3.2.4 Parques eólicos

Segundo PINTO (2013), o conceito de parque eólico surge a partir da disposição de várias turbinas eólicas para fins de geração de energia, decorrente da energia cinética do vento. Entretanto, considerando que, ao passar pela turbina, ocorre uma redução da velocidade do vento, é fácil concluir que o parque eólico produzirá menos energia em comparação à energia produzida de forma isolada por um mesmo número de turbinas colhendo o mesmo vento livre. Logo, em um parque eólico, haverá perdas associadas a fatores como o número de turbinas, o

espaçamento entre elas e as respectivas características de operação, bem como o tamanho do parque eólico, a intensidade de turbulência do local e a distribuição de frequência da direção do vento.

Há, portanto, uma modificação na estrutura do escoamento de ar no processo de extração da energia cinética por parte das turbinas eólicas, acarretando numa redução significativa da velocidade do vento. Conseqüentemente, em função da relação direta entre a potência produzida e a velocidade do vento incidente no aerogerador, há uma redução da energia produzida e um aumento da turbulência no escoamento de ar recebido nas turbinas eólicas subsequentes. A esse escoamento modificado que segue caminho abaixo após passagem pela turbina dá-se o nome de esteira do vento.

Conforme destacado por PINTO (2013), ao dispor as turbinas, deve-se evitar que uma turbina sofra o efeito da esteira de outra turbina, onde essa influência reduziria tanto a vida útil como a performance da turbina afetada. Dessa forma, destaca-se a importância de conhecer e aplicar o modelo de superposição do efeito de esteira adequado na análise do parque eólico a fim de quantificá-lo e, com isso, poder minimizar esse impacto.

3.2.4.1 Modelagem da superposição do efeito de esteira

O modelo de JENSEN *et al.* (1986) descreve uma abordagem simplificada que permite quantificar o efeito de esteira, sendo ainda amplamente empregado na análise desse efeito em diversos trabalhos, conforme mencionado na Seção 2. No modelo, o comportamento do escoamento de saída de ar dos aerogeradores é descrito admitindo que a quantidade de movimento é conservada dentro da esteira aerodinâmica e que a velocidade do vento varia linearmente na direção do escoamento, levando-se em consideração também características da turbina eólica. Através dessa abordagem, é possível estimar a energia do vento após a interação com a turbina de forma precisa através dos parâmetros ilustrados na Figura 7.

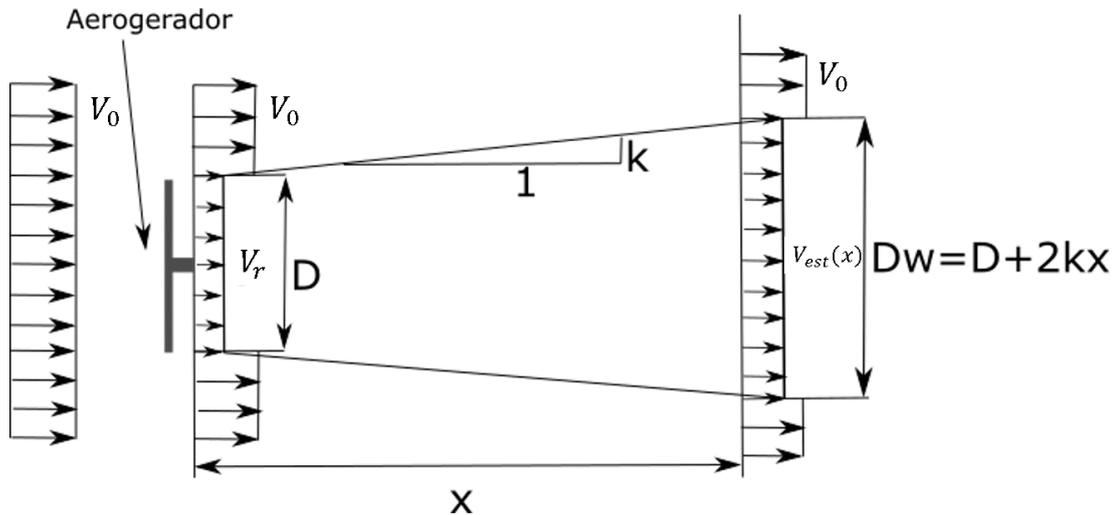


Figura 7: Representação esquemática do modelo de esteira de JENSEN *et al.* (1986).

Fonte: Adaptado de Jensen *et al.* (1986).

Para qualquer posição na esteira da turbina, pode-se expressar a velocidade $V_{est}(x)$ do vento na direção do escoamento de ar na esteira de uma turbina eólica através da expressão:

$$V_{est}(x) = V_0 \left[1 - \frac{(1 - \sqrt{1 - C_t})}{(1 + (2kx/D))^2} \right], \quad (3.7)$$

sendo V_0 a velocidade do vento desconsiderando a influência da turbina e V_r a velocidade do vento considerada no cálculo da potência do aerogerador. As características da turbina são levadas em consideração através do parâmetro C_t , que corresponde ao coeficiente de empuxo (*Thrust*) da turbina, e o diâmetro do rotor da turbina D . Já o parâmetro D_w (Figura 7) corresponde ao diâmetro da esteira a uma distância x da turbina e o fator k representa o ângulo de abertura de sombra ou coeficiente de aumento de esteira, descrito através da expressão:

$$k = 0,5 / \ln(H/z_0), \quad (3.8)$$

onde H representa a altura do rotor ou nacele do aerogerador e z_0 é o comprimento de rugosidade equivalente do solo. Conforme mencionado anteriormente, a rugosidade do terreno é um dos aspectos do local de instalação da turbina que influencia o comportamento do vento próximo do solo. Em suma, o conceito de rugosidade avalia a influência das características de obstáculos e relevo sobre o vento. Neste contexto, apresenta-se na Tabela 1 os valores de rugosidade da superfície z_0 (m) para alguns tipos de terreno (PINTO, 2013).

Tabela 1: Classificação da rugosidade da superfície de alguns tipos de terreno.

Classe	Descrição	z_0 (m)
0	Água (lagos e mares), areia suave ou neve	0,0001-0,001
1	Gramma, fazenda com algumas construções ou árvores	0,01-0,03
2	Terrenos mais abertos	0,05-0,10
3	Arbustos, árvores, subúrbios e pequenas cidades	0,20-0,40

Fonte: Adaptado de TROEN e PETERSEN (1989).

Uma vez conhecidas as variáveis envolvidas no cálculo da velocidade $V_{est}(x)$ do vento na direção do escoamento de ar ao longo da esteira aerodinâmica a partir do modelo de JENSEN *et al.* (1986), apresenta-se na Figura 8 um gráfico que mostra a relação da distância x sobre o diâmetro D versus a relação entre a velocidade $V_{est}(x)$ e a velocidade V_0 . Para o cálculo da curva, foram considerados os seguintes valores para as variáveis: diâmetro de rotor (D) = 80 m, altura de rotor (H) = 60 m, rugosidade do terreno (z_0) de 0,3 m, coeficiente de empuxo (*Thrust*) (C_t) de 0,88, sendo este considerado constante para a velocidade $V_0 = 12$ m/s analisada.

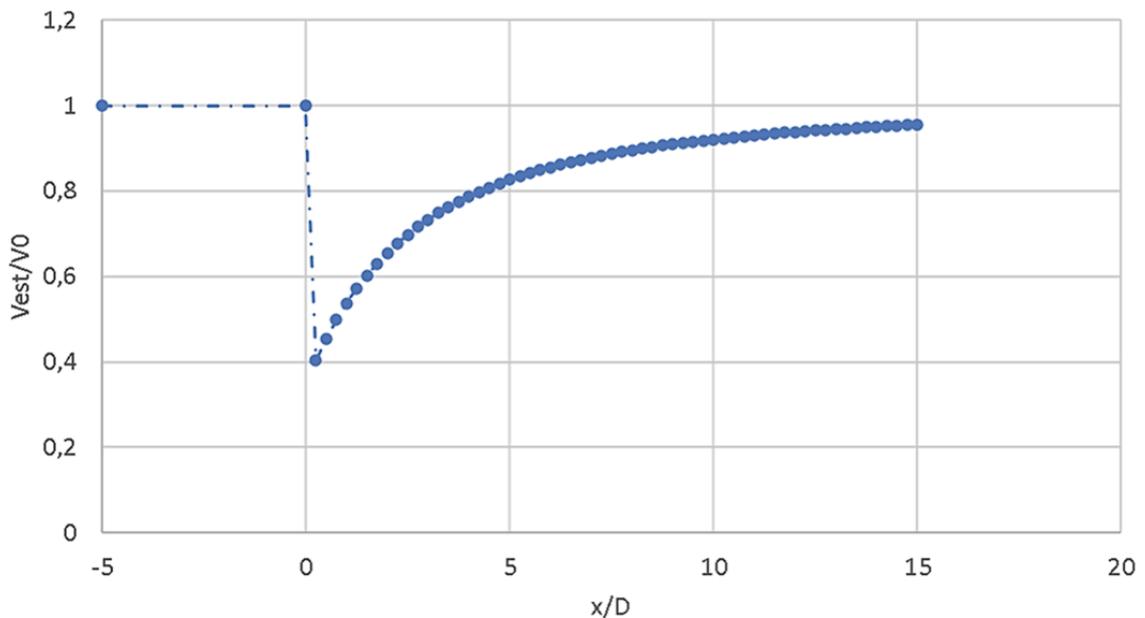


Figura 8: Variação da velocidade de escoamento dentro da esteira aerodinâmica.

A partir da Figura 8, pode-se observar que, para $x/D < 0$, na condição onde ainda não houve interação do vento com o aerogerador, a relação V_{est}/V_0 permanece igual a 1 (um). Logo após a interação do vento com o aerogerador produzir a esteira aerodinâmica ($x/D > 0$), o valor da velocidade V_{est} cai para cerca de 40% da velocidade original V_0 . Ao longo do escoamento, a relação V_{est}/V_0 segue aumentando, o que indica uma diminuição da interferência da esteira aerodinâmica sobre a eficiência do aerogerador subsequente. Considerando os dados analisados, por volta de $x/D = 15$ a velocidade V_{est} já corresponde a mais de 90% da velocidade original V_0 .

3.2.4.2 Modelagem das interações de esteiras aerodinâmicas sobre os aerogeradores

Levando em consideração que em um parque eólico haverá mais de um aerogerador, naturalmente, caso eles estejam posicionados relativamente próximos, haverá interferência da esteira aerodinâmica produzida pelo aerogerador posicionado à sotavento sobre o aerogerador posicionado à barlavento, afetando sua produção de energia e, conseqüentemente, a eficiência energética. Sendo assim, descreve-se a seguir uma modelagem da interação das esteiras sobre os aerogeradores visando descrever de forma quantitativa o perfil do vento resultante desta interação.

No presente trabalho, é empregada a metodologia de modelagem das interações entre esteiras proposta por FENG e SHEN (2015). Cabe ressaltar que nesta Dissertação propõe-se um melhoramento da formulação pelos referidos autores, para levar em conta o caso de aerogeradores com alturas diferentes. Por sua vez, essa metodologia considera o modelo de esteira aerodinâmica proposto por JENSEN *et al.* (1986) apresentado anteriormente, também empregado no presente trabalho em função da sua ampla aplicabilidade e facilidade de utilização, permitindo assim avaliar diversos cenários de disposição dos aerogeradores durante a execução da otimização.

Sendo assim, seja um parque eólico com N_{wt} aerogeradores dispostos nas coordenadas $\mathbf{X}_{wt} = [x_1, x_2, \dots, x_{N_{wt}}]$ e $\mathbf{Y}_{wt} = [y_1, y_2, \dots, y_{N_{wt}}]$. Para uma dada direção do vento θ , as coordenadas das torres dos aerogeradores deverão ser corrigidas para o sistema de coordenadas rotacionado para esta direção do vento. Isto está indicado na Figura 9 pela rotação do sistema de coordenadas de $x - y$ para $x' - y'$, sendo x' paralelo à direção do vento incidente e y' perpendicular à esta mesma direção. Portanto, as coordenadas dos aerogeradores i e j posicionados em relação a direção de incidência do vento um na frente i e outro atrás j , também

passam a ter suas coordenadas definidas a partir do novo sistema: no eixo x' , x'_i e x'_j e no eixo y' y'_i e y'_j , respectivamente. Estas grandezas são representadas na mesma Figura 9.

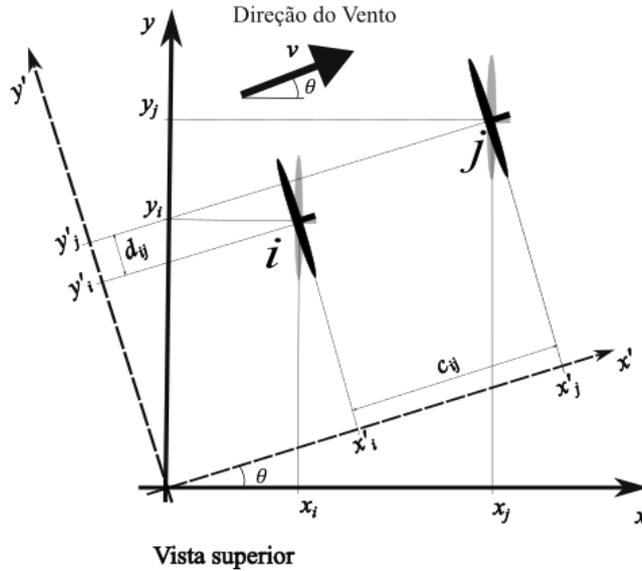


Figura 9: Coordenadas das posições dos aerogeradores no sistema original e no sistema rotacionado na direção do vento.

Neste cenário, é feita a análise se há ou não influência da esteira da turbina i na turbina j . Na direção x' , caso $x'_i \geq x'_j$, a turbina j está a montante da turbina i , ou ao mesmo nível, não havendo, portanto, influência de esteira da turbina i na turbina j . No entanto, se $x'_i < x'_j$, há incidência do efeito esteira na posição onde a turbina j está alocada, atrás da turbina i . Nesse caso, faz-se necessário estimar a área da turbina j afetada pelo efeito de esteira aerodinâmica da turbina i (A_{ij}). Em resumo, pode-se sumarizar a análise da área A_{ij} conforme segue:

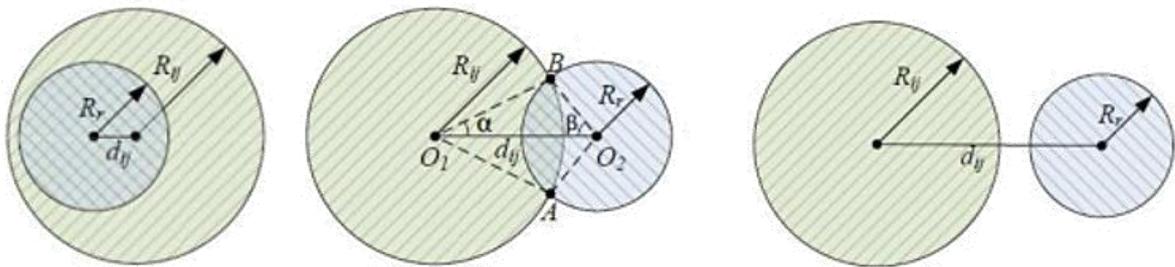
$$A_{ij} = \begin{cases} A_{ij}(R_r, R_{ij}, |d_{ij}|), & x'_i < x'_j \\ 0, & x'_i \geq x'_j \end{cases} \quad (3.9)$$

onde R_r representa o raio do rotor do aerogerador e R_{ij} representa o raio de incidência do efeito esteira na posição da turbina j , calculado a partir da expressão:

$$R_{ij} = k \cdot c_{ij} + R_r, \quad (3.10)$$

onde k representa o coeficiente de aumento de esteira (espalhamento), R_r representa o raio do rotor do aerogerador e c_{ij} é a distância entre as turbinas eólicas analisadas ao longo da direção de incidência do vento, calculada a partir da expressão $c_{ij} = x'_j - x'_i$.

Conforme feito por FENG e SHEN (2015), considerando os aerogeradores na mesma altura e realizando a análise a partir do plano transversal ao escoamento, na área onde os aerogeradores estão locados, pode-se estimar a área A_{ij} através da superposição da área de dois círculos com raios R_r e R_{ij} , com centros espaçados a uma distância d_{ij} (distância lateral entre os eixos dos dois aerogeradores na direção do vento), calculada através da expressão $|d_{ij}| = |y'_j - y'_i|$. Essa análise está ilustrada na Figura 10.



$$(i) d_{ij} \leq R_{ij} - R_r \quad (ii) R_{ij} - R_r < d_{ij} < R_{ij} + R_r \quad (iii) d_{ij} \geq R_{ij} + R_r$$

Figura 10: Área do rotor da turbina j afetada pela esteira da turbina i .

Fonte: Adaptado de FENG e SHEN (2015).

Ao analisar o plano transversal onde está localizada a turbina j ($x = x'_j$), ilustrado na Figura 10, observa-se que o rotor deste aerogerador e o efeito de esteira da turbina i podem interagir entre si de três maneiras diferentes: (i) sobreposição completa, (ii) sobreposição parcial ou (iii) ausência de sobreposição. A partir dessa análise, pode-se expandir a expressão para o cálculo da área A_{ij} conforme segue:

$$A_{ij} = \begin{cases} \pi R_r^2, & d_{ij} \leq R_{ij} - R_r \\ 2\alpha R_{ij}^2 + 2\beta R_r^2 - 2A_{\Delta}, & R_{ij} - R_r < d_{ij} < R_{ij} + R_r, \\ 0, & d_{ij} \geq R_{ij} + R_r \end{cases} \quad (3.11)$$

onde:

$$\alpha = \cos^{-1}[(R_{ij}^2 + d_{ij}^2 - R_r^2)/(2R_{ij}d_{ij})] \quad (3.12)$$

$$\beta = \cos^{-1}[(R_r^2 + d_{ij}^2 - R_{ij}^2)/(2R_r d_{ij})] \quad (3.13)$$

$$A_{\Delta} = \sqrt{p(p - R_{ij})(p - d_{ij})(p - R_r)} \quad (3.14)$$

$$p = (R_{ij} + d_{ij} + R_r)/2 \quad (3.15)$$

Buscando tornar a análise mais completa, no presente trabalho propõe-se um melhoramento da formulação proposta por FENG e SHEN (2015) de forma a tornar possível levar em consideração também a diferença de altura entre os aerogeradores no cálculo da área da esteira da turbina j afetada pelo efeito de esteira aerodinâmica da turbina i (A_{ij}). Partindo dessa diferença, decorrem as relações que são utilizadas para definir as diferentes situações de sobreposição de esteiras. Adotando a nomenclatura de alturas como sendo h_i para o rotor da frente i , e h_j para o rotor de trás j , tem-se na Figura 11 a seguir a representação da diferença de altura entre aerogeradores para o caso onde o aerogerador de trás está completamente encoberto pela esteira do aerogerador da frente, havendo assim a sobreposição completa.

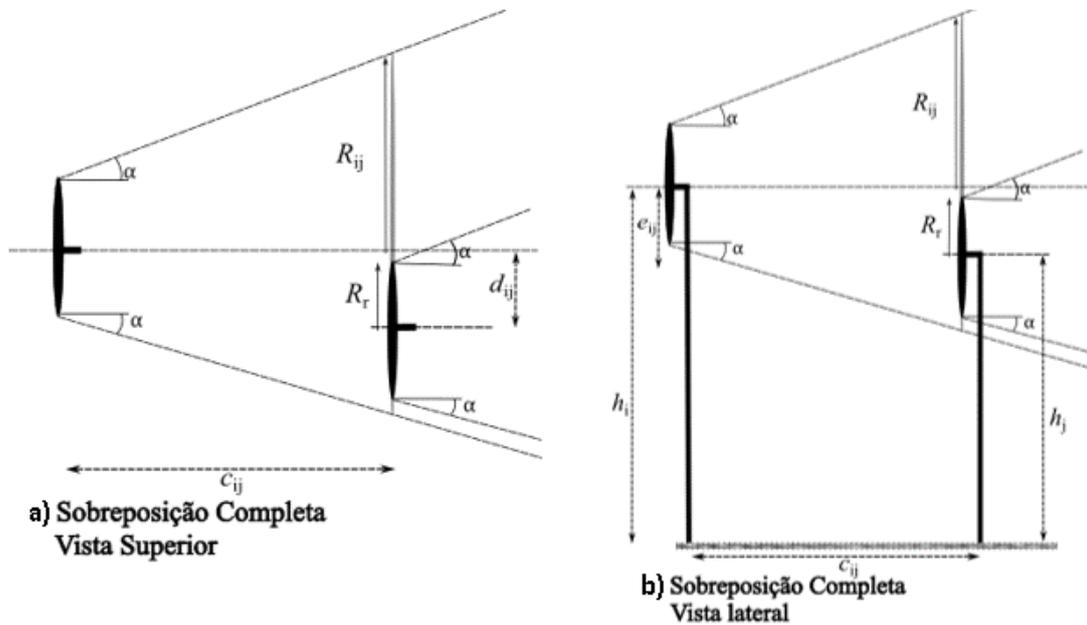


Figura 11: Vista (a) superior e (b) lateral de dois aerogeradores com alturas diferentes e com sobreposição completa das esteiras.

A diferença de altura entre os dois aerogeradores, vale:

$$e_{ij} = h_i - h_j \quad (3.16)$$

A distância espacial f_{ij} entre os centros dos aerogeradores no plano do aerogerador de trás j vale:

$$f_{ij} = \sqrt{e_{ij}^2 + d_{ij}^2} \quad (3.17)$$

Essa variável é ilustrada na Figura 12 a seguir.

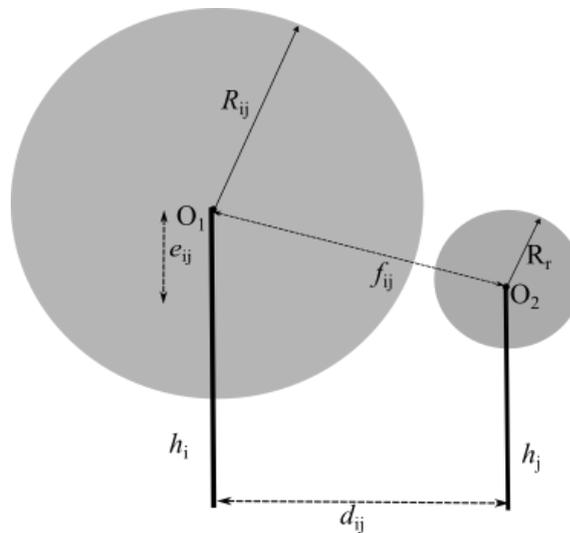


Figura 12: Definição da distância espacial f_{ij} entre os centros dos aerogeradores i e j em vista frontal no plano transversal ao escoamento.

Uma vez definidas essas grandezas, pode-se partir para a análise dos possíveis casos de sobreposição, os quais podem ser definidos de maneira similar ao que foi feito na análise anterior, ilustrados na Figura 13 a seguir.

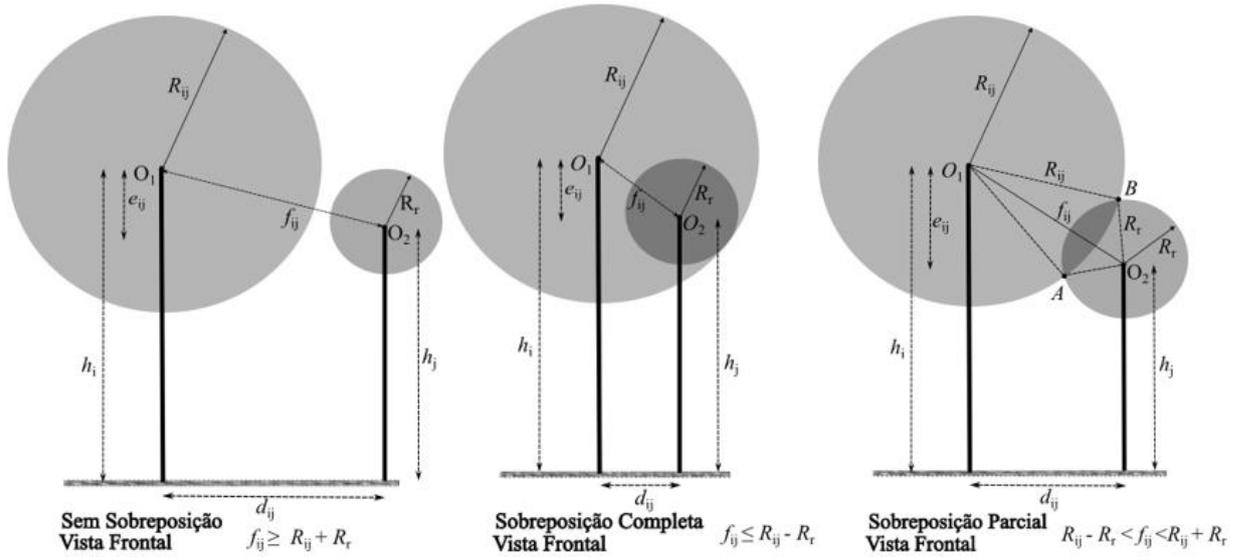


Figura 13: (a) Vista frontal de dois aerogeradores com diferentes alturas e sem sobreposição, (b) com sobreposição total e (c) com sobreposição parcial.

