

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE UnB GAMA / FACULDADE DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM INTEGRIDADE DE
MATERIAIS DA ENGENHARIA**

OTIMIZAÇÃO DA POSIÇÃO DE AEROGERADORES EM PARQUE EÓLICO

JOSÉ RICARDO CARDOSO DA SILVA

ORIENTADORA: Prof^a Dr^a Suzana Moreira Ávila

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM INTEGRIDADE DE
MATERIAIS DA ENGENHARIA**

BRASÍLIA/ DF: novembro de 2014

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE UnB GAMA / FACULDADE DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM INTEGRIDADE DE
MATERIAIS DA ENGENHARIA**

OTIMIZAÇÃO DA POSIÇÃO DE AEROGERADORES EM PARQUE EÓLICO

JOSÉ RICARDO CARDOSO DA SILVA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA AO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM INTEGRIDADE DE MATERIAIS DA ENGENHARIA DA FACULDADE UnB GAMA E FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM INTEGRIDADE DE MATERIAIS DA ENGENHARIA.

ORIENTADORA: Profª Drª Suzana Moreira Ávila

Brasília/ DF

2014

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE UnB GAMA-FACULDADE DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM INTEGRIDADE DE
MATERIAIS DA ENGENHARIA**

OTIMIZAÇÃO DA POSIÇÃO DE AEROGERADORES EM PARQUE EÓLICO

JOSÉ RICARDO CARDOSO DA SILVA

ORIENTADORA: Prof^a Dr^a Suzana Moreira Ávila

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM INTEGRIDADE DE
MATERIAIS DA ENGENHARIA**

PUBLICAÇÃO: FGA.DM –019A/ 2014

BRASÍLIA/ DF: Novembro de 2014

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE UnB GAMA/FACULDADE DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM INTEGRIDADE DE
MATERIAIS DA ENGENHARIA**

OTIMIZAÇÃO DA POSIÇÃO DE AEROGERADORES EM PARQUE EÓLICO

JOSÉ RICARDO CARDOSO DA SILVA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA AO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM INTEGRIDADE DE MATERIAIS DA ENGENHARIA DA FACULDADE UNB GAMA E FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM INTEGRIDADE DE MATERIAIS DA ENGENHARIA.

APROVADA POR:

**Prof^a Suzana Moreira Ávila, DSc.(UNB)
(Orientadora)**

**Prof^a Maura Angélica Milfont Shzu DSc.(UNB)
(Examinadora Externa)**

**Prof^a Carla Tatiana Mota Anflor DSc.(UNB)
(Examinadora Interna)**

Brasília, 10 de novembro de 2014

FICHA CATALOGRÁFICA

José Ricardo Cardoso da Silva

Otimização da Posição de Aerogeradores em Parque Eólico, [Distrito Federal] 2014.

93.p. 210 x 297 mm (FGA/FT/UnB, Mestre, Integridade de Materiais da Engenharia, 2014).

Dissertação de Mestrado - Universidade de Brasília. Faculdade UnB Gama e Faculdade de Tecnologia. Programa de Pós-Graduação em Integridade de Materiais da Engenharia.

1. Energia

2. Eólica

3. Otimização

4. Parque eólico

I. FGA/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

SILVA, J.R.C. (2014). Otimização da Posição de Aerogeradores em Parque Eólico. Dissertação de Mestrado em Integridade de Materiais da Engenharia, Publicação 019A/2014, FGA/ FT/ Universidade de Brasília, DF, 93.p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: José Ricardo Cardoso da Silva.

TÍTULO: Otimização da Posição de Aerogeradores em Parque Eólico.

GRAU: Mestre ANO: 2014

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor. _____

NOME: José Ricardo Cardoso da Silva

CEP: 70763-080 Brasília, DF – Brasil

jricardocs@hotmail.com

“Assim como tu não sabes qual o caminho do vento, nem como se formam os ossos no ventre da mulher grávida, assim também não sabes as obras de Deus, que faz todas as coisas.”

Eclesiastes 11:5.

DEDICATÓRIA

A Deus, por estar presente em minha vida e ter me iluminado em todos os momentos.

AGRADECIMENTOS

Em Primeiro lugar a Deus pela minha vida e pelas oportunidades que me deu.

À minha família: meus irmãos, Claudio, João, Soraia e Mansueto; meu sobrinho João Vitor e em especial a minha mãe Maria de Fátima Cardoso da Silva.

Às minhas professoras e orientadoras DSc. Suzana Moreira Ávila e DSc. Maura Angélica Milfont Shzu.

Aos professores que muito me ensinaram ao longo do curso: DSc. Aline Souza de Paula, DSc. Alberto Carlos Guimarães Castro Diniz, DSc. Carla Tatiana Mota Anflor, DSc. Éder Lima de Albuquerque, DSc. Jorge Luiz de Almeida Ferreira, DSc. Marcus Vinicius Girão de Moraes e DSc. Maria Alzira de Araújo Nunes.

À Hylcka, Angélica, Mielle, Luciana, Jaime, Vinicius, Melo, Elton, e Maurilio por fazerem parte dessa trajetória.

A todos os amigos pelo apoio e tempo dispensado.

José Ricardo Cardoso da Silva

RESUMO

SILVA, J.R.C. Otimização da Posição de Aerogeradores em Parque Eólico, 2014. 93 f. Dissertação (Mestrado em Integridade de Materiais da Engenharia) – Faculdade UnB Gama/ Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, 2014.