No caso onde há superposição total das esteiras no plano do aerogerador de trás, a área de sobreposição pode ser calculada a partir da expressão:

$$A_{ij} = \pi R_r^2. \quad (3.18)$$

Há ainda a condição para a qual $R_{ij} - R_r < f_{ij} < R_{ij} + R_r$, havendo a sobreposição parcial entre as esteiras. Neste caso, a área de sobreposição, por geometria simples, valerá:

$$A_{ij} = 2\alpha R_{ij}^2 + 2\beta R_r^2 - 2A_{\Delta}, \quad (3.19)$$

onde:

$$\alpha = \cos^{-1}[(R_{ij}^2 + f_{ij}^2 - R_r^2)/2R_{ij}f_{ij}] \quad (3.20)$$

$$\beta = \cos^{-1}[(R_r^2 + f_{ij}^2 - R_{ij}^2)/2R_rf_{ij}] \quad (3.21)$$

$$p = (R_{ij} + f_{ij} + R_r)/2 \quad (3.22)$$

$$A_{\Delta} = \sqrt{p(p - R_{ij})(p - f_{ij})(p - R_r)} \quad (3.23)$$

Em resumo, a sobreposição de áreas A_{ij} das turbinas eólicas que interagem entre si pelo efeito de esteira aerodinâmica pode ser calculada conforme segue:

$$A_{ij} = \begin{cases} A_{ij}(R_r, R_{ij}, |f_{ij}|), & R_{ij} - R_r < f_{ij} < R_{ij} + R_r \\ A_{ij}(R_r), & f_{ij} \leq R_{ij} - R_r \\ 0, & f_{ij} \geq R_{ij} + R_r \end{cases} \quad (3.24)$$

Dessa forma, pode-se avaliar a razão de área efetiva de influência de efeito de esteira aerodinâmica da turbina i na turbina j a partir da relação A_{ij}/A_r , onde A_r é a área do rotor do aerogerador calculada através da expressão $A_r = \pi R_r^2$ e A_{ij} é definida a partir das equações 3.11 ou 3.24, a partir da consideração ou não da diferença de altura entre aerogeradores.

Logo, a velocidade do vento incidente no aerogerador j pode ser obtida a partir da expressão (FENG e SHEN, 2015):

$$V_j = V_0 \left[1 - \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} (A_{ij}/A_r)^2 \cdot (1 - V_{ij}/V_0)^2} \right], \quad (3.25)$$

onde a velocidade do vento na posição onde a turbina j está alocada levando em consideração a interferência da esteira aerodinâmica provocada pela turbina i (V_{ij}), descrita a partir da Equação 3.7, pode ser substituída na equação acima para que se obtenha a seguinte expressão:

$$V_j = V_0 \left[1 - (1 - \sqrt{1 - C_t(V_0)}) / \left(1 + k \left(\frac{c_{ij}}{R_r} \right) \right)^2 \right] \quad (3.26)$$

onde V_0 representa a velocidade de incidência do vento na turbina i e $C_t(V_0)$ descreve o coeficiente de empuxo (*Thrust*) da turbina eólica a velocidade V_0 .

Substituindo a expressão 3.26 na expressão 3.25, pode-se reescrevê-la da seguinte forma:

$$V_j = V_0 \left[1 - (1 - \sqrt{1 - C_t(V_0)}) \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} (A_{ij}/A_r)^2 / [1 + k(c_{ij}/R_r)]^4} \right] \quad (3.27)$$

A partir da qual pode-se definir o fator M_{ijk} que representa a influência do efeito de esteira aerodinâmica da turbina i na turbina j ao longo do ângulo de incidência do vento θ , calculado por meio da expressão:

$$M_{ijk} = (A_{ij}/A_r)^2 / [1 + k(c_{ij}/R_r)]^4 \quad (3.28)$$

Portanto, pode-se reescrever a expressão (3.27) como:

$$V_j = V_0 \left[1 - (1 - \sqrt{1 - C_t(V_0)}) \cdot \sqrt{\sum_{j=1}^{N_{wt}} M_{ijk}} \right] \quad (3.29)$$

3.2.4.3 Modelagem da produção de energia

Considerando um modelo específico de aerogerador, dados como as curvas de potência e de coeficiente de empuxo (*Thrust*) são fornecidos pelo fabricante e são utilizados para calcular a energia produzida pelo parque eólico. Por sua vez, essas curvas têm como parâmetro de entrada a velocidade do vento que atua sobre a turbina eólica. Logo, considerando as equações (3.1) e (3.18) e considerando também que a modelagem do efeito de esteira apresentada acima diz respeito a uma direção do vento específica θ , é possível perceber que a velocidade V_j calculada através da Eq. (3.29) é função da velocidade incidente no parque eólico V_0 , da direção do vento θ e do layout do parque eólico ($\mathbf{X}_{wt}, \mathbf{Y}_{wt}$). Ou seja, $V_j = V_j(V_0, \theta, \mathbf{X}_{wt}, \mathbf{Y}_{wt})$ (FENG e SHEN, 2015).

Portanto, sabendo que a potência gerada pelo parque depende fortemente da frequência de ocorrência do vento V_0 na direção θ , definida como $F_{wk} = f_{oc}(V_0, \theta)$, pode-se calcular a energia produzida pelo parque eólico através da expressão:

$$P_{tot} = \sum_{j=1}^{N_{wt}} \sum_{k=1}^{N_{wd}} \sum_{w=1}^{N_{ws}} P(V_j(V_0, \theta, \mathbf{X}_{wt}, \mathbf{Y}_{wt})) \cdot F_{wk}, \quad (3.30)$$

onde N_{wd} representa o número de setores da direção do vento considerados na discretização da rosa dos ventos. Também no contexto dessa discretização, N_{ws} representa o número de divisões da velocidade do vento incidente no parque eólico, representada através da distribuição de Weibull. Uma vez que os dados anemométricos considerados na formulação se referem a valores médios anuais, a potência total produzida calculada através da Eq. 3.30 também se refere a produção total anual.

Substituindo a Eq. (3.29) na equação acima, pode-se reescrever:

$$P_{tot} = \sum_{i=1}^{N_{wt}} \sum_{k=1}^{N_{wd}} \sum_{w=1}^{N_{ws}} \left(V_0 \left[1 - (1 - \sqrt{1 - C_t(V_0)}) \cdot \sqrt{\sum_{j=1}^{N_{wt}} M_{ijk}} \right] \right) \cdot F_{wk} \quad (3.31)$$

A equação anterior pode ser interpretada como a potência total avaliada a partir da ponderação da velocidade do vento em cada direção possível, dada pela rosa dos ventos (frequência de ocorrência para as direções) e pela flutuação de velocidades dada pela distribuição de probabilidades de Weibull, naquela direção em particular. Isto para todos os aerogeradores do parque eólico e avaliadas para todas as direções da rosa dos ventos para uma dada configuração $(\mathbf{X}_{wt}, \mathbf{Y}_{wt})$ de posição dos aerogeradores no parque.

Similarmente, a potência ideal produzida pelo parque eólico – sem a consideração do efeito de esteira – pode ser facilmente obtida através da expressão:

$$P_{ideal} = N_{wt} \cdot \left[\sum_{k=1}^{N_{wd}} \sum_{w=1}^{N_{ws}} P(V_0) \cdot F_{wk} \right] \quad (3.32)$$

Portanto, define-se a eficiência η do parque eólico a partir da expressão:

$$\eta = P_{tot}/P_{ideal} \quad (3.33)$$

Uma vez definida a função para cálculo da potência total produzida no parque P_{tot} , procede-se à definição da função objetivo do problema, definida em termos da maximização da potência total produzida e, conseqüentemente, da eficiência energética do empreendimento. Logo, o problema de otimização pode ser equacionado da seguinte forma:

$$\max F(\mathbf{X}_{wt}, \mathbf{Y}_{wt}) = P_{tot}(\mathbf{X}_{wt}, \mathbf{Y}_{wt}) \quad (3.34)$$

$$\text{sujeito a } g(x) = \sqrt{(\mathbf{X}_{wt,j} - \mathbf{X}_{wt,i})^2 + (\mathbf{Y}_{wt,j} - \mathbf{Y}_{wt,i})^2} \geq 5D, \quad (3.35)$$

$$j = 1, \dots, N_{WT} \text{ e } i = j - 1$$

onde a Eq. 3.35 representa a restrição de distanciamento mínimo imposta aos aerogeradores, sendo as suas coordenadas as variáveis de projeto do problema. Para todos os casos analisados, de acordo com valores usuais de projeto, essa distância foi fixada em 5 vezes o diâmetro do rotor do aerogerador ($\geq 5D$).

3.3 OTIMIZAÇÃO

Os métodos de otimização são amplamente empregados em diversos campos da ciência. Na Engenharia, seja no dimensionamento, construção ou manutenção de qualquer sistema, faz-se necessário tomar diversas decisões ao longo do processo, onde se almeja alcançar a melhor qualidade possível com os recursos disponíveis. Através dessas decisões, busca-se minimizar o esforço necessário para alcançar um objetivo ou então maximizar os resultados desejados ao final do processo. Dessa forma, a otimização pode ser definida como a busca, dentre um conjunto de soluções possíveis, pela melhor solução para a operação enquanto certas restrições são satisfeitas, provendo embasamento científico à tomada de decisão e determinando as condições mais adequadas para obtenção do rendimento ótimo ou ideal (VANDERPLAATS, 1984; RAO, 2009).

Na análise de situações práticas, pode-se traduzir as decisões em forma de variáveis e os objetivos podem ser expressos como uma função. Sendo assim, no processo de otimização obtém-se a melhor solução para um dado problema através da definição das condições que resultam no menor ou maior valor de uma função (RAO, 2009).

Desta forma, pode-se dividir esse processo em duas etapas. Primeiramente, é feita uma análise do problema de otimização e sua formulação através da definição das variáveis de projeto, da função objetivo e das restrições. Neste contexto, é importante que sejam conhecidos alguns conceitos e definições fundamentais, apresentados a seguir (RAO, 2009; SUN *et al.*, 2012):

- a) Função objetivo (F): função que representa alguma medida quantitativa do desempenho do sistema alvo da otimização, a qual se deseja minimizar ou maximizar;
- b) Variáveis de projeto ($\mathbf{X}_{proj} = [x_1, x_2, \dots, x_n]^T$): variáveis que alteram o valor final da função objetivo, podendo ser contínuas ou discretas. Uma vez que x_i represente o conjunto de variáveis independentes, a qualidade da solução candidata é quantificada através da avaliação $F(\mathbf{X}_{proj})$;
- c) Restrições R^N : caracterizam situações de projeto indesejadas, representadas por funções de igualdade $h(\mathbf{X}_{proj})$ ou desigualdade $g(\mathbf{X}_{proj})$. Podem ser condicionadas a valores limites – como deslocamentos, tensões etc – ou relacionadas às variáveis de projeto, limitando seus valores;

- d) Espaço de busca S : conjunto ou região das variáveis de projeto delimitada pelas funções de restrição laterais que compreendem as possíveis soluções do problema de otimização $[\mathbf{X}_{min} \mathbf{X}_{max}]$;
- e) Solução ótima global ($\mathbf{X}^* = [x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*]^T$): dentro do espaço de busca, é a solução que apresenta o melhor valor para a função objetivo em estudo.

Sendo assim, um problema de otimização pode ser expressado matematicamente conforme segue (SUN *et al.*, 2012):

$$\max F(\mathbf{X}_{proj}) \text{ ou } \min F(\mathbf{X}_{proj}) \quad (3.37)$$

$$\text{sujeito a } \mathbf{X}_{proj} \in S \subset R^N, \quad (3.38)$$

onde $F(\mathbf{X}_{proj})$ representa a função objetivo, \mathbf{X}_{proj} é um vetor N-dimensional que contém as variáveis de projeto e $S \subset R^N$ delimita o espaço de busca de soluções do problema aos que atendam às restrições do problema ($h(\mathbf{X}_{proj}) = 0$ e/ou $g(\mathbf{X}_{proj}) < 0$).

No contexto do projeto de parques eólicos, a utilização de técnicas de otimização visa posicionar as turbinas de modo a diminuir o efeito de esteira do vento, ocasionando um aumento na produção de energia e uma maior eficiência de cada turbina. Sendo assim, no presente trabalho busca-se obter a configuração das turbinas do parque de forma a gerar a melhor eficiência possível e, conseqüentemente, maximizar a energia total produzida. Na análise desse tipo de problema, considera-se como variáveis de projeto as coordenadas das turbinas, e as restrições estão associadas a distâncias mínimas entre elas, que devem ser respeitadas além dos limites geográficos do parque eólico onde serão implantadas.

Uma vez formulado o problema de otimização, conforme destacado por SUN *et al.* (2012), o próximo passo é fazer a escolha do método numérico apropriado para resolver o problema de otimização, testar a solução ótima obtida e, por fim, tomar a decisão de maneira adequada. Também no contexto da otimização do posicionamento espacial de aerogeradores em parques eólicos, em função da sua natureza contínua, os algoritmos de busca aleatória e metaheurísticos são amplamente utilizados, além da sua clara vantagem em não requerer gradientes das funções objetivo e restrições envolvidas (MOSETTI *et al.*, 1994; GRADY *et al.*, 2005; MARMIDIS *et al.*, 2008; CHEN *et al.*, 2013; FENG e SHEN, 2013; FENG e SHEN, 2015; MIRHASSANI e YARAHMADI, 2017; KUNAKOTE *et al.*, 2021). Dessa forma, no

presente trabalho, optou-se por utilizar uma metodologia metaheurística, apresentada na seção a seguir.

3.3.1 Algoritmos de otimização

No contexto histórico, o grande avanço dos computadores em termos de capacidade de processamento e de armazenamento tornou possível resolver problemas de otimização considerados de difícil solução no passado, tais como problemas de otimização não-linear, otimização combinatória e problemas de programação inteira. A principal vantagem dos métodos computadorizados é a possibilidade de explorar todo o espaço de soluções viáveis de forma rápida e exaustiva. Essas técnicas de busca computadorizadas são divididas de acordo com a sua estratégia de busca: os métodos dos gradientes, os métodos de enumeração e os métodos de busca direta são conhecidos como métodos determinísticos (SUN *et al.*, 2012).

Os métodos determinísticos, conhecidos usualmente como métodos clássicos, obtêm a solução do problema de otimização através da utilização de formulações matemáticas. Usualmente, exigem que a função objetivo e as funções de restrição sejam contínuas e diferenciáveis, tendo em vista que, na busca pela solução ótima, é feito o cálculo de derivadas de primeira e segunda ordem. Costumam ser muito rápidos e eficientes na análise de funções simples e com menor número de variáveis, mas apresentam certas dificuldades na análise de problemas de maior complexidade. Em geral, limitam a busca por soluções globais em problemas multimodais, uma vez que convergem para o extremo mais próximo da direção de busca determinada pelas derivadas (RAO, 2009).

Ainda segundo RAO (2009), em função da descontinuidade inerente à função objetivo e de restrições, são inadequados para tratar de problemas que envolvem variáveis discretas. Portanto, conforme destacado por GAO *et al.* (2016) e VEISI e MAYAM (2017), uma vez que o problema de otimização da disposição espacial dos aerogeradores em parques eólicos se configura como sendo um problema combinatório no qual se utilizam variáveis de projetos discretas, há uma dificuldade em aplicar técnicas clássicas baseadas em gradientes.

Por outro lado, conforme SUN *et al.* (2012), os algoritmos de busca aleatória, incluindo os métodos metaheurísticos, são técnicas de busca direta que incorporaram estratégias estocásticas em seus respectivos processos de busca, fazendo com que o algoritmo tenha altas chances de evitar ótimos locais. Logo, conforme destacado por KUNAKOTE *et al.* (2021), uma vez que os metaheurísticos possuem a vantagem de serem livres de derivadas, estes

Maximização da eficiência de parques eólicos por otimização do posicionamento espacial dos aerogeradores

configuram-se como sendo uma alternativa à abordagem clássica. Os resultados de diversos trabalhos mostram que essa abordagem constitui uma ferramenta poderosa na otimização da disposição espacial dos aerogeradores em parques eólicos (MOSETTI *et al.*, 1994; EROGLU e SEÇKINE, 2012; FENG e SHEN, 2015; WANG *et al.*, 2017).

Os algoritmos de Inteligência de Enxame constituem uma classe de algoritmos bastante popular entre os metaheurísticos, da qual decorre diversas metodologias. Dessa forma, apresenta-se na seção a seguir as principais propriedades dessa classe de algoritmos como forma de introduzir o embasamento teórico do algoritmo utilizado no trabalho em questão.

3.3.2 Otimização por Enxame de Partículas (*Swarm Intelligence*)

Segundo (SUN *et al.*, 2012), os métodos metaheurísticos podem ser definidos como um processo de produção iterativo que orienta um heurístico suplementar através da combinação feita de forma inteligente de diferentes conceitos de busca, descoberta e seleção de resultados dentro do espaço de soluções. Estratégias de aprendizado são utilizadas visando estruturar da melhor maneira possível as informações, de forma a tornar possível encontrar de maneira efetiva soluções ótimas. Além disso, os metaheurísticos são vistos como algoritmos de estruturação genérica, o que permite que sejam aplicados na análise de diferentes problemas de otimização com apenas algumas modificações para adaptar-se a um problema específico. A maioria destes métodos são estocásticos por natureza e são frequentemente relacionados a algoritmos de busca aleatória locais.

Dentre os métodos metaheurísticos, os algoritmos de Inteligência de Enxame (*Swarm Intelligence*) surgiram de ponderações sobre o comportamento de grupos de insetos sociais, como colônias de formigas, bandos de pássaros e rebanhos de animais. Ou seja, grupos onde os indivíduos geralmente estão em grandes quantidades e possuem características homogêneas. Nestes grupos, apesar de esses indivíduos possuírem capacidades individuais reduzidas, estes podem realizar diversas tarefas consideradas complexas sem supervisão e de maneira auto organizável. O comportamento global do sistema resulta da interação local dos indivíduos com o meio onde estão inseridos e entre si, sendo essa interação entre eles baseada em regras comportamentais simples que exploram informações locais que os indivíduos compartilham diretamente ou através do meio (SUN *et al.*, 2012).

Desde a sua introdução na década de 80, SUN *et al.* (2012) destacam que os algoritmos de Inteligência de Enxame têm sido estudados e amplamente empregados em diversos campos

da ciência, tais como análises econômicas e tomada de decisão, biologia e indústria. Dentre estes, o *Particle Swarm Optimisation* (PSO) é um algoritmo de Inteligência de Enxame bastante popular na otimização global em espaço de soluções contínuo. Desde sua introdução por KENNEDY e EBERHART (1995), o algoritmo tem atraído a atenção de diversos pesquisadores, o que originou diversas variantes do algoritmo original. Por sua vez, essas variantes possuem diversas estratégias de automatização de parâmetros.

O algoritmo QPSO (SUN *et al.*, 2004), utilizado no presente trabalho, é uma das variantes originadas do PSO. Sendo assim, apresenta-se na seção a seguir, após breve introdução sobre o algoritmo PSO, a fundamentação teórica e principais características do algoritmo QPSO.

3.3.2.1 *Particle Swarm Optimization* (PSO)

Segundo COELHO (2007), a abordagem clássica do algoritmo PSO foi proposta através do trabalho de diversos cientistas que desenvolveram simulações numéricas do movimento de indivíduos, tais como bandos de pássaros e cardumes de peixes. Nesses grupos, observou-se que a sincronia no comportamento do enxame pode ser interpretada como um esforço para manter uma distância ótima entre eles. Dessa forma, as simulações desse comportamento são fortemente baseadas na manipulação das distâncias entre esses indivíduos.

Em tese, os indivíduos desses conjuntos se beneficiam de descobertas anteriores e experiências de todos os membros do grupo quando estão em busca de alimento. Dessa forma, a hipótese de que a troca de informação entre indivíduos da mesma espécie fornece certo proveito evolutivo constitui o ponto fundamental do desenvolvimento do PSO, que consiste numa técnica de otimização heurística baseada na população e que vem sendo amplamente empregada em diversos problemas de otimização em função da sua simplicidade e capacidade de encontrar soluções relativamente boas de forma rápida (COELHO, 2007).

Basicamente, o PSO é desenvolvido através da simulação de um bando de pássaros no espaço bidimensional. A posição de cada um dos agentes (partículas) ali inseridos é representada pelo par de coordenadas (X, Y) , aos quais estão atrelados também as componentes de velocidade v_x e v_y que representam, respectivamente, as velocidades nas direções x e y . Através das informações de posição e velocidade de cada um dos agentes, é feita a modificação de sua posição conforme esquema ilustrado na Figura 14 (EL-ZONKOLY, 2006).

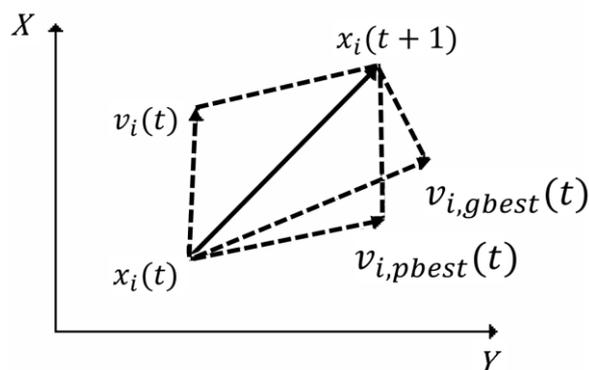


Figura 14: Esquema de modificação do ponto de busca de uma partícula feito pelo PSO.

Fonte: Adaptado de COELHO (2007).

Em termos gerais, através das partículas, a abordagem feita através do PSO representa diretamente cada uma das soluções potenciais da função objetivo. Inicialmente, as posições e velocidades de cada uma das partículas são definidas de forma randômica. Em seguida, todas as partículas se deslocam dentro do espaço de soluções, atualizando sua posição a cada iteração, até que a solução ótima seja encontrada. Durante o processo iterativo, o ajuste da velocidade da partícula é feito com base na cooperação social e na sua própria experiência, através dos valores obtidos em soluções encontradas anteriormente (XIANG *et al.*, 2007).

Conforme destacado por COELHO (2007), o processo de implementação da versão clássica do PSO é feito de acordo com os seguintes passos:

Passo 1. Inicialização das posições e velocidades das partículas do enxame: a partir de um processo randômico que utiliza uma função de densidade de probabilidade cuja distribuição é uniforme, é feita a definição inicial das velocidades e posição das partículas no espaço n-dimensional do problema, definindo assim uma população (*array*) onde essas informações são armazenadas.

Passo 2. Avaliação do ajuste das partículas: avaliar o quão adequado é o valor de cada partícula.

Passo 3. Comparação com o *pbest* (*personal best*): comparar os valores de ajuste de cada uma das partículas com o próprio *pbest*. Caso o valor atual seja melhor do que o *pbest*, então é feita a substituição do *pbest* pelo valor atual bem como a nova localização do *pbest* passa a ser a localização atual.

Passo 4. Comparação com o *gbest* (*global best*): comparar o valor de ajuste da população como um todo com o melhor valor encontrado anteriormente. Caso o valor atual seja melhor do que o *gbest*, então é feita a substituição do *gbest* pelo *array* de índices e valores das partículas atual.

Passo 5. Atualização das velocidades e posições das partículas: é feita a alteração da velocidade v_i e posição x_i de cada uma das partículas a partir das equações a seguir:

$$v_i(t + 1) = w \cdot v_i(t) + c_1 \cdot ud \cdot (p_i(t) - x_i(t)) + c_2 \cdot Ud \cdot (p_g(t) - x_i(t)) \quad (3.39)$$

$$x_i(t + 1) = x_i(t) + \Delta t \cdot v_i(t + 1), \quad (3.40)$$

onde w representa o fator peso inercial, i representa o índice que vai de 1 até o número N de partículas da população (enxame), t representa o índice que vai de 1 até o número t_{max} de iterações, $v_i = [v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{iN}]^T$ e $x_i = [x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{iN}]^T$ representam, respectivamente, a velocidade e posição da i -ésima partícula, enquanto $p_i = [p_{i1}, p_{i2}, \dots, p_{iN}]^T$ representa o histórico das melhores posições da partícula obtido ao longo das iterações.

A variação da velocidade das partículas em relação a *pbest* e *gbest* é feita através das constantes positivas de aceleração c_1 e c_2 que representam, respectivamente, as componentes cognitiva e social. O índice g representa o índice da melhor partícula dentre todas do enxame. As variáveis ud e Ud são dois números aleatórios uniformemente distribuídos entre 0 e 1. A Eq. 3.40 representa a atualização da posição da partícula a partir da velocidade atualizada e da posição anterior, considerando $\Delta t = 1$.

Passo 6. Repetição do ciclo evolutivo: retornar ao Passo 2 até que um critério de parada seja atingido, sendo este usualmente definido como um ajuste suficientemente bom ou um número máximo de iterações.

3.3.2.2 *Quantum Particle Swarm Optimization* (QPSO)

Desde sua implementação, o PSO foi objeto de estudo de diversos pesquisadores que buscavam otimizar a performance do algoritmo, o que culminou no desenvolvimento de diversas variantes bastante interessantes. No contexto da Mecânica Clássica, os vetores de posição x_i , velocidade v_i e aceleração a_i descrevem uma partícula e, por sua vez, determinam a sua trajetória. Dessa forma, a partícula se move ao longo de uma trajetória pré-determinada, o que não ocorre na Mecânica Quântica (SUN *et al.*, 2004; SUN *et al.*, 2005).

No meio quântico, em função do princípio da incerteza, o termo trajetória perde o significado, tendo em vista que a posição x_i e velocidade v_i da partícula não podem ser determinadas de forma simultânea. Portanto, se partículas individuais apresentam comportamento quântico no método PSO, o algoritmo é forçado a trabalhar de uma forma diferente (SUN *et al.*, 2004; SUN *et al.*, 2005).

Dessa forma, SUN *et al.* (2012) destaca que o QPSO é uma importante evolução do algoritmo PSO no contexto da motivação pela mecânica quântica das partículas, o que facilita a sua implementação, tendo em vista que, diferentemente do PSO, o QPSO não emprega vetores de velocidade e tem menos parâmetros a serem ajustados. Levando em consideração que cada partícula do enxame apresenta uma possibilidade não nula de encontrar-se em qualquer posição (x) do espaço de soluções viável, mesmo em uma posição longe do ótimo global, o QPSO apresenta uma melhor capacidade de pesquisa global da solução, uma vez que a estratégia de busca utilizada por esse algoritmo se beneficia nas posições ótimas anteriores e recebe ajuda também da melhor posição média de todas as partículas, permitindo tornar possível uma maior procura no espaço de soluções.

No QPSO, em comparação ao que ocorre no PSO, há uma grande diferença no comportamento da partícula devido ao seu comportamento dinâmico. Ainda nesse contexto, o QPSO, ao invés de utilizar a posição e velocidade para descrever o estado da partícula conforme feito no método clássico, utiliza uma função de onda $\Psi(x)$. Dessa forma, a probabilidade de se encontrar a partícula em uma posição específica pode ser descrita por uma função de densidade de probabilidade $Q(x)$, conforme apresentado a seguir (COELHO, 2007; SUN *et al.*, 2012).

Segundo SUN *et al.* (2012), utilizando o método de simulação estocástico de Monte Carlo para uma dada função de densidade de probabilidade, pode-se obter a posição da partícula pela seguinte equação estocástica:

$$x = p \pm (L/2) \cdot \ln(1/u), \text{ com } u \sim U(0,1) \quad (3.41)$$

sendo p uma variável randômica e o parâmetro L caracteriza a “imaginação” ou “criatividade” da partícula, descritos através das equações a seguir:

$$p = \varphi P + (1 - \varphi)G, \text{ com } \varphi \sim U(0,1) \quad (3.42)$$

$$L = 2\alpha|x - mbest|, \quad (3.43)$$

onde P consolida a melhor experiência através dos valores de variáveis de projeto que correspondem ao melhor valor da função objetivo, G representa a média das melhores experiências de todas as partículas do enxame, u e φ são variáveis randômicas distribuídas uniformemente entre 0 e 1. Já o parâmetro α é conhecido como coeficiente de expansão e contração e o $mbest$ representa a média da melhor posição P_i de cada partícula do enxame que contém N indivíduos, podendo ser calculado a partir da expressão a seguir:

$$mbest = (1/N) \sum_{i=1}^N P_i \quad (3.44)$$

Portanto, a expressão de atualização da posição pode ser reescrita conforme segue:

$$x_{i,n+1}^j = p_{i,n}^j \pm \alpha \cdot |mbest_n^j - x_{i,n}^j| \cdot \ln(1/u_{i,n+1}^j), \text{ com } u \sim U(0,1), \quad (3.45)$$

onde o sinal positivo é adotado em caso $U(0,1) < 0,5$, caso contrário adota-se o sinal negativo. Dessa forma, a função de onda $\Psi(x)$ e função de densidade de probabilidade $Q(x)$ (que representa também a posição da partícula x) podem ser descritas conforme exposto a seguir:

$$\Psi(x) = (1/\sqrt{L}) \cdot e^{-\left(\frac{|p-x|}{L}\right)} \quad (3.46)$$

$$Q(x) = |\Psi(x)|^2 = (1/L) \cdot e^{-\left(\frac{2|p-x|}{L}\right)} \quad (3.47)$$

Conforme destacado por SUN *et al.* (2012), a forma mais simples e eficaz de aumentar a eficiência do QPSO é fazendo a seleção dos parâmetros do algoritmo de maneira eficiente, evitando assim que a complexidade do algoritmo seja aumentada bem como o custo computacional. Nesse contexto, o parâmetro mais importante do QPSO, além do número de partículas, número máximo de iterações e dimensão do problema, é o coeficiente de contração e expansão α , essencial para a convergência do algoritmo. Para esse parâmetro, os autores sugerem que o algoritmo se torna convergente quando $\alpha < 1,78$ e divergente com $\alpha > 1,8$.

Há, portanto, dois métodos simples para selecionar o parâmetro α : o primeiro deles torna o valor do parâmetro fixo e o segundo diminui seu valor de forma linear no decorrer das iterações, conforme expressão abaixo (SUN *et al.*, 2012):

$$\alpha_n = \frac{(\alpha_{final} - \alpha_{inicial}) \cdot n}{n_{iter}} + \alpha_{inicial} , \quad (3.48)$$

onde α_n é o valor atualizado no coeficiente na n -ésima iteração, decrescendo linearmente a partir de um valor inicial $\alpha_{inicial}$ até atingir um valor final α_{final} ao final de todas as iterações n_{iter} .

Uma vez conhecida a formulação envolvida no método, descreve-se, portanto, a síntese do algoritmo QPSO. Inicialmente, é gerado de forma aleatória uma população de partículas e, dentre estas, é elencada a melhor em função do objetivo do problema. No decorrer das iterações, é feito o cálculo da posição média do enxame e, a partir desta, faz-se a atualização da posição atual de cada partícula. Após atualizar as posições de todas as partículas, avalia-se o valor de função objetivo de cada uma delas e, a partir destas informações, é criado um histórico de melhores posições individuais e da melhor posição global atual do enxame. O processo continua até que algum critério de parada ou de convergência seja atingido. O pseudocódigo do algoritmo é apresentado na Figura 15.

```

Dimensão do problema  $j$ , No. de variáveis ( $N_{var}$ ), partícula  $i$ , No. de partículas ( $N_p$ ), iteração  $n_{iter}$ .
Definição dos limites superior e inferior para as variáveis de projeto [ $X_{min}; X_{max}$ ].
População inicial aleatória  $x_{i,0}^j$  com  $N_p$  partículas.
Posição inicial: melhor de cada partícula,  $P_{i,0}^j = x_{i,0}^j$ , e o melhor do enxame  $G_0$ .
Enquanto (critérios de parada forem falsos)
     $n_{iter} = n_{iter} + 1$ 
    Calcular  $mbest_n^j$  pela Eq. 3.44
    Calcular parâmetro  $\alpha$  pela Eq. 3.48 ou definir valor fixo.
    Para  $i = 1$  até  $N_p$ 
        Para  $j = 1$  até  $N_{var}$ 
             $\varphi_{i,n}^j = rand(0,1)$ ;  $p_{i,n}^j = \varphi_{i,n}^j P_{i,n}^j + (1 - \varphi_{i,n}^j) G_n^j$ ;  $u_{i,n}^j = rand(0,1)$ ;
            Se  $rand(0,1) < 0,5$ , faça:
                 $x_{i,n+1}^j = p_{i,n}^j + \alpha \cdot |mbest_n^j - x_{i,n}^j| \cdot \ln(1/u_{i,n+1}^j)$ ;
            Senão, faça:
                 $x_{i,n+1}^j = p_{i,n}^j - \alpha \cdot |mbest_n^j - x_{i,n}^j| \cdot \ln(1/u_{i,n+1}^j)$ ;
        Finalizar em  $j$  variáveis;
        Calcular a função objetivo das novas partículas e comparar com a anterior;
        Atualizar os pontos  $P_{i,n}$  e  $G_n$ ;
    Finalizar em  $i$  partículas.
Finalizar o algoritmo se critérios de parada são verdadeiros ( $n > n_{iter}$ , tolerância, dispersão, etc.).

```

Figura 15: Pseudocódigo do algoritmo QPSO.

Fonte: Adaptado de SUN *et al.* (2012).

No presente trabalho, as avaliações feitas pelo código do método QPSO possuem a característica de serem otimizações mono-objetivo, uma vez que se pretende maximizar a energia gerada pelo parque eólico. O que, conseqüentemente, ocasiona um aumento na

eficiência do parque como um todo. As variáveis de projeto são as posições dos aerogeradores. As restrições estão relacionadas a quantidade de aerogeradores e a distância entre os mesmos, bem como a área utilizada pelos parques eólicos.

No decorrer das iterações, é avaliado o ajuste das partículas no que diz respeito ao atendimento das restrições. Ao encontrar uma solução que viole as restrições de alguma forma, deve-se aplicar um método de penalização adequado para que o algoritmo evite soluções não viáveis. Sendo assim, apresenta-se no tópico a seguir o método de penalização empregado no presente trabalho.

3.3.3 Métodos de Penalização para tratamento das restrições

Na análise de problemas de otimização, comumente são utilizadas ferramentas para que, ao invés de lidar com um problema com restrições, tenha-se que resolver um problema sem restrições, o que facilita a busca por soluções através de métodos computacionais. Uma técnica frequentemente empregada é a de substituição das restrições por métodos de penalização que, por sua vez, dependem do grau de violação das restrições (HAFTKA e GÜRDAL, 1992).

Ainda de acordo com HAFTKA e GÜRDAL (1992), essas penalidades associadas a violação de restrições devem assumir valores de tal forma que as restrições sejam apenas ligeiramente violadas. Entretanto, a aplicação de fatores de penalização com valores muito elevados faz com que surjam problemas numéricos, motivo pelo qual se evita esse tipo de abordagem nos problemas de otimização numérica. Dessa forma, é preferível que se utilize uma abordagem gradual que inicie com valores de penalização pequenos e que vão aumentando gradualmente.

Um dos tipos de métodos de penalização é descrito através da utilização de uma função de penalização externa. Esta nomenclatura refere-se ao fato de que as penalidades são aplicadas apenas na região externa do espaço de soluções viável. Entretanto, como resultado dessa abordagem, tem-se que a análise geralmente move-se na direção do domínio de soluções não viáveis. Além disso, caso o número de iterações seja insuficiente para que o fator de penalização assuma um valor elevado, o resultado final pode ser inútil. Por isso, quando se tem apenas restrições de desigualdade, é possível definir uma função de penalidade interna que mantém a análise dentro do espaço de soluções viável (HAFTKA e GÜRDAL, 1992).

Embora vantajoso às funções externas, cabe destacar que as funções de penalização internas necessitam de um ponto de partida de dentro do espaço de soluções viáveis. Além

Maximização da eficiência de parques eólicos por otimização do posicionamento espacial dos aerogeradores

disso, cabe destacar ainda que, devido ao uso do mecanismo de aproximação, é comum que o processo de otimização vague ocasionalmente no domínio de soluções inviáveis. Ainda assim, as funções de penalização interna são comumente utilizadas quando se tem um problema de otimização sujeito apenas a restrições de desigualdade, conforme abaixo (HAFTKA e GÜRDAL, 1992):

$$\begin{aligned} \min f(\mathbf{X}) \\ \text{sujeito a } g_j(\mathbf{X}) \geq 0, \quad j = 1, \dots, n_g \end{aligned} \quad (3.49)$$

sendo reescrito da forma:

$$\min \phi(\mathbf{X}, r) = f(\mathbf{X}) + r \sum_{j=1}^{n_g} 1/g_j(\mathbf{X}) \quad (3.50)$$

$$r = r_1, r_2, \dots, \quad r_i \rightarrow 0, \quad r_i > 0 \quad ,$$

onde, nas equações acima, $f(\mathbf{X})$ representa a função objetivo do problema analisado, $g_j(\mathbf{X})$ representa as n_g restrições de desigualdade existentes e $\phi(\mathbf{X}, r)$ representa a função objetivo com a função de penalização aplicada. Na função objetivo penalizada, r é uma constante positiva que controla a magnitude dos termos de penalização e o termo $1/g_j(\mathbf{X})$ se torna infinitamente grande no contorno do espaço de soluções viáveis, criando uma espécie de barreira nessa região (em função disso, os métodos de penalização interna são também chamados de métodos de barreira).

No presente estudo, conforme apresentado anteriormente, o problema analisado possui restrições associadas apenas a respeitar o distanciamento mínimo entre as torres, fixados em cinco vezes o diâmetro do rotor do aerogerador. Dessa forma, optou-se por utilizar uma função de penalização interna que reduz a potência total do parque multiplicando-a por um fator $1/K$, onde K representa o número de torres violando a restrição de espaçamento mínimo. Ou seja:

$$\min \phi(\bar{\mathbf{X}}) = (1/K)P(\bar{\mathbf{X}}) \quad (3.51)$$

onde $\bar{\mathbf{X}}$ representa o vetor que contém a posição dos aerogeradores e $P(\bar{\mathbf{X}})$ representa a potência total produzida pelo parque eólico.

Uma vez apresentados os conceitos e abordagens empregados nas análises realizadas, são apresentados, no tópico a seguir, os experimentos numéricos através dos quais a metodologia empregada foi validada.

4 EXPERIMENTOS NUMÉRICOS

Nos tópicos a seguir, são apresentados os principais aspectos dos casos de estudo analisados no trabalho em questão, bem como os resultados obtidos nas análises, traçando um comparativo com resultados de outras literaturas (MOSETTI *et al.*, 1994; GRADY *et al.*, 2005; FENG e SHEN, 2015).

4.1 VALIDAÇÃO COM O CASO IDEAL (MOSETTI *ET AL.*, 1994)

O caso ideal, proposto inicialmente no estudo de MOSETTI *et al.* (1994), consiste na análise de um parque eólico de dimensões $50D \times 50D$ subdividido em 100 cédulas de dimensões $5D \times 5D$, onde “D” representa o diâmetro da turbina empregada. Neste exemplo, são consideradas 3 diferentes situações de incidência do vento: a) direção e intensidade constantes, b) intensidade constante e direção variável e c) intensidade e direção variáveis. O termo “ideal” refere-se ao fato de que o exemplo não retrata um caso prático, muito embora tenha sido utilizado por diversos autores na validação de suas respectivas metodologias de análises de *micrositings* (GRADY *et al.*, 2005; MARMIDIS *et al.*, 2008; ITUARTE-VILLAREAL e ESPIRITU, 2011; FENG e SHEN, 2013; FENG e SHEN, 2015; MIRHASSANI e YARAHMADI, 2017).

Ainda no exemplo proposto por MOSETTI *et al.* (1994), a malha que decorre da divisão do espaço de possíveis posições da torre em cédulas de dimensões $5D \times 5D$ faz com que haja apenas 100 possíveis posições para os aerogeradores, uma vez que estes podem ser posicionados apenas no centro dessas cédulas. O que faz, portanto, com que a área inicial do paralelogramo de $50D \times 50D$ seja reduzida a $45D \times 45D$, haja vista a necessidade do desconto de $2,5D$ em cada aresta. Ainda que essa divisão garanta com que o espaçamento mínimo de $5D$ seja respeitado entre os aerogeradores, isso faz com que o espaço de soluções fique muito restrito.

De maneira similar ao que foi feito na análise do mesmo caso por FENG e SHEN (2015), visando à ampliação do espaço de soluções e não à restrição do mesmo, a abordagem aplicada

no presente estudo permite que os 30 aerogeradores empregados estejam posicionados em qualquer local no espaço de $50D \times 50D$, ainda que disto decorra um maior custo computacional. Além disso, dentre os três casos da proposta inicial do exemplo da literatura, apenas o caso de direção norte e intensidade do vento de 12 m/s foi analisado, buscando determinar a viabilidade de aplicação do PSO e do QPSO frente a este tipo de otimização. Para este caso, apresenta-se na Figura 16 a seguir a rosa dos ventos correspondente.

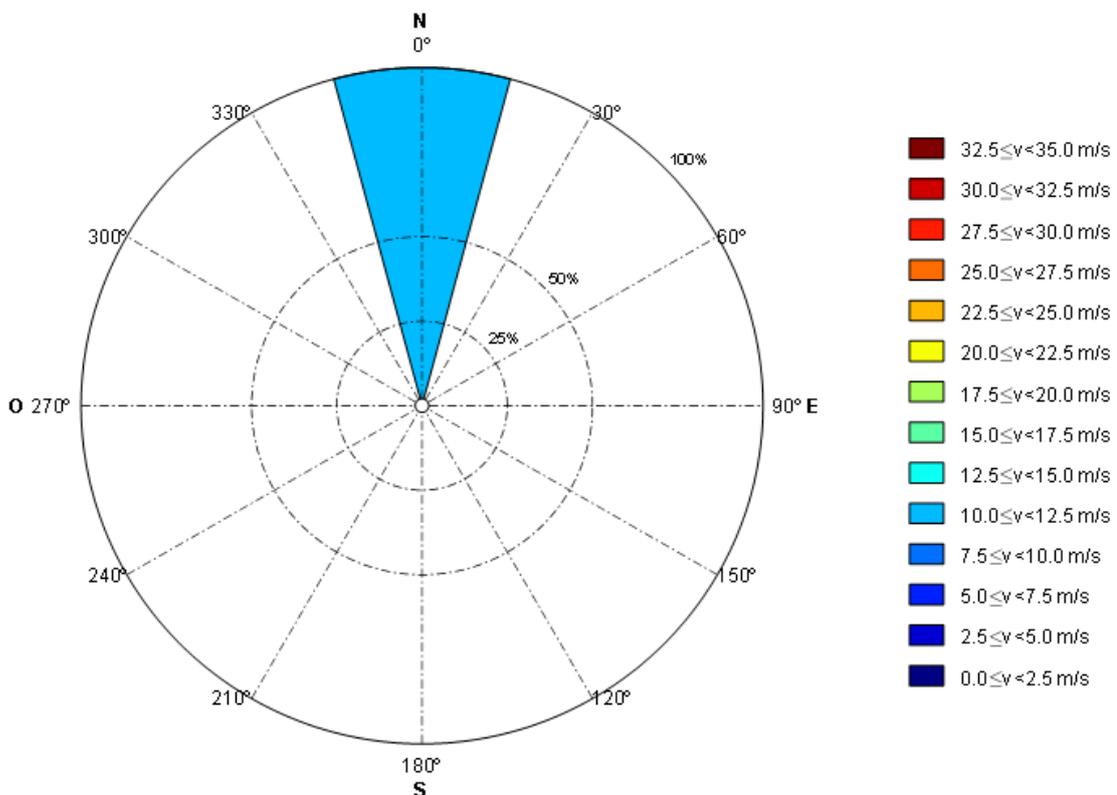


Figura 16: Rosa dos ventos para exemplo do Caso Ideal para o caso de velocidade e intensidade constantes.

Além disso, a proposta desse exemplo considera empregar apenas um tipo de aerogerador, que possui diâmetro de rotor (D) de 80 metros, altura de rotor (H) de 60 metros, coeficiente de empuxo (*Thrust*) (C_t) de 0,88, sendo este considerado constante especificamente nesse caso para a velocidade analisada. Com relação às características do solo, foi considerado uma rugosidade do terreno (z_0) de 0,3 m. A curva de potência do aerogerador considerado possui comportamento descrito conforme apresentado na Figura 17.

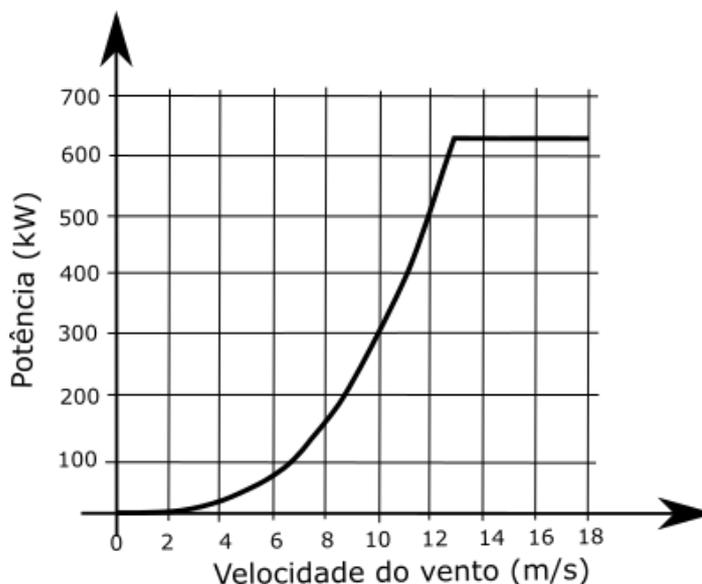


Figura 17: Curva de potência do aerogerador.

Fonte: Adaptado de MOSETTI *et al.* (1994).

4.2 VALIDAÇÃO COM O CASO *HORNS REV 1*

Com início das operações em 2002, *Horns Rev* é um complexo localizado a 15 km da costa no Mar do Norte da Dinamarca, formado por três parques eólicos. Entretanto, no presente trabalho, dentre os três parques será feita a avaliação apenas de um dos três parques, *Horns Rev 1*. Espalhados de 560 m entre si nas direções das dimensões principais de uma área oblíqua de 5 km x 3,8 km, estão em operação neste empreendimento 80 aerogeradores do modelo Vestas V80, que possuem diâmetro de rotor (D) de 80 metros e altura de rotor (H) de 70 metros. Apesar de não haver essa especificação, será adotada uma rugosidade do terreno (z_0) de 0,0002 metros, conforme sugerido por PINTO (2013) como sendo compatível com parques eólicos *offshore*.

Semelhantemente ao que foi feito no trabalho de FENG e SHEN (2015) e na análise do caso ideal, na validação do algoritmo empregado através da análise do parque *Horns Rev 1* pretende-se que seja feita a restrição de espaçamento mínimo de $5D$ entre os aerogeradores, embora haja uma diferença com os aspectos construtivos reais do parque. Além disso, são analisadas duas situações distintas tanto com o PSO quanto com o QPSO: na primeira, permite-se que, a partir da configuração inicial, o aerogerador possa assumir qualquer posição; já no segundo caso, apenas pequenos deslocamentos de ± 5 vezes o diâmetro em torno da posição inicial são permitidos. As diferentes análises são feitas com o objetivo de avaliar de que forma a diferença de permissividade de deslocamento das coordenadas dos aerogeradores gera

impacto sobre o resultado final obtido. Ao contrário do caso no qual o aerogerador pode estar posicionado em qualquer posição dentro dos limites do parque eólico, no caso com deslocamento restrito o aerogerador pode estar posicionado dentro de uma área de 5 vezes o diâmetro a partir da posição inicial. Com isso, tem-se um menor número de posições possíveis e, portanto, um espaço de soluções mais restrito.

À princípio, pretende-se analisar a situação do parque para a qual o tamanho do *layout* e dados anemométricos são reais, embora FENG e SHEN (2015) façam a avaliação do parque para 3 situações distintas. A rosa dos ventos correspondente aos dados anemométricos considerados é apresentada na Figura 18. Os parâmetros anemométricos da distribuição de Weibull para *Horns Rev 1* são apresentados na Tabela A.11 do Apêndice. À título de ilustração, é apresentada a distribuição de Weibull para direção 0° no caso *Horns Rev 1* na Figura A.1 do Apêndice, com a velocidade do vento para a respectiva direção apresentada na Figura A.2 do Apêndice. As distribuições de Weibull para cada direção de incidência do vento consideradas na análise do parque eólico em questão são apresentadas na Figura A.5 do Apêndice.

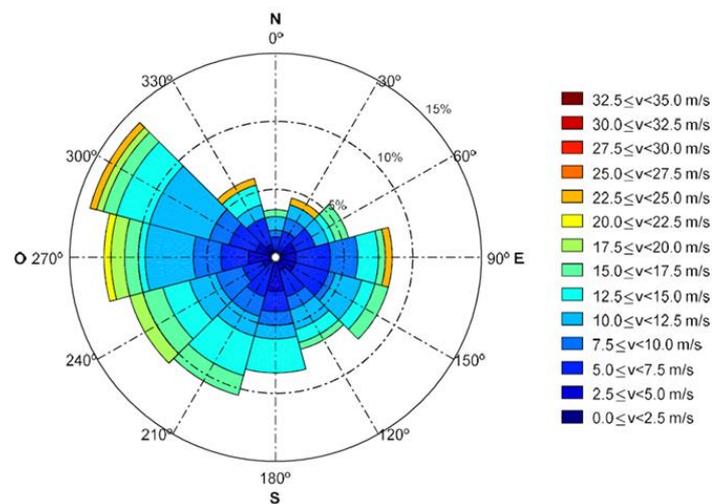


Figura 18: Rosa dos ventos para distribuição de velocidades e probabilidade de incidência de vento para cada direção do parque eólico *Horns Rev 1*.

O layout original do parque eólico *Horns Rev 1* e a curva de potência e de coeficiente de empuxo (*Thurst*) do aerogerador Vestas V80 são apresentados na Figura 19.

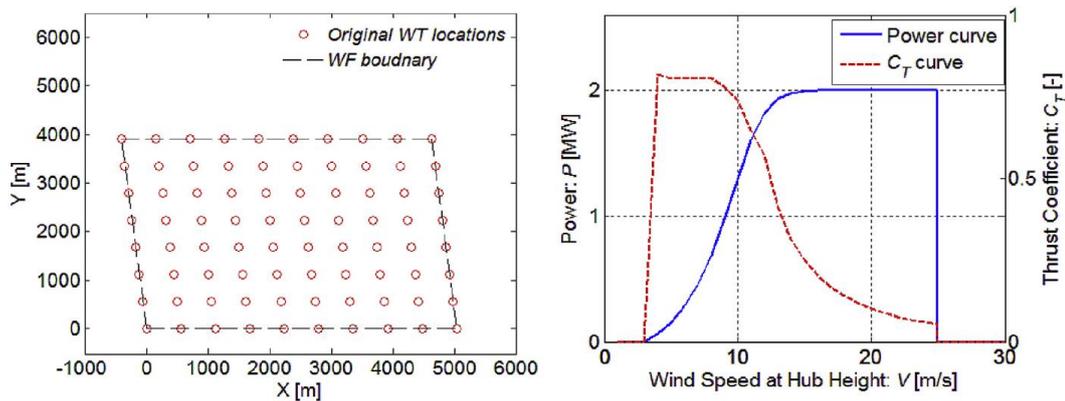


Figura 19: Layout original de *Horns Rev 1* e curva de Potência e de coeficiente de empuxo (*Thrust*) do aerogerador Vestas V80.

Fonte: FENG e SHEN (2015).

4.3 ESTUDO DE OTIMIZAÇÃO DO POSICIONAMENTO ESPACIAL EM CASO HIPOTÉTICO NO RS

Nesse tópico, é feita a análise de um parque eólico hipotético no estado do Rio Grande do Sul. Mais especificadamente na região do Planalto das Missões, o modelamento dos ventos descrito no Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (SCHUBERT, 2014) sugere a existência de regiões propícias ao desenvolvimento de parques eólicos ao redor do município de Tupanciretã.

Dessa forma, é feita a análise de um parque eólico nesta localidade, com 20 aerogeradores do modelo Vestas V80, sendo considerados dados anemométricos obtidos para um ponto específico dessa região, cujas coordenadas são: -29.0366 (LAT.) e -54.1898 (LONG.) (CEPEL, 2017). O parque eólico sugerido tem dimensões de 5×5 km, definido a partir das dimensões da região para a qual os dados da rosa dos ventos considerada (apresentados nas Tabela A.12 e Tabela A.13 do Apêndice) são representativos. À título de ilustração, é apresentada a distribuição de Weibull para direção 0° no caso do parque eólico hipotético na Figura A.3 do Apêndice, com a velocidade do vento para a respectiva direção apresentada na Figura A.4 do Apêndice. A rosa dos ventos considerada na análise do parque eólico em questão é apresentada na Figura 20.

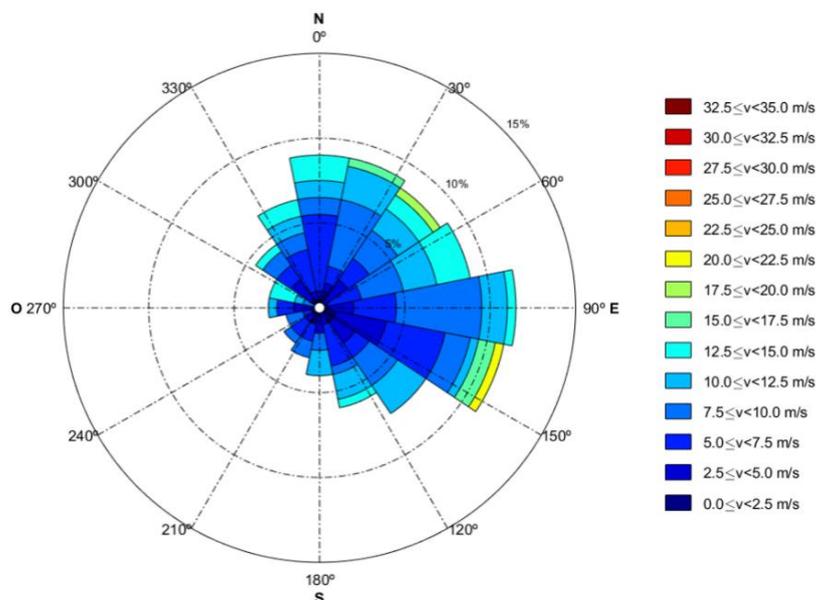


Figura 20: Rosa dos ventos considerada na análise do parque eólico hipotético.

Com base no modelo apresentado no Atlas eólico do estado (SCHUBERT, 2014), calcula-se que essa região comporte capacidade instalável de cerca de 5,0 GW em energia eólica nos locais com ventos médios anuais superiores a 7,0 m/s. Como forma de explorar esse potencial buscando também validar a modelagem do efeito de esteira tridimensional empregada, são feitas 3 análises com situações de relevo distintas: 1) terreno plano, 2) terreno com inclinação suave e 3) terreno com inclinação muito íngreme.

Independentemente das condições do terreno, nas 3 análises inicia-se a partir de uma configuração na qual os aerogeradores estão uniformemente distribuídos na área do parque. Para os casos onde há variação de relevo, cabe destacar que há influência do aspecto topográfico sobre o perfil de escoamento de ar. Entretanto, nas análises foi adotada a mesma abordagem de modelagem dos ventos dos casos anteriores, tendo em vista que o estudo do parque eólico hipotético representa uma análise inicial cujo principal objetivo é validar a modelagem da interferência da esteira aerodinâmica de um aerogerador sobre a eficiência de um outro, levando em consideração também a diferença de altura entre eles. Esta é uma limitação da formulação aqui empregada que privilegia a simplicidade e velocidade em realizar as estimativas de interferência contra a precisão do verdadeiro escoamento do vento das situações de relevo irregular.

Nos casos onde há variação do relevo, o modelo do terreno é calculado a partir da definição de valores de cota específicos para cada uma das posições dos aerogeradores por meio da utilização de uma nuvem de pontos inserida como parâmetro de entrada do algoritmo, de

forma a simular um aclave. A magnitude desses valores implica a condição de um terreno mais íngreme ou não. A esse valor de cota definido é adicionado uma parcela aleatória também especificada como parâmetro de entrada do algoritmo, podendo esta ser positiva ou negativa. A magnitude dessa parcela aleatória implica numa maior variabilidade das cotas ao longo do terreno. Uma vez feita a definição desses valores (definido pelo usuário), é feita a interpolação dos valores de cotas para que seja possível mapear e obter a cota do aerogerador em qualquer outra posição dentro do parque a ser considerada na análise do efeito de esteira. O modelo da irregularidade do terreno fica então capaz de fornecer estas irregularidades em qualquer outra posição (X, Y) dentro do parque eólico.

Tendo sido apresentados os principais aspectos dos casos analisados, no capítulo a seguir, apresenta-se os resultados obtidos nas análises de cada um deles.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para avaliar a viabilidade de utilização do PSO e do QPSO frente à otimização do posicionamento espacial dos aerogeradores em um parque eólico, foi feita inicialmente a abordagem de um caso de menor complexidade, para o qual a direção de incidência e velocidade do vento são constantes. Originalmente, o problema não considera diferenças de altura e nas análises a seguir essa diferença também não foi considerada. Para realização das análises, foram executadas 200 iterações ao longo de 20 rodadas independentes, com o objetivo de avaliar a robustez dos algoritmos. Para cada uma delas, o critério de parada consiste no término das iterações ou uma variação menor do que 10^{-6} no melhor valor de função objetivo entre uma iteração e outra. A cada rodada independente, o algoritmo retorna a eficiência energética obtida na melhor configuração e a posição dos aerogeradores nesta melhor condição. Dentre as rodadas independentes, o melhor valor de eficiência energética é comparado com valores da literatura e a diferença percentual é avaliada para cada situação.

Em seguida, os algoritmos são colocados à prova através da análise de um parque eólico de dimensões e dados anemométricos reais. Conforme feito na análise do caso anterior, também não foram consideradas diferenças de altura entre os aerogeradores. Após o mesmo número de iterações e rodadas independentes que foram feitas para a análise do caso ideal, é feito um comparativo da diferença percentual em termos de eficiência energética, partindo também dos dados reais do parque.

Por fim, é feita a análise de um parque eólico hipotético a partir de dados anemométricos reais, visando validar a capacidade do algoritmo em explorar o potencial eólico da região. O mesmo número de iterações e rodadas independentes dos casos anteriores é utilizado. No entanto, apenas o algoritmo QPSO é utilizado. Com esse exemplo, é feita também a validação da modelagem do efeito de esteira tridimensional empregada, bem como a análise do comportamento do algoritmo frente a condições de relevo distintas.

5.1 PSO E QPSO NA AVALIAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CASO IDEAL

De maneira similar ao que foi feito no trabalho de FENG e SHEN (2015), para execução da primeira avaliação do algoritmo é gerado um *layout* obtido de forma aleatória. Ao final das iterações, é feita uma comparação através do cálculo do acréscimo percentual da eficiência energética obtida a cada rodada frente aos valores encontrados por GRADY *et al.* (2005), que

são: $P_{tot} = 14310$ MW, com uma eficiência correspondente de 92,015 %. Portanto, para avaliação da variação do Caso Ideal com velocidade e direção do vento constantes, apresenta-se, na Tabela 2, o comparativo entre o melhor, a média e o pior dos acréscimos relativos da eficiência reportada por GRADY *et al.* (2005), encontrados pelo PSO e pelo QPSO implementados neste trabalho, frente aos acréscimos encontrados pelo algoritmo RS-NEW proposto por FENG e SHEN (2015).

Tabela 2: Valores de potência e eficiência encontrados por diferentes metodologias com cálculo da respectiva diferença relativa de eficiência comparados a GRADY *et al.* (2005).

Algoritmo	Máximo			Média			Mínimo			Desv_pad (%)
	Pot. (kW)	Efic. (%)	Dif. (%)	Pot. (kW)	Efic. (%)	Dif. (%)	Pot. (kW)	Efic. (%)	Dif. (%)	
RS-NEW (FENG e SHEN, 2015)	15209	97,8	6,35	15148	97,4	5,92	15085	97	5,48	0,33
PSO	15511,1	99,8	8,46	15339,9	98,7	7,27	15084,5	97,1	5,48	0,59
QPSO	15524,1	99,8	8,55	15352,6	98,7	7,36	15040	96,7	5,17	0,66

Em comparação ao resultado obtido por FENG e SHEN (2015), tanto o PSO quanto o QPSO apresentaram valores médios superiores e relativamente próximos entre si. Entretanto, embora o QPSO tenha conseguido alcançar um valor máximo ligeiramente superior, o PSO se mostrou um pouco mais robusto tendo em vista a maior consistência e menor variabilidade obtida entre as rodadas independentes do algoritmo. Além disso, na análise da solução para a qual foram obtidos os valores de máximo dentre todas as análises de cada um dos algoritmos, o PSO apresentou uma convergência mais rápida ao longo das iterações quando comparado ao QPSO, conforme apresentado na Figura 21.

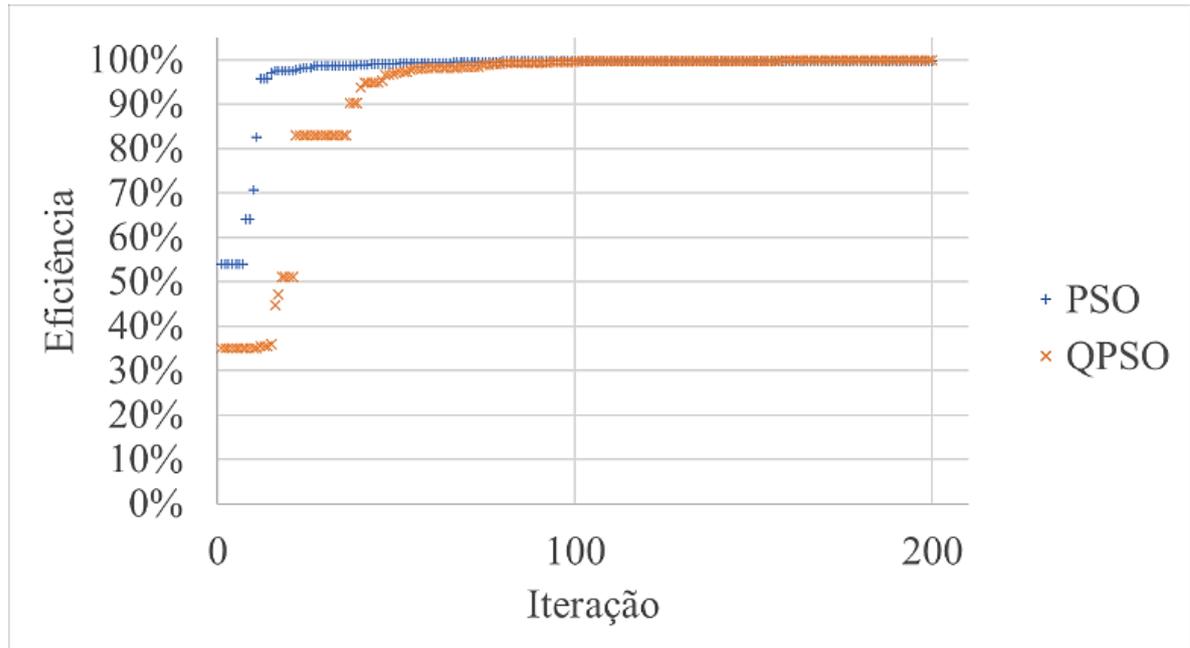


Figura 21: Convergência dos valores de eficiência energética dos algoritmos PSO e QPSO na análise da variação do caso ideal.

Ainda que, de certo modo, o PSO tenha se sobressaído em relação ao QPSO, o resultado obtido pelos dois algoritmos evidencia a eficiência da abordagem metaheurística em avaliar a otimização da disposição das turbinas de um parque eólico com alto número de aerogeradores, entregando resultados melhores que os relatados na literatura.

Os parâmetros metaheurísticos de funcionamento utilizados nos algoritmos PSO e QPSO são apresentados na Tabela A.2 e Tabela A.4 do Apêndice. Além disso, há parâmetros comuns à ambos os algoritmos apresentados na Tabela A.1 do Apêndice. Na Figura 23, é apresentado uma comparação entre a disposição mais eficiente obtido pelos métodos PSO, QPSO e os *layouts* mais eficientes obtidos pelo RS-NEW (FENG e SHEN, 2015) e o algoritmo genético utilizado por GRADY *et al.* (2005). As coordenadas dos aerogeradores obtidas pelo algoritmo PSO e pelo algoritmo QPSO apresentadas na Figura 22 são descritas na Tabela A.7 do Apêndice.

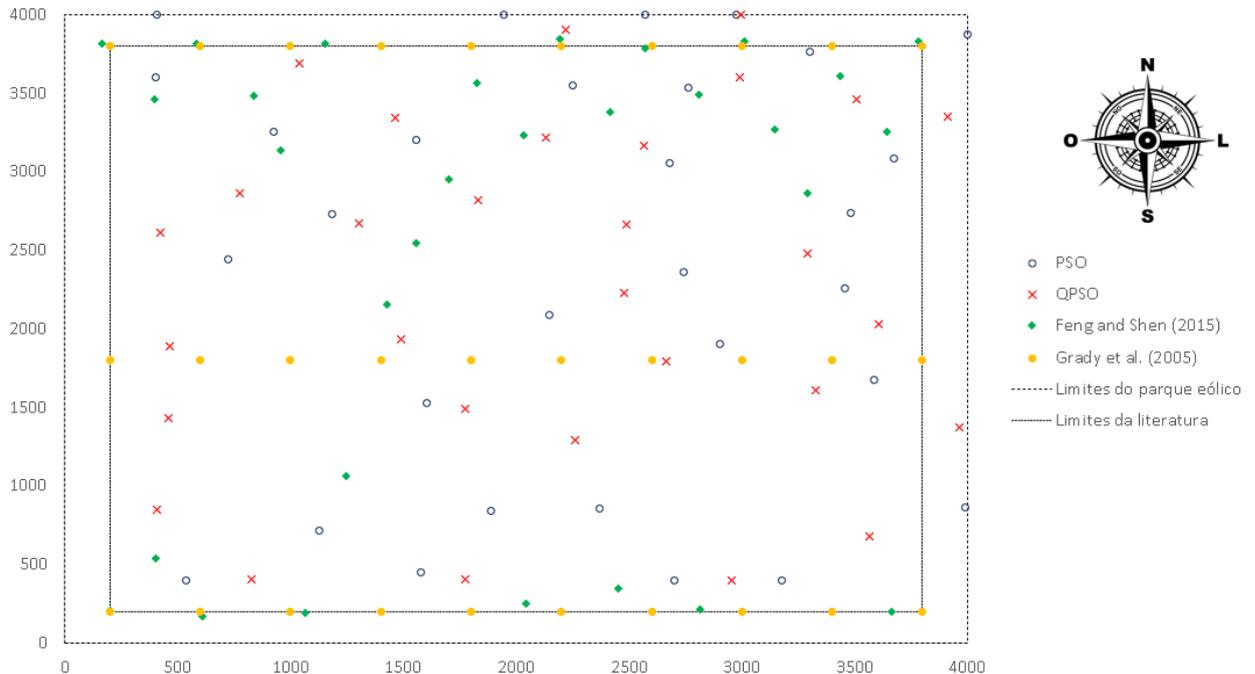


Figura 22: Comparativo de *layouts* otimizados obtidos por diferentes métodos para variação do Caso Ideal

Nota-se que há uma certa semelhança entre o posicionamento dos aerogeradores a partir da proposta do PSO, QPSO e do RS-NEW (FENG e SHEN, 2015), principalmente na metade da direção norte, onde há poucos aerogeradores alocados. Esse comportamento é explicado pela direção majoritária de incidência do vento: uma vez que o vento segue na direção norte, quanto mais espaçado os aerogeradores estiverem nessa direção, menor é a diminuição da produção energética e, conseqüentemente, da eficiência devida ao efeito de esteira. O que difere da proposta de GRADY *et al.* (2005), onde estes são simplesmente dispostos de forma alinhada.

5.2 PSO E QPSO NA AVALIAÇÃO DO PARQUE EÓLICO *HORNS REV 1*

Já na análise do parque eólico *Horns Rev 1*, de maneira similar ao que foi feito no trabalho de FENG e SHEN (2015) em uma das análises executadas para este parque, a execução da primeira avaliação do algoritmo é feita a partir do *layout* original do parque eólico em questão. Nesta configuração, tem-se uma potência total produzida $P_{tot} = 81672$ MW, o que corresponde a uma eficiência de 92,62 % de geração em relação a potência ideal (para a qual despreza-se as perdas em função do efeito de esteira) $P_{ideal} = 88176$ MW. Ao final das iterações, é feita uma comparação através do cálculo da diferença percentual da eficiência energética obtida frente ao valor da configuração original do parque. Os algoritmos são testados para duas

situações distintas: inicialmente, permitindo que o aerogerador possa assumir qualquer posição e, na outra simulação, apenas pequenos deslocamentos em torno da posição inicial são permitidos.

5.2.1 Avaliação do parque eólico *Horns Rev 1* com deslocamento livre

Para avaliação do parque eólico *Horns Rev 1*, considerando-se os dados anemométricos reais e partindo-se da configuração original do parque, apresenta-se, na Tabela 3, o comparativo entre o melhor, a média e o pior das diferenças percentuais relativas à eficiência original do parque encontrados pelos métodos PSO e QPSO para o caso no qual os aerogeradores podem ser posicionados em qualquer posição (sendo respeitada a restrição de distanciamento mínimo), frente aos acréscimos encontrados pelo RS-NEW de FENG e SHEN (2015).

Tabela 3: Valores de potência e eficiência encontrados por diferentes metodologias com cálculo da respectiva diferença relativa de eficiência comparados aos valores originais do parque eólico *Horns Rev 1* na análise com hipótese de deslocamento livre.

Algoritmo	Máximo			Média			Mínimo			Desv_pad (%)
	Pot, (kW)	Efic, (%)	Dif, (%)	Pot, (kW)	Efic, (%)	Dif, (%)	Pot, (kW)	Efic, (%)	Dif, (%)	
RS-NEW (FENG e SHEN, 2015)	81890	92,87	0,27	81830	92,80	0,19	81790	92,76	0,14	0,05
PSO	83917,9	97,54	5,31	83854,8	97,47	5,23	83804,8	97,41	5,17	0,03
QPSO	83969,9	97,60	5,37	83946,6	97,57	5,35	83867,7	97,48	5,25	0,03

A partir dos dados da Tabela 3, pode-se perceber que tanto o PSO quanto o QPSO foram capazes de encontrar resultados bem mais robustos de otimização frente aos encontrados por de FENG e SHEN (2015), além de mais consistentes tendo em vista também o desvio padrão menor. Apesar dos valores de desvio padrão semelhantes, o QPSO conseguiu ser mais eficaz do que o PSO ao apresentar valores de potência e eficiência maiores.

Além da maior eficiência, nota-se também que os valores de potência encontrados pelos métodos PSO e QPSO também foram maiores do que aqueles encontrados através do algoritmo RS-NEW 1 proposto por FENG e SHEN (2015). No cenário de valores máximos encontrados pelos algoritmos QPSO e PSO, nota-se inicialmente uma convergência mais rápida à solução do PSO frente ao QPSO, porém, embora o QPSO ultrapasse o PSO posteriormente, é possível

observar que a evolução do resultado ocorre de forma semelhante em ambos os algoritmos, conforme apresentado na Figura 23.

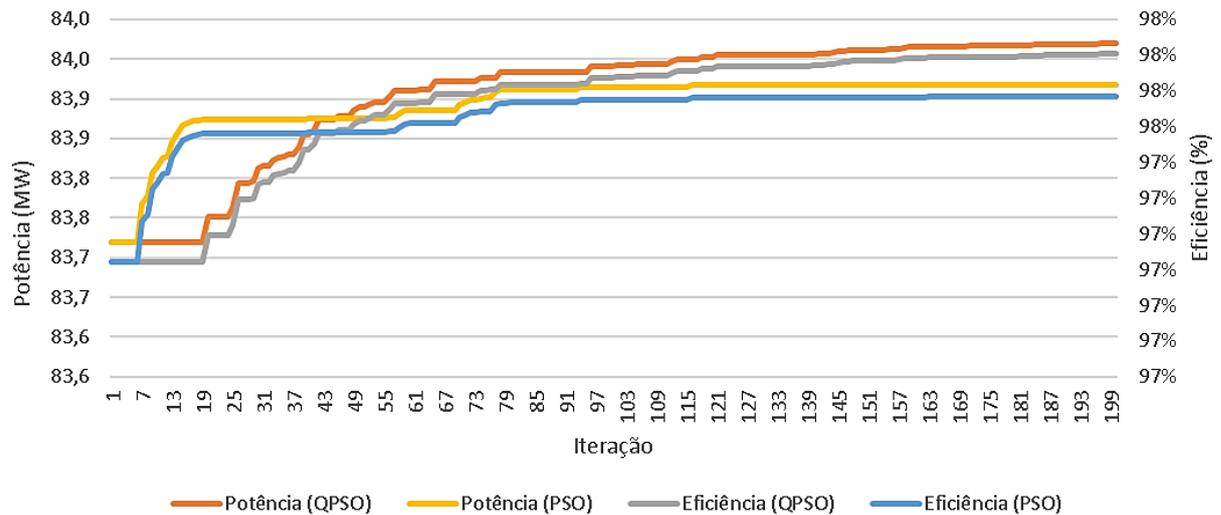


Figura 23: Convergência dos valores de potência total gerada e eficiência energética dos algoritmos PSO e QPSO na análise do parque eólico *Horns Rev 1* com deslocamento livre.

Em termos de tempo de execução, os algoritmos PSO e QPSO também apresentam valores semelhantes: para a análise das 200 iterações, o primeiro utilizou cerca de 215 segundos, enquanto na mesma análise o QPSO demorou 227 segundos. Cabe destacar também que o fato de os algoritmos apresentarem tempos da mesma ordem de grandeza se deve aos parâmetros utilizados em cada um dos algoritmos apresentados no Apêndice na Tabela A.3 e na Tabela A.5, tendo em vista que para ambos o número de partículas utilizado foi o mesmo. Além disso, assim como na análise do Caso Ideal, há parâmetros comuns à ambos os algoritmos apresentados na Tabela A.1 do Apêndice.

Por fim, para esta análise, apresenta-se na Figura 24 um comparativo entre o *layout* original do parque eólico e os *layouts* obtidos por cada um dos algoritmos analisados. As coordenadas dos aerogeradores obtidas pelo algoritmo PSO e pelo algoritmo QPSO apresentadas na Figura 24 são descritas na Tabela A.8 do Apêndice.

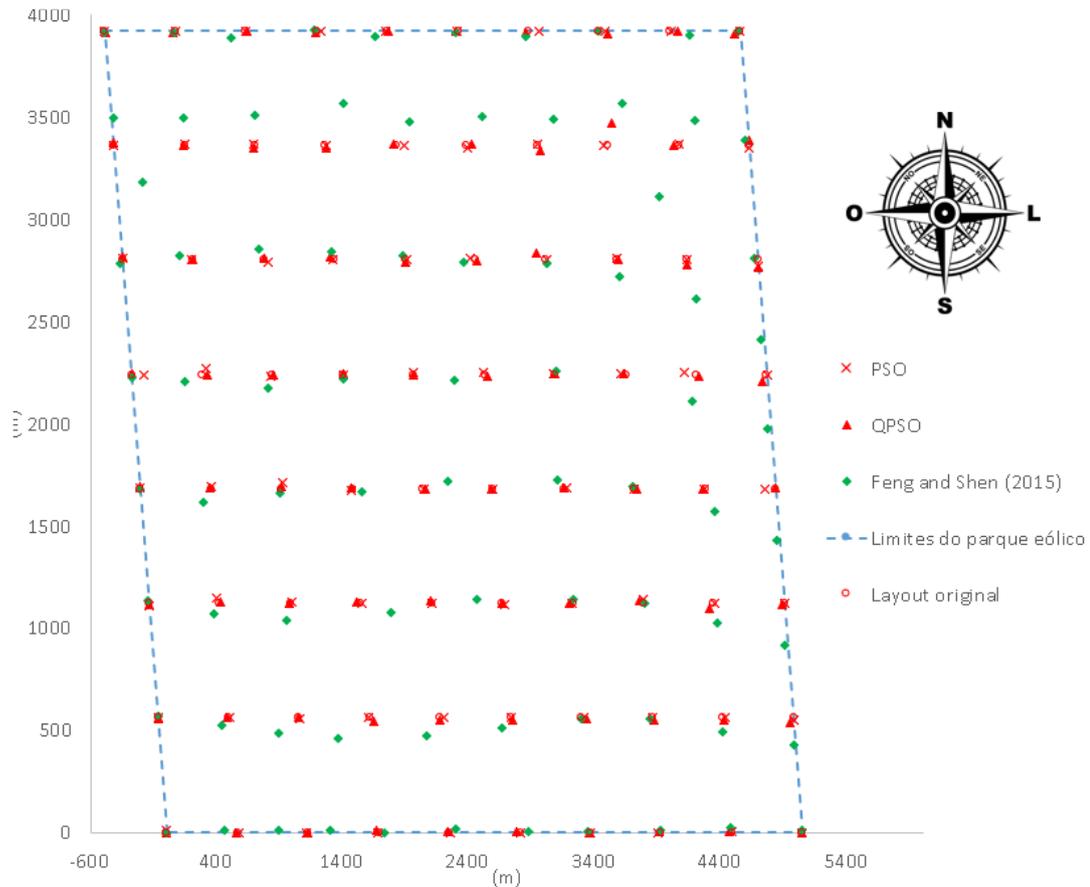


Figura 24 Comparativo de *layouts* otimizados obtidos por diferentes métodos para análise do parque eólico *Horns Rev 1* com deslocamento livre.

A partir da Figura 24, é possível observar que a proposta de *layout* otimizado obtida por FENG e SHEN (2015) apresenta uma dispersão maior em relação ao *layout* original do parque, embora seja capaz de obter certo ganho em termos de eficiência energética e potência total produzida. Por outro lado, os algoritmos PSO e QPSO apresentam soluções mais próximas do *layout* original e ainda assim com valores de potência e eficiência maiores, constatando assim a capacidade dos algoritmos de apresentar soluções mais refinadas.

5.2.2 Avaliação do parque eólico *Horns Rev 1* com deslocamento restrito

Na análise em questão, novamente partindo do *layout* original do parque eólico, para este caso permite-se apenas que os aerogeradores apresentem uma pequena variação a partir dessa posição inicial. Na Tabela 4, é apresentado um comparativo entre o melhor, a média e o pior das diferenças percentuais relativas à eficiência original do parque encontrados pelos algoritmos PSO e QPSO para o caso no qual os aerogeradores podem apenas sofrer deslocamentos de ± 5 vezes o diâmetro a partir da configuração inicial (sendo ainda respeitada

a restrição de distanciamento mínimo), frente aos acréscimos encontrados pelo RS-NEW de FENG e SHEN (2015).

Tabela 4: Valores de potência e eficiência encontrados por diferentes metodologias com cálculo da respectiva diferença relativa de eficiência comparados aos valores originais do parque eólico *Horns Rev 1* na análise com hipótese de deslocamento restrito.

Algoritmo	Máximo			Média			Mínimo			Desv_pad (%)
	Pot, (kW)	Efic, (%)	Dif, (%)	Pot, (kW)	Efic, (%)	Dif, (%)	Pot, (kW)	Efic, (%)	Dif, (%)	
RS-NEW (FENG e SHEN, 2015)	81890,0	92,87	0,27	81830,0	92,80	0,19	81790,0	92,76	0,14	0,05
PSO	83935,8	96,68	4,38	83740,4	96,45	4,13	58710,5	67,62	-26,99	7,21
QPSO	83944,4	96,69	4,39	83702,8	96,41	4,09	79938,1	92,07	-0,59	1,35

A partir dos dados da Tabela 4, pode-se perceber que os algoritmos PSO e QPSO foram capazes de produzir resultados médios superiores àqueles relatados na literatura. Ainda assim, os algoritmos PSO e QPSO apresentam uma menor consistência em termos de variabilidade dos resultados, constatada pelos valores de mínimos menores que os valores originais do parque. Esse fato é constatado através dos valores de desvio padrão encontrados.

No geral, em comparação à análise feita anteriormente, pode-se constatar que, apesar de maiores do que aqueles encontradas na literatura, os incrementos de eficiência encontrados neste caso foram menores do que os incrementos encontrados anteriormente. Fato este que pode ser explicado em função da maior restrição do espaço de soluções, o que faz com que os algoritmos sejam mais susceptíveis a ótimos locais, o que também explica a maior variabilidade nos resultados e os valores de mínimo inferiores aos valores originais encontrados.

Em termos comparativos, o QPSO apresenta um valor médio de eficiência ligeiramente menor do que o apresentado pelo PSO. Entretanto, conforme valor de desvio padrão apresentado anteriormente e valores apresentados na Tabela 4 acima, ainda assim consegue ser mais consistente do que o PSO na análise. Em termos de convergência da solução, o QPSO também apresentou uma evolução inicial mais rápida do que o PSO, conforme apresentado na

Figura 25, onde é ilustrada a convergência da solução para os valores de máximo obtidos dentre todas as análises de cada um dos algoritmos.

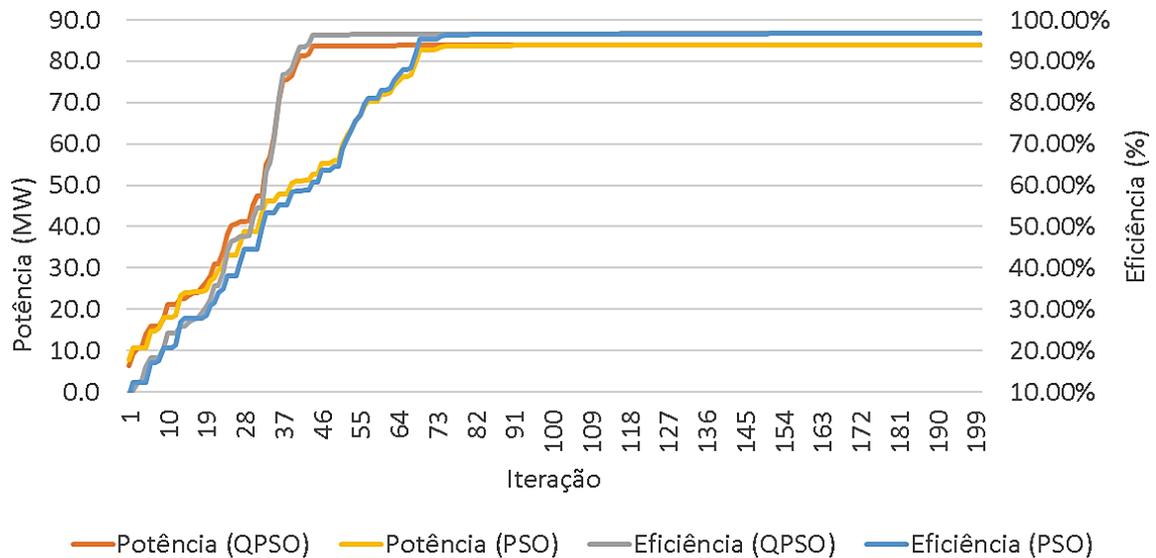


Figura 25: Convergência dos valores de potência total gerada e eficiência energética dos algoritmos PSO e QPSO na análise do parque eólico *Horns Rev 1* com deslocamento restrito.

Ao contrário do que aconteceu na análise com deslocamento livre, nesse caso inicialmente o QPSO consegue evoluir mais rápido do que o PSO. Já ao longo das iterações, a evolução ocorre de maneira similar em ambos, bem como a estabilização do resultado final acontece por volta da mesma iteração nos dois casos. Em termos de tempo de execução, destaca-se que também ao contrário do ocorrido na análise com deslocamento livre, nesse caso tem-se o QPSO funcionalmente mais rápido do que o PSO, tendo levado ao todo cerca de 216 segundos e o PSO 235 segundos, totalizando pouco mais de 3 minutos cada. Embora se tenha espaço de soluções mais restrito, observa-se que o tempo de execução é similar ao da análise com deslocamento livre, para a qual o aerogerador tinha mais liberdade de movimentação. O número de partículas também foi o mesmo em ambos os casos, conforme parâmetros apresentados no Apêndice na Tabela A.3 e na Tabela A.5.

Na Figura 26, é apresentado um comparativo entre o *layout* original do parque eólico e os *layouts* obtidos por cada um dos algoritmos analisados. As coordenadas dos aerogeradores obtidas pelo algoritmo PSO e pelo algoritmo QPSO apresentadas na Figura 26 são descritas na Tabela A.9 do Apêndice.

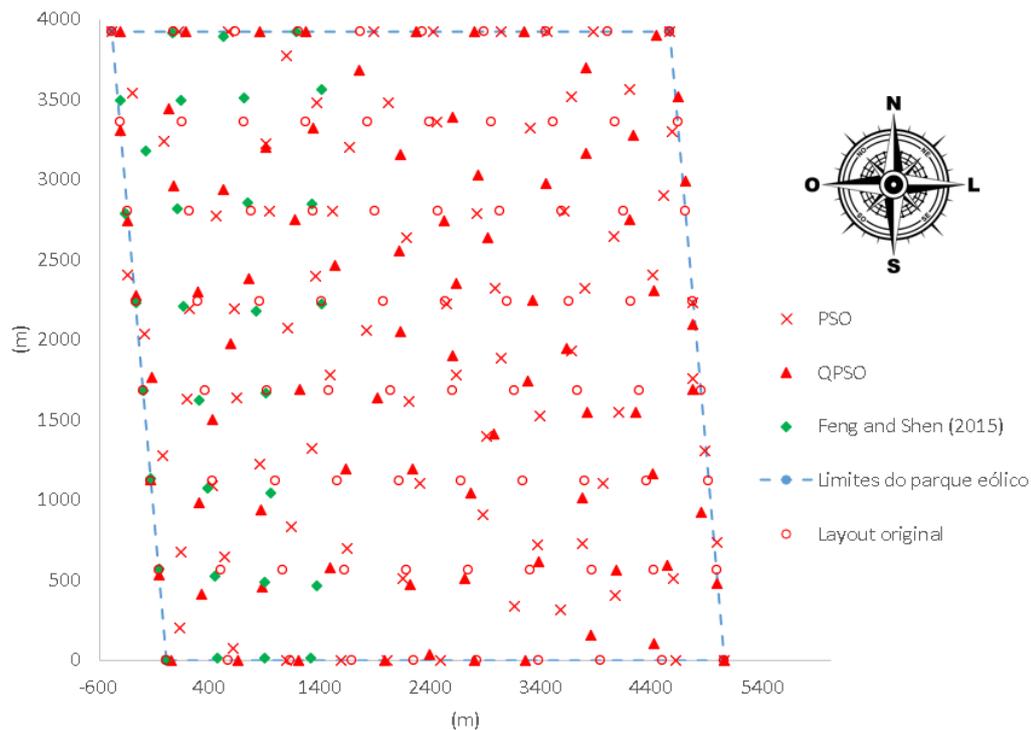


Figura 26: Comparativo de *layouts* otimizados obtidos por diferentes métodos para análise do parque eólico *Horns Rev 1* com deslocamento restrito.

Ao contrário do que ocorreu na análise do caso com deslocamento livre, nesse caso as soluções obtidas apresentaram uma maior dispersão em relação ao *layout* original do parque eólico, de maneira similar à solução proposta por FENG e SHEN (2015). Apesar da maior dispersão, os valores de potência e eficiência médios e máximos encontrados são melhores do que aqueles reportados na literatura.

No entanto, ao longo das rodadas independentes, para essa análise foram encontrados *layouts* com maior dispersão em relação ao *layout* original do parque eólico. Logo, apesar de apresentarem resultados melhores do que os da literatura, é possível constatar que a análise mais dispersa num cenário onde o espaço de soluções é mais restrito fez com que, em alguns casos, o algoritmo não fosse capaz de apresentar boas soluções, como nos casos de valores de mínimo encontrados. Por sua vez, essa limitação é constatada também a partir dos valores de desvio padrão encontrados, maiores que aqueles reportados na literatura e também maiores do que aqueles encontrados na análise anterior.

5.3 QPSO NA AVALIAÇÃO DO PARQUE EÓLICO HIPOTÉTICO

A partir das análises dos casos apresentados anteriormente, foi possível constatar que o algoritmo QPSO apresenta resultados melhores frente ao algoritmo PSO na análise de problemas mais complexos, como o do parque eólico *Horns Rev 1*. Ainda que o algoritmo PSO tenha obtido valores levemente superiores na análise da variação do Caso Ideal, deve-se ter em mente que se trata de um problema muito mais simples. Por esse motivo, o algoritmo QPSO foi escolhido para realizar as análises do parque eólico hipotético, havendo sido feito o ajuste dos parâmetros de entrada do algoritmo de acordo com os dados apresentados na Tabela A.6 do Apêndice.

Na análise do parque eólico em questão, para o número de aerogeradores de modelo especificado e considerando também os dados anemométricos empregados, a potência ideal (para a qual despreza-se as perdas em função do efeito de esteira) seria equivalente a $P_{ideal} = 5097,75$ kW. Esse valor é utilizado no cálculo das eficiências para cada um dos casos apresentados a seguir. Além disso, conforme supramencionado, apesar de tratar dos mesmos dados anemométricos e do mesmo número de aerogeradores, a análise em questão é feita para 3 situações distintas em termos de relevo. Sendo assim, a apresentação e discussão dos resultados é dividida da mesma forma, conforme exposto a seguir.

5.3.1 Avaliação do parque eólico hipotético para condição de terreno plano

Na Tabela 5, são apresentados os valores de potência máxima, média e mínima (kW), bem como as eficiências máxima, média e mínima (%) e o desvio padrão (%) referentes aos valores obtidos no decorrer das análises do caso em questão.

Tabela 5: Valores de potência e eficiência encontrados pelo algoritmo QPSO na análise do parque eólico hipotético na condição de terreno plano.

Potência (kW)			Eficiência (%)			Desvio padrão
Máxima	Média	Mínima	Máxima	Média	Mínima	
5040,60	5015,93	4964,64	98,88	98,39	97,39	0,33

Em termos de potência, nota-se que os valores próximos entre si encontrados expõem a consistência do algoritmo ao longo das análises. Ao longo das iterações, a obtenção de uma eficiência média acima de 98%, com um desvio padrão relativamente baixo, comprova a

robustez do algoritmo e sua capacidade de encontrar boas soluções. Cabe destacar ainda que o número reduzido de aerogeradores também contribui para obtenção de valores de eficiência elevados, uma vez que a área sobre a qual eles podem ser dispostos é relativamente grande em comparação a essa quantidade.

Na Figura 27, apresenta-se o *layout* otimizado obtido para o maior valor de potência encontrado nesta análise. As coordenadas dos aerogeradores obtidas pelo algoritmo QPSO apresentadas na Figura 27 são descritas na Tabela A.10 do Apêndice.

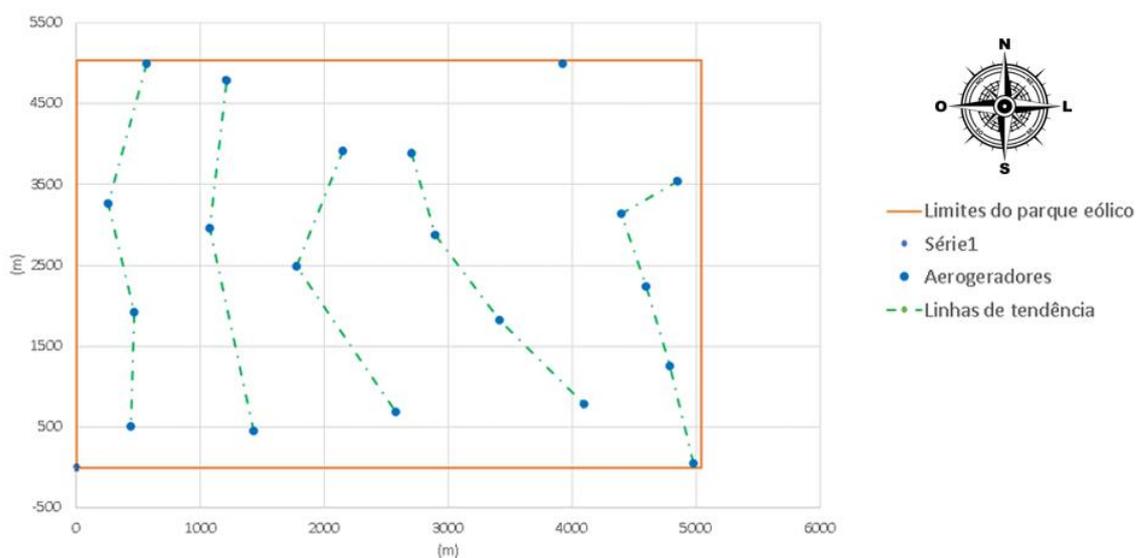


Figura 27: *Layout* otimizado obtido na análise do parque eólico hipotético na condição de terreno plano.

A partir da Figura 27, pode-se observar que há uma tendência dos aerogeradores de se posicionarem de forma alinhada, partindo da direita para esquerda e respeitando a restrição do espaçamento mínimo entre eles, representada a partir das linhas de tendência traçadas apenas à título de ilustração. A tendência do algoritmo em dispor os aerogeradores dessa forma pode ser melhor entendida ao observar a rosa dos ventos para essa região, através da qual pode-se concluir que os ventos vêm majoritariamente da direção leste, o que induz o algoritmo a posicionar os aerogeradores dessa forma. Uma vez que o terreno é plano, não se tem a influência do relevo nessa disposição.

Além disso, na Figura 28, são apresentadas as diversas configurações de *layout* obtidas ao longo das rodadas independentes na análise do parque eólico em questão.

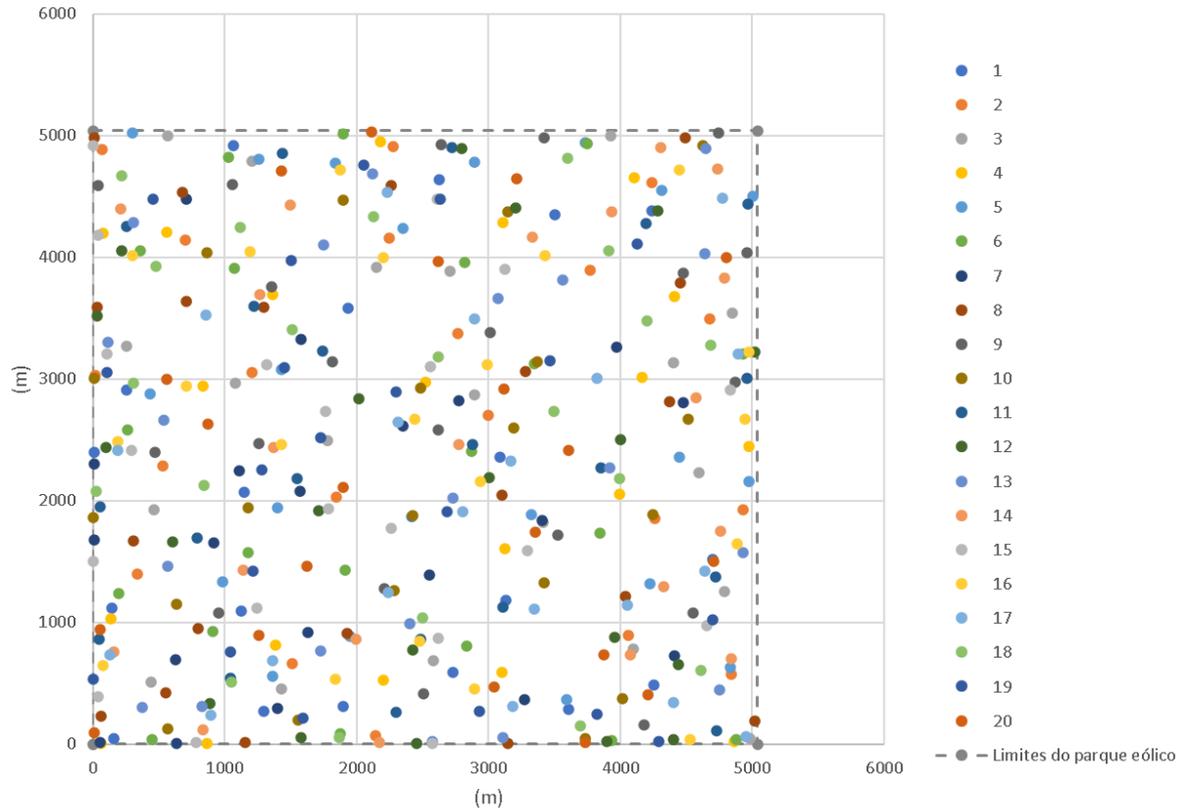


Figura 28: *Layouts* otimizados obtido ao longo das rodadas independentes na análise do parque eólico hipotético na condição de terreno plano.

A partir da Figura 28, é possível observar que houve uma variação considerável entre as posições dos aerogeradores, tendo em vista que diferentes *layouts* foram obtidos. Logo, é possível observar a condição do problema de otimização espacial dos aerogeradores possivelmente como sendo uma função com múltiplos mínimos, tema que merece maior investigação. Ou seja, a partir de diferentes configurações, pode-se obter valores de potência e eficiência bastante similares, tendo em vista o baixo valor de desvio padrão obtido. Cabe destacar também a capacidade do algoritmo de explorar todas essas soluções. Também, eventualmente, a sensibilidade da posição dos aerogeradores no parque pode ser pequena em relação à função objetivo, de forma que variações no entorno da posição ótima não gerem variações expressivas na função objetivo.

A seguir, apresentam-se as situações nas quais foram consideradas as diferenças de cota do terreno na análise do parque eólico em questão.

5.3.2 Avaliação do parque eólico hipotético para condição de terreno com relevo suave

De acordo com a metodologia exposta anteriormente, na geração do modelo de terreno é feita especificação de valores de cotas aos aerogeradores uniformemente distribuídos ao longo do parque. Para essa análise, foi considerado um desnível de 1000 m entre os aerogeradores posicionados nos extremos do parque. Embora aparente ser um valor alto, deve-se observar que o parque tem dimensões 5×5 km, então em sua extensão isso representaria apenas um acive de 0,4 m a cada metro linear percorrido. Além disso, conforme também supramencionado, a esses valores é adicionado uma parcela de cota randômica que faz com que o relevo sofra maior variação.

Partindo dessa especificação, apresenta-se na Figura 29, o modelo do terreno considerado na análise em questão.

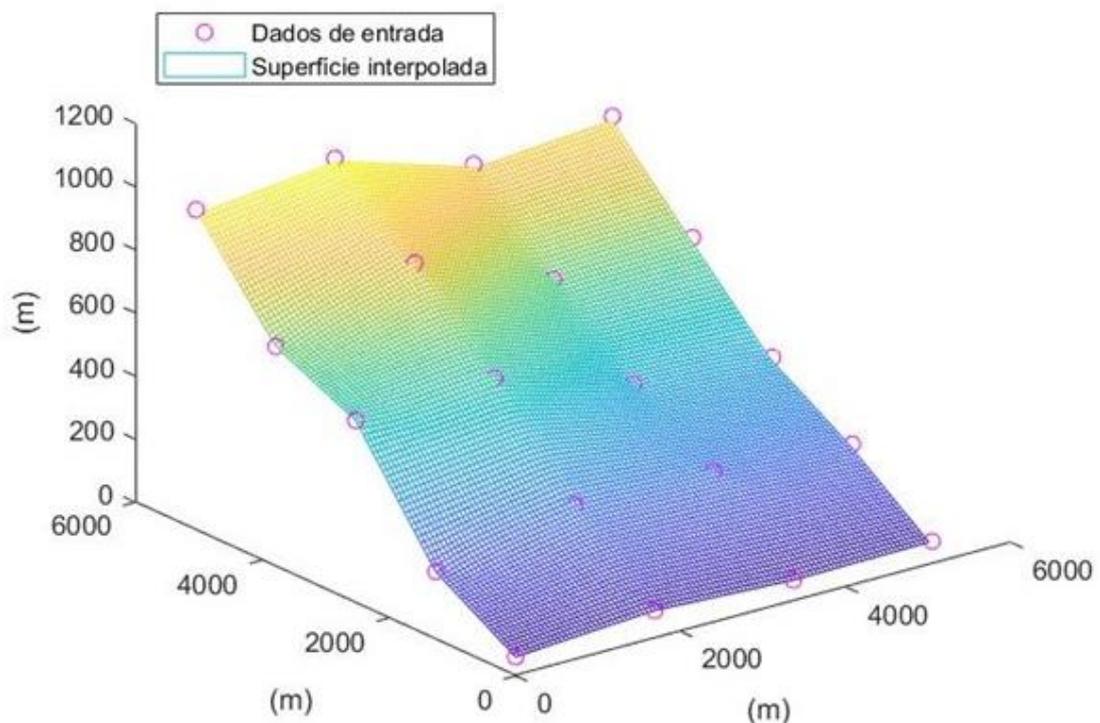


Figura 29: Modelo de terreno utilizado na análise do parque eólico hipotético na condição de terreno com inclinação suave.

A partir da imagem, observa-se que a contribuição da parcela de cota randômica faz com que, de fato, haja uma maior variabilidade no terreno, evitando que o mesmo seja apenas um acive. Uma vez gerado o modelo do terreno, fazendo com que seja possível obter o valor da cota do aerogerador para qualquer posição dentro da área do parque, procede-se à análise, a

partir da qual foram obtidos os valores de potência máxima, média e mínima (kW), bem como as eficiências máxima, média e mínima (%) e o desvio padrão apresentados na Tabela 6.

Tabela 6: Valores de potência e eficiência encontrados pelo algoritmo QPSO na análise do parque eólico hipotético na condição de terreno com inclinação suave.

Potência (kW)			Eficiência (%)			Desvio padrão
Máxima	Média	Mínima	Máxima	Média	Mínima	
5081,3	5067,86	5050,2	99,68	99,41	99,07	0,21

Em comparação com a análise anterior, nota-se que há um refinamento muito melhor da solução. O valor de mínimo encontrado é maior do que o valor de máximo encontrado na análise anterior. Além disso, para todos os casos a eficiência ficou acima dos 99%, o que também representa um ganho. Ainda com relação ao caso anterior, além dos valores de potência e eficiência maiores, nota-se que houve uma redução no valor do desvio padrão. Embora ambos estejam na mesma ordem de grandeza, essa redução indica uma análise mais consistente.

Na Figura 30 e na Figura 31, apresenta-se o *layout* otimizado obtido para o maior valor de potência encontrado nesta análise na perspectiva do plano, bem como uma visualização espacial do posicionamento final dos aerogeradores no parque. As coordenadas dos aerogeradores obtidas pelo algoritmo QPSO apresentadas na Figura 30 e na Figura 31 são descritas na Tabela A.10 do Apêndice.

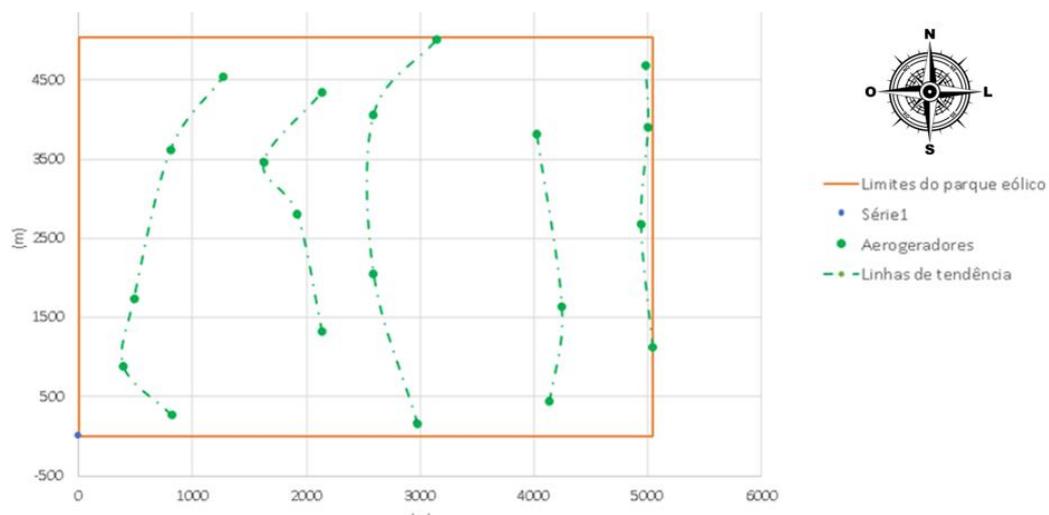


Figura 30: *Layout* otimizado obtido na análise do parque eólico hipotético na condição de terreno com inclinação suave.

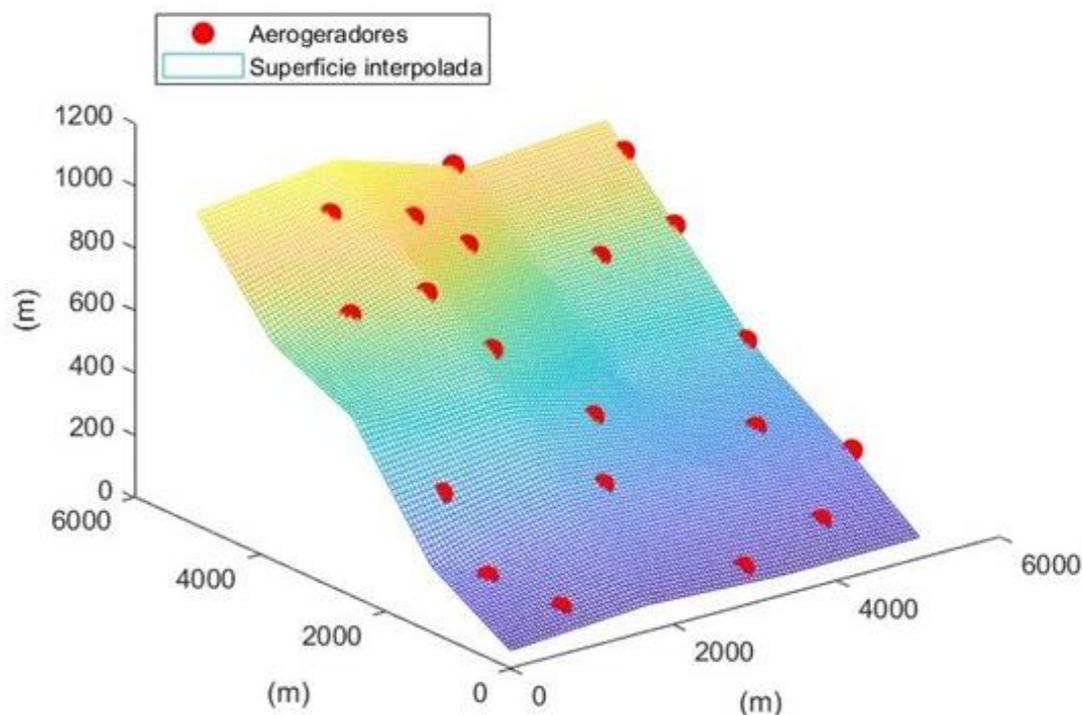


Figura 31: Perspectiva espacial do *layout* otimizado obtido na análise do parque eólico hipotético na condição de terreno com inclinação suave.

Em função da composição da rosa dos ventos, mais uma vez percebe-se a tendência do algoritmo em posicionar os aerogeradores alinhados da direita para esquerda, respeitando a restrição de distanciamento mínimo entre eles, novamente representada a partir das linhas de tendência traçadas apenas à título de ilustração. No entanto, na região mais a oeste do parque, nota-se a influência do relevo na disposição das turbinas, onde os aerogeradores são posicionados em diferentes alturas para tirar proveito da condição do terreno e evitar o efeito de esteira.

Por fim, apresenta-se no tópico a seguir o resultado da análise do parque eólico em questão para a condição do terreno íngreme.

5.3.3 Avaliação do parque eólico hipotético para condição de terreno íngreme

Para geração do modelo do terreno dessa análise, foi utilizada a mesma metodologia empregada na análise anterior. No entanto, a diferença de cota entre os extremos do parque foi de 10000 m. Nesta condição, a cada metro linear percorrido se teria uma diferença de cota de 2 m, o que representa uma condição extrema para que o algoritmo realmente seja colocado à prova. Cabe salientar que aclives de terreno desta magnitude são pouco prováveis de ocorrer na

prática, mas atendem à necessidade de verificação do comportamento do algoritmo aqui desenvolvido.

Partindo desse raciocínio, apresenta-se na Figura 32 o modelo do terreno considerado na análise em questão:

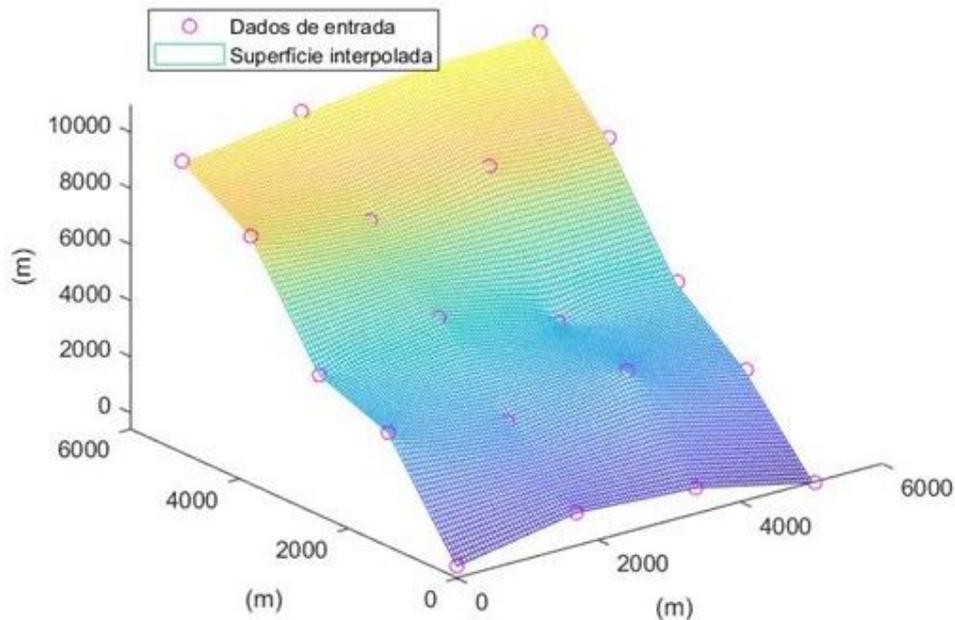


Figura 32: Modelo de terreno utilizado na análise do parque eólico hipotético na condição de terreno íngreme

Ao observar a imagem, pode-se concluir que há certa semelhança com o modelo gerado na análise anterior. Entretanto, os valores de cota e o desnível são bem mais expressivos. Uma vez gerado o modelo do terreno, procede-se à análise, a partir da qual foram obtidos os valores de potência (kW), eficiência (%) e o respectivo desvio padrão, apresentados na Tabela 7.

Tabela 7: Valores de potência e eficiência encontrados pelo algoritmo QPSO na análise do parque eólico hipotético na condição de terreno íngreme.

Potência média (kW)	Eficiência média (%)	Desvio padrão
5097,75	100,00%	0,00%

Nessa análise, para todas as rodadas independentes executadas com o algoritmo, foi obtido o mesmo valor de potência equivalente ao $P_{ideal} = 5097,75$ MW do parque. Ou seja,

nessa configuração de terreno, o algoritmo foi capaz de posicionar os aerogeradores de forma a eliminar completamente a ocorrência de perdas por meio do efeito de esteira.

Uma vez que em todas as análises foi obtido o mesmo valor final de potência e eficiência, foi feita uma análise sobre qual das rodadas independentes apresentou uma convergência mais rápida à solução final de forma a definir qual dos *layouts* finais obtidos seria apresentado para fins de discussão dos resultados. Na Figura 33, é apresentada a convergência ao longo das iterações para cada uma das rodadas independentes executadas.

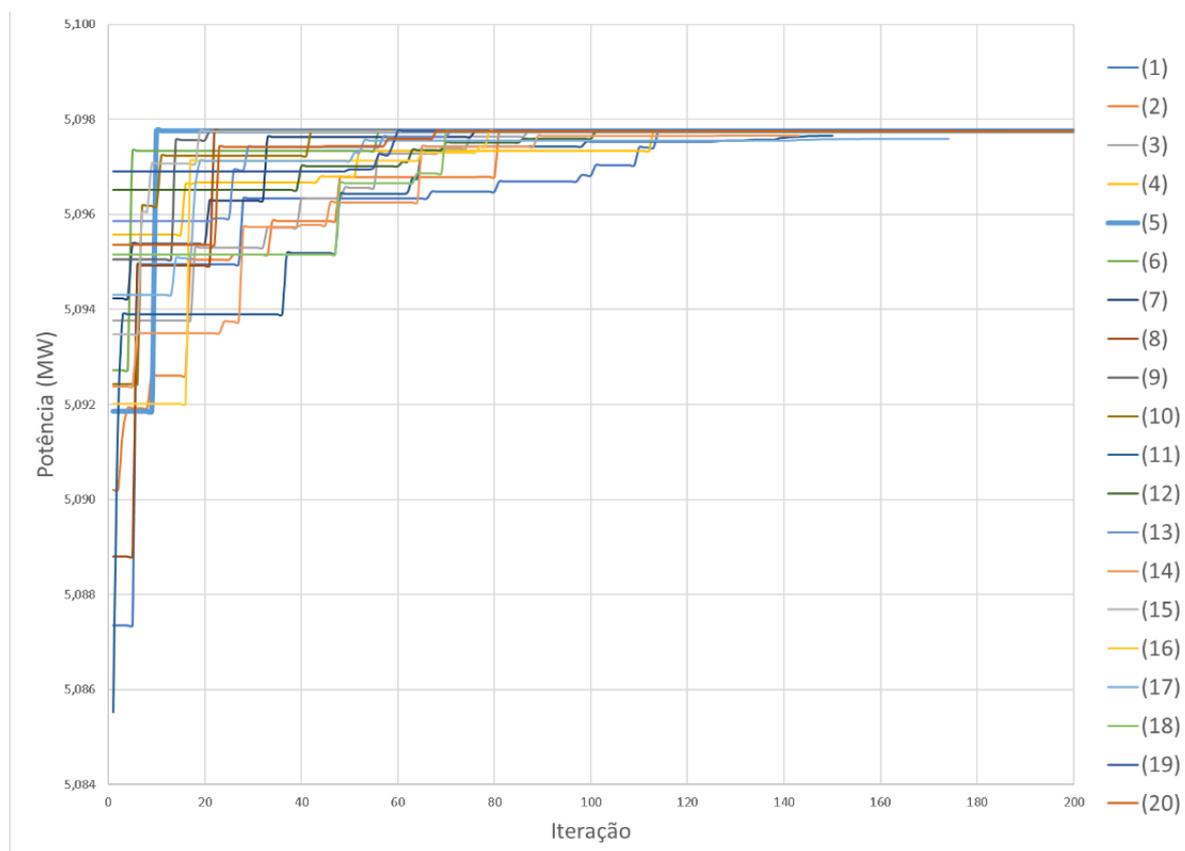


Figura 33: Evolução do valor da potência ao longo das iterações na análise do parque eólico hipotético na condição de terreno íngreme.

Conforme destaque na linha de maior espessura, na rodada independente de número 5 foi obtida uma convergência mais rápida à solução final. Portanto, apresenta-se na Figura 34 e na Figura 35 o *layout* otimizado dessa rodada na perspectiva do plano, bem como uma visualização espacial do posicionamento final dos aerogeradores no parque. As coordenadas dos aerogeradores obtidas pelo algoritmo QPSO apresentadas na Figura 35 e na Figura 36 são descritas na Tabela A.10 do Apêndice.

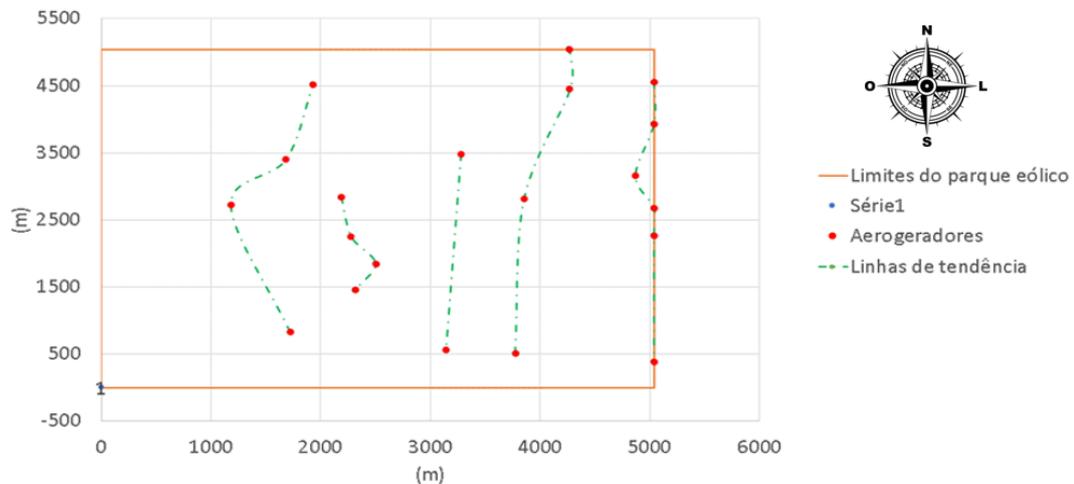


Figura 34: *Layout* otimizado obtido na análise do parque eólico hipotético na condição de terreno íngreme.

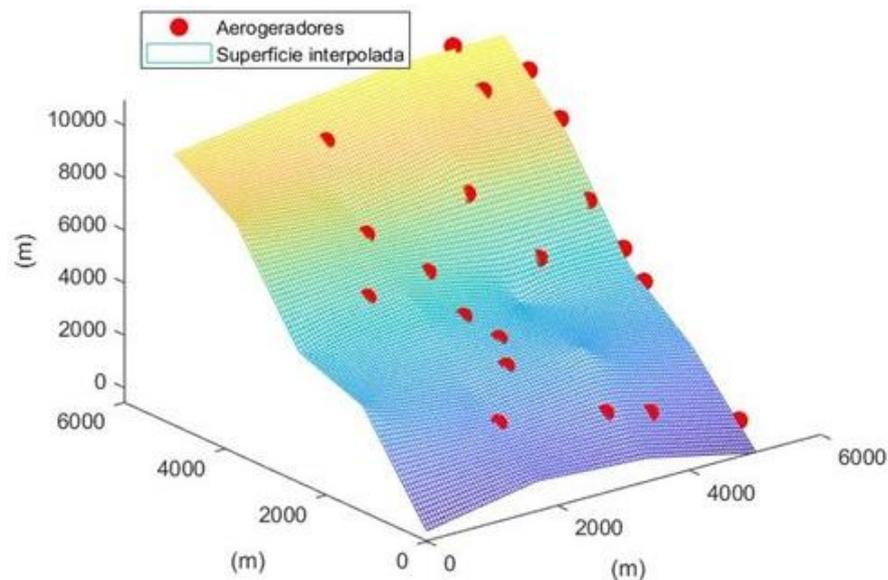


Figura 35: Perspectiva espacial do *layout* otimizado obtido na análise do parque eólico hipotético na condição de terreno íngreme.

Conforme ocorrido nas análises anteriores, a tendência do algoritmo em alinhar os aerogeradores partindo da direita para esquerda em função da direção predominante do vento permanece, novamente representada a partir das linhas de tendência traçadas apenas à título de ilustração. Mais do que nas análises anteriores, nesse caso essa tendência fica mais clara, pois a configuração do relevo permite que os aerogeradores fiquem mais próximos entre si sem sofrer perda na produção devido ao efeito de esteira. Ainda assim, cabe destacar que a restrição de distância mínima permanece e segue sendo atendida.

Para finalizar a análise do parque eólico em questão, é feito um comparativo entre a convergência em termos de potência e eficiência para a melhor das rodadas independentes em cada um dos casos supramencionados. O resultado é apresentado na Figura 36.

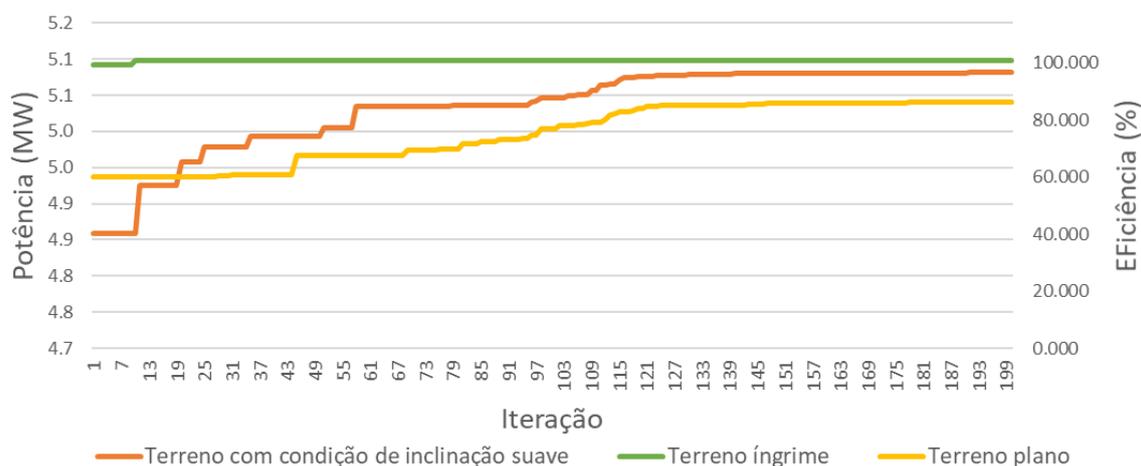


Figura 36: Convergência dos valores de potência total gerada e eficiência energética do algoritmo QPSO nas análises do parque eólico hipotético.

Em relação ao caso do terreno íngreme, é possível observar que a convergência para o valor final ocorre já nas primeiras iterações. Traçando um comparativo entre o caso do terreno plano e o terreno com inclinação suave, é possível concluir a partir do segundo caso que há uma convergência mais rápida à solução final, ainda que se trate de um problema mais complexo por envolver cálculos adicionais em função das diferentes cotas dos aerogeradores.

Em termos de tempo de execução, na análise do terreno com inclinação suave, foi gasto em média 305 segundos (aproximadamente 5,1 min) para cada uma das rodadas independentes. Conforme esperado, para o caso do terreno plano esse tempo foi um pouco menor: 289,5 segundos (aproximadamente 4,8 min). Já para o caso do terreno íngreme, o tempo de execução foi de 300,4 segundos (aproximadamente 5 min). Para este último caso, o tempo de execução também ficou conforme o esperado: é um pouco mais demorado do que o caso do terreno plano por se tratar de um problema mais complexo (espacial), entretanto ainda consegue ser mais rápido do que o caso com inclinação suave, uma vez que o algoritmo consegue evitar a ocorrência do efeito de esteira com maior facilidade.

6 CONCLUSÕES

A proposta do presente trabalho teve por objetivo aplicar uma abordagem metaheurística através de algoritmos PSO e QPSO na análise de otimização do posicionamento espacial dos aerogeradores em parques eólicos. Para tal, utilizou-se a distribuição de probabilidades de direções e velocidades do vento, além de curvas de potência e coeficiente de empuxo (*Thrust*) de aerogeradores, bem como foi feita a modelagem do comportamento da interação das esteiras aerodinâmicas sobre os aerogeradores oriundas das perturbações no escoamento do vento causadas pelas turbinas. Restrições relacionadas aos limites físicos do parque e de espaçamento mínimo entre os aerogeradores também foram consideradas neste trabalho.

Inicialmente, a validação dos códigos desenvolvidos em MATLAB (2000) foi feita através da utilização do exemplo do Caso Ideal proposta por MOSETTI *et al.* (1994), com abordagem semelhante àquela adotada por FENG e SHEN (2015) ao permitir que os aerogeradores sejam posicionados em qualquer local dentro do espaço físico do parque. Na análise desse exemplo, os algoritmos apresentaram resultados com melhorias expressivas quando comparados a valores da literatura. Em termos de consistência e robustez, o PSO apresentou resultados levemente superiores frente àqueles encontrados pelo QPSO, embora a eficiência energética encontrada por este último tenha sido maior do que o melhor resultado do PSO.

A validação dos algoritmos desenvolvidos também foi feita através da utilização dos dados reais de comportamento do vento e dos aerogeradores presentes no parque eólico *Horns Rev 1*. A partir dos resultados obtidos, foi traçado um comparativo com os valores reais de produção do parque e também com os valores obtidos em uma das diferentes análises feitas por FENG e SHEN (2015) para este parque. Partindo da mesma configuração inicial, as análises foram feitas para duas situações de posicionamento dos aerogeradores: na primeira delas, o aerogerador poderia ser posicionado em qualquer posição dentro do parque eólico; já na segunda hipótese, o deslocamento é restrito a uma certa distância da posição inicial.

No caso com deslocamento livres, em todas as análises os algoritmos PSO e QPSO apresentaram valores de potência e eficiência superiores aos valores originais do parque e àqueles obtidos por FENG e SHEN (2015), comprovando a capacidade dos algoritmos de obter uma solução com melhor refinamento em comparação aos valores encontrados na literatura. Já no caso com o deslocamento limitado, para o qual se tem um espaço de soluções mais restrito, os valores de máximo e valores médios de potência e eficiência encontrados também foram maiores do que aqueles reportados na literatura.

Entretanto, ao longo das rodadas independentes executadas para este segundo caso, os algoritmos apresentaram valores de potência e eficiência inferiores àqueles reportados na literatura. Conforme supramencionado, esse fato tem relação direta com a existência de um espaço de soluções mais restrito e pode ser constatado através dos valores de mínimo encontrados para essa análise, bem como os valores de desvio padrão encontrados maiores do que aqueles obtidos na análise do mesmo parque eólico para o caso com deslocamento dos aerogeradores livre.

A partir das análises dos casos apresentados anteriormente, foi possível constatar que o algoritmo QPSO apresenta resultados melhores frente ao algoritmo PSO na análise de problemas mais complexos. Por isso, o algoritmo foi escolhido para ser empregado na análise de um parque eólico hipotético localizado no estado do Rio Grande do Sul, mais precisamente ao redor do município de Tupanciretã, na região do Planalto das Missões. Com base no Atlas Eólico do estado (SCHUBERT, 2014), para essa região foi estimado um potencial eólico de cerca de 5,0 GW.

Portanto, além da investigação da capacidade de exploração do potencial eólico dessa localidade, essa análise também tem por objetivo fazer a validação da modelagem da interação das esteiras aerodinâmicas sobre os aerogeradores empregada, na qual foi utilizada a metodologia proposta por FENG e SHEN (2015) e para a qual foi proposto um melhoramento da formulação proposta pelos autores para levar em conta a condição de aerogeradores em alturas diferentes. Para tal, o parque eólico em questão foi analisado em 3 situações de relevo distintas: 1) terreno plano, 2) terreno com inclinação suave e 3) terreno com inclinação muito íngreme.

Para os 3 casos analisados, os valores de potência e, conseqüentemente, os valores de eficiência obtidos encontrados são altos, o que reforça a capacidade do algoritmo de encontrar soluções otimizadas. Ressalta-se o ineditismo do trabalho em propor um modelo para levar em conta as irregularidades de cota do terreno, um melhoramento em relação às formulações encontradas na literatura. Ao traçar um comparativo entre a solução do terreno plano e o terreno com inclinação suave, é possível observar também que o algoritmo é capaz de explorar o relevo do terreno para diminuir a ocorrência do efeito de esteira, obtendo com isso valores maiores de potência e eficiência e, com isso, apresentando uma solução mais refinada. A capacidade do algoritmo de explorar o relevo é demonstrada também na análise do terreno íngreme, onde para todas as análises feitas o algoritmo foi capaz de eliminar totalmente a ocorrência do efeito de esteira.

Os resultados obtidos permitem validar a aplicabilidade dos algoritmos metaheurísticos na análise da otimização do posicionamento espacial dos aerogeradores em parques eólicos visando maximizar a eficiência da produção energética. Nos casos da literatura analisados, os algoritmos foram capazes de encontrar valores melhores do que aqueles obtidos através de outras metodologias. O caso do parque eólico hipotético analisado se constitui como precursor da aplicação da abordagem metaheurística na otimização do *layout* de parques eólicos considerando diferença de altura entre eles, uma vez que não foram encontrados trabalhos semelhantes.

A forma como o algoritmo foi desenvolvido permite analisar diversos tipos de relevo, sendo necessário apenas que se tenha uma nuvem de pontos a partir da qual o relevo pode ser interpolado. Como sugestão para trabalhos futuros, pode-se ainda desenvolver uma integração com algum software de geoprocessamento para uma obtenção mais direta dessas informações do terreno. Independente da forma como os dados do relevo serão obtidos, o algoritmo também permite estimar e fazer diversas análises a respeito do potencial eólico de diversas outras regiões.

É possível ainda melhorar a modelagem do vento para que as diferenças no relevo também sejam consideradas. Diferentes modelos de turbinas eólicas também podem ser considerados até mesmo dentro do mesmo empreendimento. Ou seja, o algoritmo tem potencial de desenvolvimento para se tornar uma ferramenta mais completa que pode ser utilizada até mesmo na tomada de decisão de empresas do ramo, auxiliando na análise da viabilidade de implantação de novos empreendimentos.

REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA. Boletim anual de geração eólica 2020. [s.l.]:[s.n.]. 2020. Disponível em: http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2021/06/PT_Boletim-Anual-de-Gera%C3%A7%C3%A3o_2020.pdf. Acesso em: 24 fev. 2022.

ABEEÓLICA. **Energia eólica ultrapassa 20 GW de capacidade instalada no Brasil**. São Paulo, 2021. Disponível em < <http://abeeolica.org.br/noticias/energia-eolica-ultrapassa-20-gw-de-capacidade-instalada-no-brasil/>>. Acesso em: 15 jan. 2022.

ARTIN, E. The gamma function. Courier Dover Publications, 2015.

CASTRO, R. M. G. Introdução à Energia Eólica: Energias Renováveis e Produção Descentralizada. **Lisboa: Universidade Técnica de Lisboa. Portugal**, 2009.

CEPEL. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013**: Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: < <http://novoatlas.cepel.br/> >. Acesso em 17/01/2023.

CHEN, Y., LI, H., JIN, K., SONG, Q. Wind farm layout optimization using genetic algorithm with different hub height wind turbines. **Energy Conversion and Management**, v. 70, p. 56-65, 2013.

COELHO, L. S. Quantum-inspired optimization approach for engineering design. In: **Proceedings of 19th International Congress of Mechanical Engineering (COBEM 2007), Brasília, Brazil**, 2007.

CRASTO, G., GRAVDAHL, A. R. CFD wake modeling using a porous disc. In: **European Wind Energy Conference & Exhibition**. 2008.

DEVIBALA, P., RAJENDRAN, C. Optimal micro-siting of wind turbines in a wind park using Particle Swarm Optimization algorithm. **International Journal of Engineering CS&Technology**, v.0102, pp.1-6, 2012.

DUTRA, R., MONTEZANO, B., FERREIRA, J. C. E. Energia Eólica – Princípios e Tecnologia. **CRESESB/Cepel**, 2008.

EL-ZONKOLY, A. M. Optimal tuning of power systems stabilizers and AVR gains using particle swarm optimization. **Expert Systems with Applications**, v. 31, n. 3, p. 551-557, 2006.

EROĞLU, Y., SEÇKINER, S. U. Design of wind farm layout using ant colony algorithm. **Renewable Energy**, v. 44, p. 53-62, 2012.

FENG, J., SHEN, W. Z. Optimization of wind farm layout: a refinement method by random search. In: **Proceedings of the 2013 International Conference on aerodynamics of Offshore Wind Energy Systems and wakes (ICOWES 2013), Lygnby, Denmark**. p. 17-19, 2013.

FENG, J., SHEN, W. Z. Solving the wind farm layout optimization problem using random search algorithm. **Renewable Energy**, v.78, p.182-192, 2015. DOI: 10.1016/j.renene.2015.01.005.

FRANSEN, S., BARTHELMIE, R., PRYOR, S., RATHMANN, O., LARSEN, S., HØJSTRUP, J., THØGERSEN, M. Analytical modelling of wind speed deficit in large offshore wind farms. **Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology**, v. 9, n. 1-2, p. 39-53, 2006.

FRANSEN, S. On the wind speed reduction in the center of large clusters of wind turbines. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, v. 39, n. 1-3, p. 251-265, 1992.

GAO, X., YANG, H., LU, L. Optimization of wind turbine layout position in a wind farm using a newly-developed two-dimensional wake model. **Applied Energy**, v. 174, p. 192-200, 2016.

GE. **GE Launches the Next Evolution of Wind Energy Making Renewables More Efficient, Economic: the Digital Wind Farm**. 2015. Disponível em <<https://www.ge.com/news/press-releases/ge-launches-next-evolution-wind-energy-making-renewables-more-efficient-economic>>. Acesso em: 15 set. 2022.

GIACOMOLLI, L. **Otimização de micrositing de parques eólicos: uma abordagem metaheurística**. 2018. 15p. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018.

GRADY, S. A.; HUSSAINI, M. Y.; ABDULLAH, Makola M. Placement of wind turbines using genetic algorithms. **Renewable energy**, v. 30, n. 2, p. 259-270, 2005.

HAFTKA, R. T., GÜRDAL, Z. **Elements of structural optimization**. Springer Science & Business Media, 1992.

ISHIHARA, T., YAMAGUCHI, A., FUJINO, Y. Development of a new wake model based on a wind tunnel experiment. **Global wind power**, v. 6, 2004.

ITUARTE-VILLARREAL, C. M., ESPIRITU, J. F. Optimization of wind turbine placement using a viral based optimization algorithm. **Procedia Computer Science**, v. 6, p. 469-474, 2011.

JENSEN, N. O.; KATIC, I.; HØJSTRUP, J. A simple model for cluster efficiency. In: **European wind energy association conference and exhibition**. 1986. p. 407-410.

JÚNIOR, J. F. O., TERASSI, P. M. B.; DE GOIS, G. Estudo da Circulação dos Ventos na Baía de Guanabara/RJ, entre 2003 e 2013. **Revista Brasileira de Climatologia**, v. 21, 2017.

KENNEDY, J., EBERHART, R.C. Particle swarm optimization. In: **Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks**, IEEE Service Center, Piscataway, NJ, Vol. IV, pp. 1942–1948, 1995.

KUNAKOTE, T., SABANGBAN, N., KUMAR, S., TEJANI, G. G., PHOLDEE, N., BUREERAT, S., YILDIZ, A. R. Comparative Performance of Twelve Metaheuristics for Wind Farm Layout Optimisation. **Archives of Computational Methods in Engineering**, p. 1-14, 2021.

MARMIDIS, G., LAZAROU, S., PYRGIOTI, E. Optimal placement of wind turbines in a wind park using Monte Carlo simulation. **Renewable energy**, v. 33, n. 7, p. 1455-1460, 2008.

MATLAB, “**MA**Trix **LAB**oratory, **R2012a**”. The MathWorks Inc., Natick, MA, 2000. <www.mathworks.com/>. Acessado em 02/11/2021.

MIRHASSANI, S. A., YARAHMADI, A. Wind farm layout optimization under uncertainty. **Renewable Energy**, v. 107, p. 288-297, 2017.

MOSSETI, G., POLONI, C., DINIACCO, B. Optimization of wind turbine positioning in large wind farms by means of a genetic algorithm. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, V.51, p.105-116, 1994.

MORTENSEN, N. G., HEATHFIELD, D. N., MYLLERUP, L., LANDBERG, L., RATHMANN, O., TROEN, I., PETERSEN, E. L. Getting started with WAsP 9. Risø-I-2571 (EN). Risoe National Laboratory, Technical University of Denmark, Roskilde, 2007.

OPENWIND. User Manual. 2018. Disponível em: <https://awsdewi.ul.com/software-openwind/>. Acesso em: 18 set. 2022.

PINTO, M.O. Fundamentos de energia eólica. **Rio de Janeiro: LTC**, v. 1, 2013.

POLATIDIS, H., IVANELL, S. Micro-siting/positioning of wind turbines: introducing a multi-criteria decision analysis framework. **Proceedings of the 7th International Multi-Conference on Engineering and Technological Innovation (IMETI 2014)**, pp.23-27, 2014.

RAO, S. S. **Engineering Optimization: Theory and Practice**, 4th Edition, John Wiley & Sons, Inc. New Jersey, 2009.

RÉTHORÉ, P. E., FUGLSANG, P., LARSEN, T. J., BUHL, T., LARSEN, G.C. Topfarm wind farm optimization tool, Risø DTU, Roskilde, Denmark, 2011.

SAAVEDRA-MORENO, B., SALCEDO-SANZ, S., PANIAGUA-TINEO, A., PRIET, L., PORTILLA-FIGUERAS, A. Seeding evolutionary algorithms with heuristics for optimal wind

turbines positioning in wind farms. **Renewable Energy International Journal**, p. 2838-2844, 2011.

SAMORANI, M. The wind farm layout optimization problem. In: **Handbook of wind power systems**. Springer, Berlin, Heidelberg, p. 21-38, 2013.

SCHEPERS, J. G.; VAN DER PIJL, S. P. Improved modelling of wake aerodynamics and assessment of new farm control strategies. In: **Journal of Physics: Conference Series**. IOP Publishing, 2007. p. 012039.

SCHUBERT, C. **Atlas Eólico do Rio Grande do Sul 2014**: MME, AGDI 2014.

SHAKOOR, R., HASSAN, M. Y., RAHEEM, A. M., RASHEED, N., NASIR, M. N. M. Wind Farm Layout Optimization by Using Definite Point Selection and Genetic Algorithm. In: **2014 IEEE International Conference Power & Energy (PECON), 978-1-4799-7297-5/14/ IEEE**, 2014.

SHAKOOR, R., HASSAN, M. Y., RAHEEM, A., RASHEED, N. The modelling of wind farm layout optimization for the reduction of wake losses. **Indian Journal of Science and Technology**, v. 8, n. 17, p. 1-9, 2015.

SHOAIB, M., SIDDIQUI, I., REHMAN, S., KHAN, S., ALHEMS, L. M. Assessment of wind energy potential using wind energy conversion system. **Journal of cleaner production**, v. 216, p. 346-360, 2019.

SUN, J., FENG, B., XU, W. Particle swarm optimization with particles having quantum behavior. In: **Proceedings of the 2004 congress on evolutionary computation (IEEE Cat. No. 04TH8753)**. Oregon, USA, p. 325-331, 2004.

SUN, J., LAI, C.-H., WU, X.-J. **Particle swarm optimisation: classical and quantum perspectives**. CRC Press, EUA, 2012.

SUN, J., XU, W., FENG, B. Adaptive Parameter Control for Quantum-behaved Particle Swarm Optimization on Individual Level. In: **Proceedings of IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics**. Big Island, HI, USA, pp. 3049-3054, 2005.

TROEN, L; PETERSEN, E. L. **European wind atlas**: Riso Nacional Laboratory. Riso Publication: Denmark, 1989.

TRUEPOWER, A. W. S. AWS OpenWind. 2008.

VALENCIA PLAZA. **Los parques eólicos marinos pueden vencer a los huracanes**. Valencia, 2014. Disponível em <<http://epoca1.valenciaplaza.com/ver/122711/los-parques-eolicos-marinos-pueden-vencer-a-los-huracanes.html>>. Acesso em: 13 mar. 2022.

VANDERPLAATS, G. **Numerical optimization technique for engineering design – with applications**. McGraw-Hill Book Company, New York, 1984.

VEISI, A. A., MAYAM, M. H. S. Effects of blade rotation direction in the wake region of two in-line turbines using Large Eddy Simulation. **Applied Energy**, v. 197, p. 375-392, 2017.

WAGNER, M., DAY, J., NEUMANN, F. A fast and effective local search algorithm for optimizing the placement of wind turbines. **Renewable Energy**, V.51, p.64-70, 2013.

WAGNER, M., VEERAMACHANENI, K., NEUMANN, F., O'REILLY, U. M. Optimizing the layout of 1000 wind turbines. In: **European wind energy association annual event**; 2011.

WAN, C., WANG, J., YANG, G., ZHANG, X. Optimal Micro-siting of wind farms by Particle Swarm Optimization. Y. Tan, Y. Shi and K. C. Tan (Eds.): **Proceedings of ICSI 2010, Part I**, LNCS 6145. pp.198-205, 2010

WANG, Y., LIU, H., LONG, H., ZHANG, Z., YANG, S. Differential evolution with a new encoding mechanism for optimizing wind farm layout. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 14, n. 3, p. 1040-1054, 2017.

WERLE, M. J. A new analytical model for wind turbine wakes. **FloDesign Inc Wilbraham, MA**, 2008.

WINDEUROPE, 2022. **Daily Wind Power Numbers**. Disponível em <<https://windeurope.org/about-wind/daily-wind/>>. Acesso em: 15 jan. 2022.

WINDFARMER, G. H. Wind farm design software: theory manual. Garrad Hassan and Partners Ltd, 2010.

XIANG, T., WONG, K-W., LIAO, X. A novel particle swarm optimizer with time-delay. **Applied Mathematics and Computation**, v. 186, n. 1, p. 789-793, 2007.

XU, C., YANG, J., LI, C., SHEN, W. Z., ZHENG, Y., & LIU, D. (2013). A Research on Wind Farm Micro-sitting Optimization in Complex Terrain. In W. Shen (Ed.), **Proceedings of the 2013 International Conference on aerodynamics of Offshore Wind Energy Systems and wakes (ICOWES2013)**. pp. 669-679. Technical University of Denmark. 2013.

YANG, H., XIE, K., TAI, H. M., CHAI, Y. Wind farm layout optimization and its application to power system reliability analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 3, p. 2135-2143, 2015.

APÊNDICE

Tabela A.1: Parâmetros comuns aos algoritmos em todas as análises.

Parâmetro	Valor
Nº de rodadas	20
Nº máx. de iterações	200
Tolerância entre iterações	10^{-6}

Tabela A.2: Parâmetros utilizados no PSO para avaliação do Caso Ideal.

Parâmetro	Valor
N	120
w	0,7
c_1	1,49
c_2	1,49

Tabela A.3: Parâmetros utilizados no PSO para avaliação do *Horns Rev 1*.

Parâmetro	Valor
N	30
w	0,01
c_1	1,4
c_2	1,4

Tabela A.4: Parâmetros utilizados no QPSO para avaliação do Caso Ideal.

Parâmetro	Valor
N_P	120
$\alpha_{inicial}$	0,86
α_{final}	0,43

Tabela A.5: Parâmetros utilizados no QPSO para avaliação do *Horns Rev 1*.

Parâmetro	Valor
N_P	30
$\alpha_{inicial}$	0,6
α_{final}	0,1

Tabela A.6: Parâmetros utilizados no QPSO para avaliação do parque eólico hipotético.

Parâmetro	Valor
N_P	20
$\alpha_{inicial}$	1,2
α_{final}	0,1

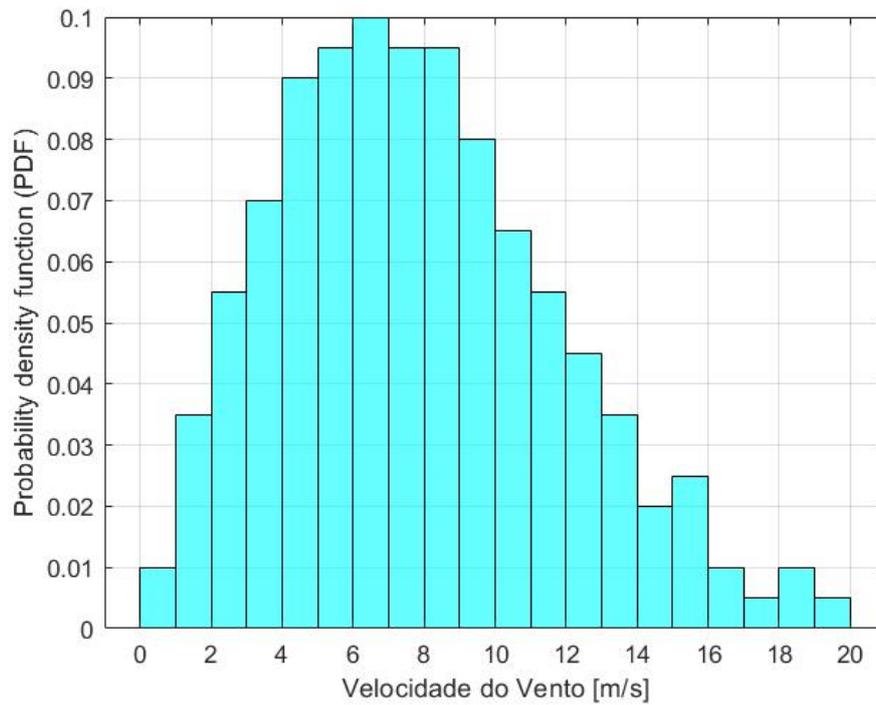


Figura A.1: Distribuição de Weibull para velocidades do vento gerado e direção 0° no caso *Horns Rev 1*.

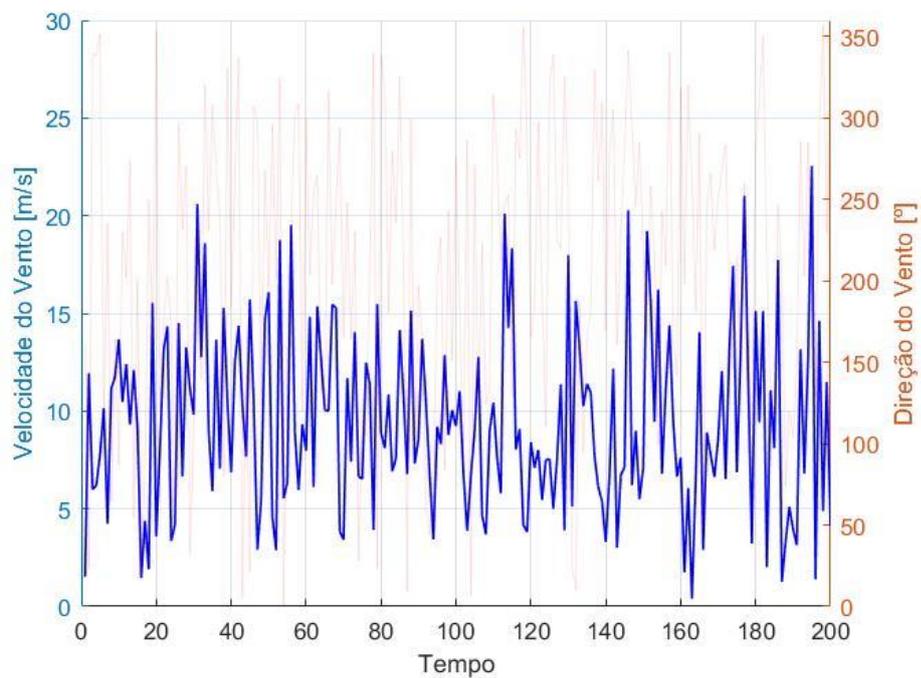


Figura A.2: Velocidades de Vento gerado para correspondente direção do caso *Horns Rev 1*.

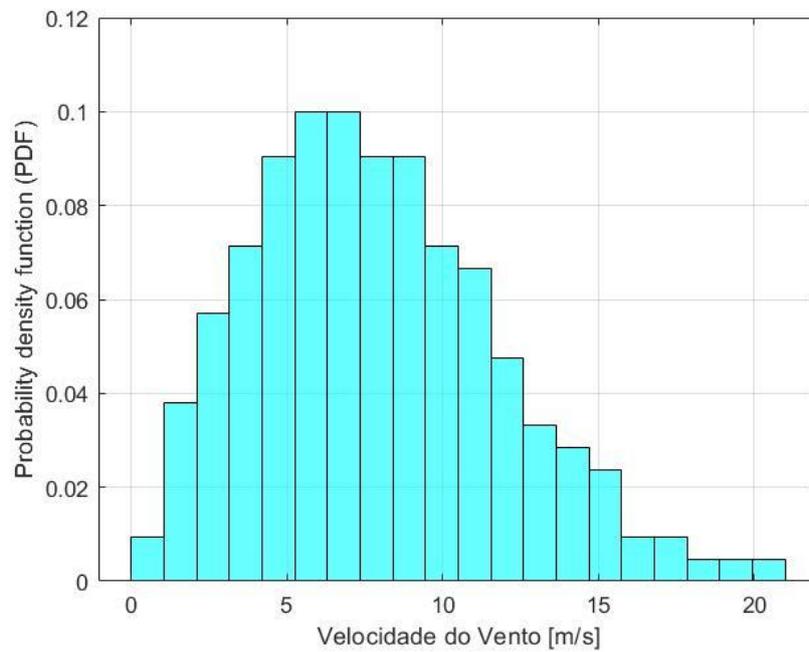


Figura A.3: Distribuição de Weibull para velocidades do vento gerado e direção 0° no caso do parque eólico hipotético.

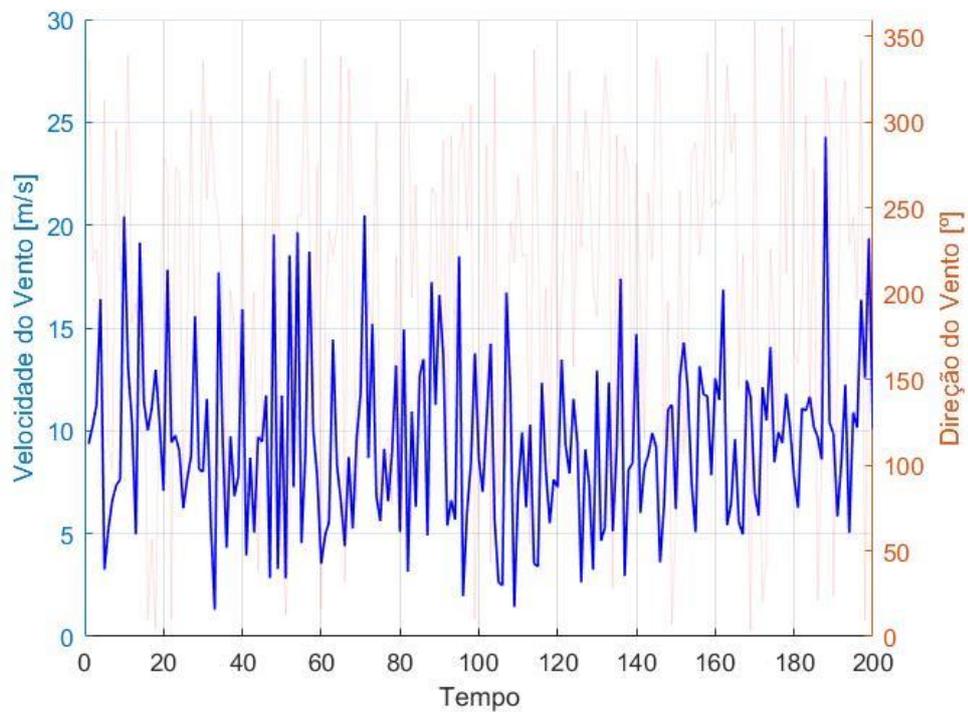


Figura A.4: Velocidades de Vento gerado para correspondente direção do caso parque eólico hipotético.

Tabela A.7: Coordenadas dos aerogeradores obtidas na análise do Caso Ideal.

LAYOUT PSO			LAYOUT QPSO		
TORRE	X (m)	Y (m)	TORRE	X (m)	Y (m)
1	3479,79	2737,90	1	1828,40	2821,30
2	3176,68	400,00	2	2951,52	400,00
3	2249,35	3553,33	3	425,62	2613,86
4	2573,51	4000,00	4	462,11	1890,09
5	405,87	4000,00	5	458,37	1429,81
6	4000,00	3872,30	6	408,13	848,21
7	2974,29	3999,98	7	2994,11	4000,00
8	1946,65	3998,49	8	3505,73	3462,99
9	2763,81	3533,06	9	2221,05	3902,51
10	3989,77	865,12	10	777,51	2864,23
11	3675,67	3088,98	11	3288,69	2480,59
12	1887,73	842,67	12	1461,37	3344,77
13	722,76	2444,05	13	3607,98	2031,55
14	2900,34	1904,98	14	2563,51	3169,18
15	3299,91	3765,26	15	3913,40	3348,14
16	2367,51	854,01	16	1773,07	1493,79
17	2681,82	3057,01	17	1037,83	3693,49
18	538,96	400,00	18	3326,15	1612,66
19	927,29	3253,51	19	3562,42	682,58
20	2744,13	2362,35	20	2488,61	2665,17
21	1558,79	3204,74	21	2988,06	3600,04
22	1185,68	2730,86	22	1773,93	406,11
23	3454,96	2255,99	23	2129,29	3218,17
24	1605,66	1526,59	24	2479,54	2231,17
25	1577,56	447,91	25	2259,46	1291,76
26	2700,10	400,01	26	1301,12	2672,52
27	2145,24	2086,21	27	826,61	408,39
28	1125,10	717,94	28	3962,11	1371,02
29	3587,09	1678,69	29	1488,77	1935,37
30	400,00	3599,56	30	2662,87	1795,25

Tabela A.8: Coordenadas dos aerogeradores obtidas na análise do parque *Horns Rev 1* para o caso com deslocamento livre.

LAYOUT (QPSO)			LAYOUT (PSO)		
TORRE	X (m)	Y (m)	TORRE	X (m)	Y (m)
1	1,03	0,94	1	-1,59	12,66
2	-69,48	556,43	2	-70,31	564,10
3	-137,84	1111,95	3	-139,16	1110,32
4	-211,49	1690,55	4	-210,01	1684,44
5	-280,79	2242,20	5	-186,67	2237,22
6	-351,13	2815,85	6	-351,98	2808,38
7	-422,12	3374,83	7	-421,34	3361,81
8	-489,87	3911,92	8	-491,31	3920,00
9	550,17	0,63	9	568,76	0,44
10	477,38	561,40	10	496,94	560,28
11	429,54	1125,65	11	390,90	1144,59
12	339,82	1687,15	12	356,42	1691,19
13	317,85	2239,15	13	308,90	2268,76
14	211,23	2798,84	14	197,71	2799,21
15	134,09	3359,20	15	148,59	3368,18
16	47,04	3914,42	16	66,56	3920,00
17	1115,30	0,65	17	1110,27	0,53
18	1045,94	559,51	18	1052,38	558,68
19	973,11	1123,17	19	995,17	1126,25
20	910,92	1694,66	20	915,61	1713,66
21	850,56	2235,57	21	823,31	2233,87
22	768,11	2808,22	22	806,43	2792,28
23	693,37	3344,25	23	688,06	3365,78
24	631,45	3919,34	24	628,73	3920,00
25	1664,33	12,31	25	1678,33	0,12
26	1642,36	540,79	26	1603,10	559,50
27	1501,84	1127,78	27	1549,25	1119,44
28	1465,33	1683,09	28	1464,70	1671,81
29	1397,06	2243,55	29	1402,38	2239,34
30	1293,56	2816,37	30	1316,62	2804,49
31	1266,39	3349,89	31	1266,50	3362,12
32	1182,16	3914,33	32	1218,75	3919,99
33	2231,40	3,15	33	2244,60	0,00
34	2164,66	550,37	34	2194,38	564,35
35	2092,83	1133,95	35	2103,57	1120,30
36	2046,35	1681,67	36	2044,06	1677,82
37	1958,89	2237,66	37	1955,64	2248,33
38	1889,35	2791,66	38	1899,11	2799,78
39	1800,83	3368,25	39	1886,41	3360,74
40	1753,92	3918,09	40	1734,58	3920,00
41	2777,75	1,86	41	2807,06	0,00

42	2742,58	552,66	42	2727,94	564,99
43	2663,63	1119,88	43	2681,36	1116,53
44	2573,76	1677,39	44	2588,92	1678,77
45	2543,25	2230,99	45	2516,96	2247,57
46	2455,79	2795,21	46	2404,11	2808,38
47	2419,90	3364,52	47	2382,63	3346,75
48	2288,49	3915,62	48	2303,84	3919,74
49	3352,19	0,36	49	3357,56	0,00
50	3327,80	554,45	50	3309,56	559,95
51	3194,36	1119,13	51	3218,59	1120,83
52	3150,16	1685,01	52	3171,58	1684,06
53	3075,97	2241,31	53	3070,07	2241,87
54	2926,34	2835,12	54	3012,89	2801,87
55	2966,00	3336,75	55	2945,76	3368,82
56	2851,84	3914,70	56	2946,73	3920,00
57	3910,11	1,03	57	3893,02	0,00
58	3860,87	552,15	58	3848,35	562,31
59	3748,72	1131,23	59	3776,93	1136,96
60	3724,31	1678,60	60	3701,35	1677,69
61	3626,97	2243,59	61	3605,60	2240,82
62	3576,50	2804,56	62	3573,79	2805,70
63	3529,28	3470,58	63	3467,94	3360,38
64	3493,79	3907,26	64	3473,21	3920,00
65	4465,68	1,85	65	4477,44	1,49
66	4417,80	552,18	66	4430,71	559,66
67	4298,58	1096,04	67	4347,72	1118,32
68	4254,82	1681,60	68	4261,67	1680,10
69	4218,84	2233,65	69	4103,65	2251,82
70	4130,26	2774,25	70	4123,28	2801,36
71	4020,64	3357,09	71	4058,43	3364,20
72	4047,12	3916,23	72	3999,49	3920,00
73	5037,68	0,74	73	5040,00	0,00
74	4941,65	539,01	74	4970,82	548,20
75	4878,65	1115,45	75	4896,80	1117,61
76	4827,87	1682,42	76	4741,71	1677,85
77	4720,76	2202,74	77	4759,76	2235,94
78	4693,04	2764,69	78	4692,45	2773,00
79	4615,01	3384,50	79	4620,61	3346,17
80	4504,38	3903,65	80	4548,26	3920,00

Tabela A.9: Coordenadas dos aerogeradores obtidas na análise do parque *Horns Rev 1* para o caso com deslocamento restrito.

<i>LAYOUT (QPSO)</i>			<i>LAYOUT (PSO)</i>		
TORRE	X (m)	Y (m)	TORRE	X (m)	Y (m)
1	37,55	0,00	1	116,98	200,55
2	-70,19	533,99	2	126,20	673,67
3	-140,37	1124,35	3	-37,73	1275,47
4	-137,17	1765,49	4	189,44	1628,29
5	-280,75	2278,18	5	-201,39	2030,54
6	-350,93	2738,79	6	-350,93	2402,14
7	-421,12	3304,51	7	-304,71	3537,32
8	-417,20	3920,00	8	-491,31	3920,00
9	643,67	0,00	9	596,71	69,08
10	316,91	407,79	10	527,36	644,31
11	291,00	980,53	11	409,99	1088,52
12	417,90	1499,71	12	635,03	1639,13
13	279,61	2299,51	13	206,51	2194,71
14	67,30	2962,00	14	451,98	2774,49
15	22,67	3437,25	15	-22,85	3240,03
16	168,49	3920,00	16	111,03	3920,00
17	1188,82	0,00	17	1083,78	0,00
18	860,40	453,37	18	1127,53	834,09
19	853,52	936,42	19	841,48	1221,15
20	581,94	1974,96	20	1089,82	2068,67
21	739,71	2377,25	21	611,93	2194,33
22	515,89	2937,45	22	925,35	2799,99
23	902,19	3201,78	23	895,15	3225,04
24	837,57	3920,00	24	554,34	3920,00
25	1969,89	0,00	25	1578,09	0,00
26	1482,10	572,69	26	1630,72	692,80
27	1619,99	1191,33	27	1317,22	1322,79
28	1208,53	1689,17	28	1475,01	1775,57
29	1526,45	2459,98	29	1350,28	2391,86
30	1155,74	2751,62	30	1500,93	2798,50
31	1323,48	3323,48	31	1355,25	3480,07
32	1258,64	3920,00	32	1079,21	3773,34
33	2372,92	34,43	33	1995,85	0,00
34	2198,99	469,93	34	2132,13	509,12
35	2218,89	1192,75	35	2286,72	1104,82
36	1908,99	1634,15	36	2186,57	1615,76
37	2110,16	2052,22	37	1806,27	2054,86
38	2102,60	2550,32	38	1658,20	3200,00
39	2110,68	3156,40	39	2006,95	3474,90

40	1743,98	3678,35	40	1872,26	3920,00
41	2783,77	0,00	41	2474,41	0,00
42	2694,45	507,84	42	2854,99	908,41
43	2751,42	1041,68	43	2889,86	1391,73
44	2585,77	1896,79	44	2623,11	1780,90
45	2620,04	2349,50	45	2529,76	2222,41
46	2504,33	2737,81	46	2164,58	2635,19
47	2580,91	3389,64	47	2441,22	3355,17
48	2259,66	3920,00	48	2408,64	3920,00
49	3243,37	0,00	49	3556,99	313,62
50	3368,26	610,55	50	3138,93	334,22
51	2957,81	1408,07	51	3351,36	720,00
52	3270,20	1740,97	52	3020,42	1885,00
53	3310,19	2243,01	53	2972,69	2316,47
54	2904,65	2635,21	54	2806,75	2783,42
55	2812,08	3025,82	55	3282,79	3317,91
56	2786,23	3920,00	56	3020,95	3920,00
57	3832,51	155,71	57	4055,46	400,00
58	4067,18	563,57	58	3753,70	728,94
59	3761,67	1012,84	59	3379,63	1520,00
60	3802,83	1546,85	60	3664,63	1931,39
61	3617,98	1944,41	61	3775,92	2320,95
62	3794,94	3159,66	62	3598,77	2801,90
63	3432,85	2973,84	63	3658,30	3516,29
64	3228,10	3920,00	64	3436,54	3920,00
65	4401,01	104,47	65	4602,95	0,00
66	4525,67	591,57	66	4584,70	507,87
67	4397,39	1160,27	67	3939,65	1104,10
68	4235,79	1544,71	68	4083,97	1542,00
69	4401,95	2307,56	69	4041,81	2640,00
70	4188,62	2745,63	70	4392,99	2400,00
71	4214,99	3277,66	71	4183,48	3562,58
72	3795,87	3696,23	72	3852,09	3920,00
73	5040,00	0,00	73	5040,00	0,00
74	4969,81	480,97	74	4969,81	732,95
75	4836,81	920,62	75	4864,86	1304,51
76	4756,46	1690,35	76	4760,54	1758,09
77	4759,25	2095,87	77	4759,25	2227,47
78	4689,07	2989,85	78	4490,57	2901,15
79	4618,88	3514,56	79	4574,64	3293,55
80	4429,40	3898,01	80	4548,69	3920,00

Tabela A.10: Coordenadas dos aerogeradores obtidas na análise do parque eólico hipotético.

Torre	Terreno plano		Terreno com inclinação suave			Terreno íngreme		
	X (m)	Y (m)	X (m)	Y (m)	Z (m)	X (m)	Y (m)	Z (m)
1	4851,39	3540,84	395,55	882,79	557,19	4872,55	3154,21	6332,25
2	4399,63	3134,53	487,62	1731,58	492,50	2279,48	2247,54	4463,64
3	4792,23	1255,57	818,46	264,87	851,42	5040,00	4548,39	9954,08
4	253,82	3267,93	809,73	3612,61	629,44	3281,11	3477,32	7384,15
5	2706,55	3890,36	1625,41	3460,62	621,22	1182,51	2721,00	5515,22
6	1427,51	451,71	2975,96	160,99	171,94	3143,89	563,92	1689,88
7	2150,72	3916,12	2142,90	1320,85	156,94	3775,71	507,41	1324,18
8	3926,83	5001,40	4939,84	2680,73	499,63	3856,38	2810,39	5117,26
9	4983,58	44,57	5039,92	1123,94	719,18	5040,00	3928,92	8649,13
10	441,22	510,82	3144,07	5009,82	455,98	5040,00	2675,08	4812,69
11	2581,33	685,83	2587,90	4063,03	391,58	5040,00	2267,37	3913,20
12	2892,08	2869,38	4979,35	4681,05	230,43	1721,53	827,55	2013,96
13	1077,33	2964,32	4139,40	446,17	406,06	2505,41	1845,18	3814,16
14	1210,53	4790,34	2139,57	4343,68	130,71	5040,00	386,37	287,29
15	4097,36	782,47	1923,26	2806,04	946,67	1931,51	4516,38	9380,90
16	1775,76	2491,50	4247,12	1629,73	612,63	2188,36	2838,22	5686,67
17	3417,67	1821,11	4999,66	3901,77	339,75	2314,12	1450,64	3244,66
18	4595,61	2234,54	1273,95	4535,71	940,55	4267,36	5040,00	10960,09
19	569,39	4997,26	2587,87	2053,73	760,62	1686,20	3401,56	6972,67
20	466,10	1926,75	4026,29	3819,40	819,82	4272,59	4454,06	9767,82

ANEXO

Tabela A.11: Parâmetros anemométricos da Distribuição de Weibull para *Horns Rev 1*

Fonte: FENG e SHEN (2015)

Direção	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
A	8,71	9,36	9,29	10,27	10,89	10,49	10,94	11,23	11,93	11,94	12,17	10,31
c (m/s)	2,08	2,22	2,41	2,37	2,51	2,75	2,61	2,51	2,33	2,35	2,58	2,01
%	3,8	4,4	5,5	8,3	8,7	6,7	8,4	10,5	11,4	12,2	13,9	6,2

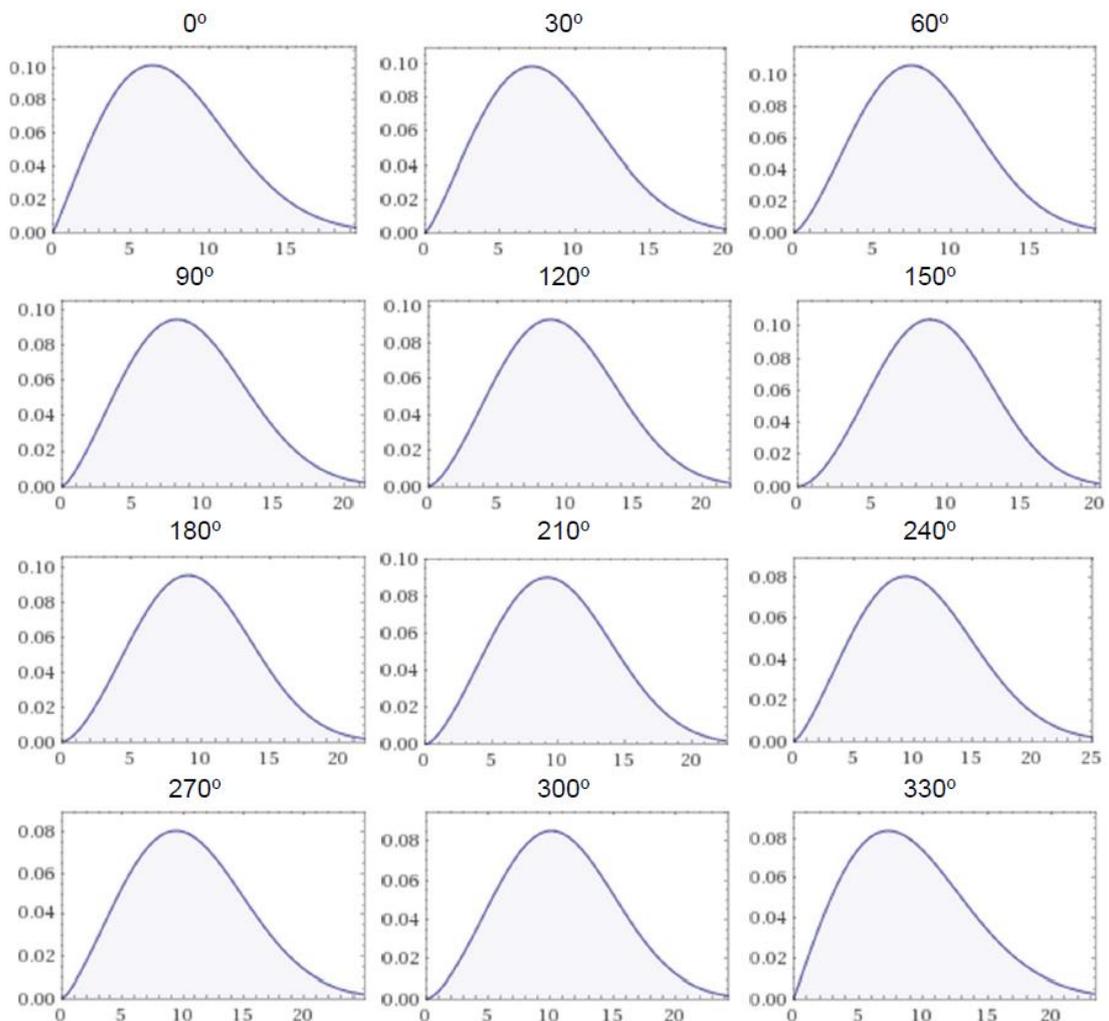


Figura A.5: Distribuições de Weibull para cada direção de incidência do vento consideradas na análise do parque eólico *Horns Rev 1*.

Fonte: GIACOMOLLI (2018).

Tabela A.12: Fator de forma e fator de escala da Distribuição de Weibull para o caso do parque eólico hipotético.

A	8,696
c (m/s)	2,210

Fonte: CEPEL (2017).

Tabela A.13: Frequência de ocorrência para cada uma das direções consideradas na Distribuição de Weibull para o caso do parque eólico hipotético.

Direção	%
0,0°	8,80
22,5°	9,05
45,0°	8,39
67,5°	9,35
90,0°	11,28
112,5°	11,13
135,0°	7,69
157,5°	5,92
180,0°	4,21
202,5°	2,96
225,0°	2,44
247,5°	1,88
270,0°	3,01
292,5°	3,25
315,0°	4,14
337,5°	6,50

Fonte: CEPEL (2017),