As turbinas em um parque eólico costumam estar dispostas tão próximas umas das outras que algumas podem ser afetadas pelo efeito esteira. Torna-se recomendável levar em consideração algumas consequências decorrentes desta interação tais como: redução na produção de energia nas turbinas eólica posteriores, decorrente da perda de velocidade do vento. Um parque eólico na atualidade possui perdas de ordem considerável devido ao efeito esteira. O posicionamento geométrico das turbinas, a rugosidade do terreno e a constante absoluta de cada modelo constituem os parâmetros mais significativos nas perdas do conjunto. Ao longo de toda vida útil do parque o efeito esteira constitui um ponto importante em sua produção, eficiência e funcionamento. A fase de projeto deve contemplar uma boa estimativa da forma como posicionar as turbinas eólicas para maximizar a produção e conseguir uma boa eficiência, neste contexto a modelagem do comportamento da esteira é utilizada para otimizar o desempenho da produção de energia através da disposição das turbinas no parque. No presente trabalho, através da modelagem do efeito esteira proposto por Werle, foi utilizado o algoritmo CPMW (Cálculo de Produção da Modelagem de Esteira de Werle) implementado no software MATLAB, para o cálculo de produção total e eficiência de um parque eólico. Com a finalidade de maximizar a produção de energia e a eficiência é necessário determinar um layout ótimo das posições de cada turbina. Buscando esse fim foi utilizada uma metodologia para a implementação de um algoritmo genético de otimização no software modeFRONTIER integrado com o software MATLAB, a otimização é realizada considerando a modelagem do efeito esteira proposto por Werle para o cálculo do comportamento do vento ao passar por um aerogerador, tendo como função objetivo a produção total do parque.

Palavras-chave: Aerogerador; Parque eólico; Efeito esteira; Otimização; Algoritmo genético; Produção; Eficiência.

ABSTRACT

SILVA, J.R.C. Optimization Positioning of Wind Turbines on Wind Farm, 2014. 93 f. Dissertation (MSc in Materials Engineering Integrity) – Faculdade UnB Gama/ Faculdade de Tecnologia, University of Brasília, Brasília, 2014.

The turbines in a wind farm are usually arranged so close together that some may be affected by the wake effect. It is advisable to take into consideration some consequences of this interaction such as: reduction in energy production in wind turbines due to the subsequent loss of wind speed. A wind farm today has lost considerable good performance due to wake effect. The geometric positioning of the turbine, the roughness of the terrain and the absolute constant for each model parameters comprise the most significant losses in the set. Throughout the life of the park wake effect is an important point in its production, efficiency and operation. The design phase should include a good estimate of how positioning wind turbines to maximize production and achieve good efficiency in this context modeling the behavior of the wake is used to optimize the performance of energy production through the provision of turbines in park. In this paper, by modeling the treadmill effect proposed by Werle, was used CPMW algorithm (Calculation of Production Crawler Werle Modeling) implemented in MATLAB software for the calculation of total output and efficiency of a wind farm. In order to maximize energy production and efficiency is necessary to determine the optimum layout of the positions of each turbine. Seeking this purpose a methodology has been used to implement a genetic algorithm optimization in software modeFRONTIER integrated with MATLAB software, the optimization is carried out considering the modeling of wake effect proposed by Werle to calculate the behavior of the wind passing through a wind turbine, having as objective function the total production of the park.

Keywords: wind turbine; Wind farm; Effect wake; optimization; Genetic algorithm; production; Efficiency.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 APRESENTAÇÃO E ASPECTOS GERAIS	1
1.2 OBJETIVOS	5
1.2.1 Objetivos gerais	5
1.2.2 Objetivos específicos	5
1.3 METODOLOGIA	6
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO	6
2. ESTADO DA ARTE	7
2.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	7
2.2 REFERENCIAL HISTORICO	10
2.2.1 Investimentos no mercado eólico brasileiro	12
2.2.2 A evolução comercial de aerogeradores de grande porte	13
2.3 TIPOS DE AEROGERADORES PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	14
2.3.1 Composição básica de uma turbina eólica moderna de eixo horizontal	17
2.3.2 Potência dos ventos	19
2.3.3 Perdas na geração de energia eólica	22
3. EFEITO ESTEIRA	24
3.1 MODELOS DE ESTEIRAS	24
3.2 O MODELO DE LISSAMAN	27
3.3 MODELO DE AINSLIE	27
3.4 MODELO PARK	28
3.5 O MODELO DE WERLE	29
3.5.1 Região da esteira próximo	30
3.5.2 Região da esteira Intermediária	33
3.5.3 Região da esteira distante	34
3.5.4 O modelo de esteira composta	36
3.6 O MODELO DE JENSEN	36
3.7 MODELO PARA MÚLTIPLAS ESTEIRAS PARA JENSEN E WERLE	38
3.8 ALGORITMO DE CALCULO DA PRODUÇÃO DA MODELAGEM DE WERLE (CPMW)	42
3.8.1 Algoritmo de cálculo produção para dois aerogeradores	43
3.8.2 Algoritmo de cálculo da produção da modelagem de werle CPMW	45
4. MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO	48
4.1 OTIMIZAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS	49
4.2 ALGORITMOS GENÉTICOS	52
4.3 MODEFRONTIER NA OTIMIZAÇÃO POR ALGORITMOS GENÉTICOS	58
5. RESULTADOS	61
5.1 ANÁLISE DOS PARÂMETROS QUE INFLUENCIAM NA EFICIÊNCIA DE UM PARQUE EÓLICO PARA O MODELO DE JENSEN	61
5.1.1 Perfil da esteira do modelo Jensen	61
5.1.2 Influência da rugosidade no diâmetro da esteira para o modelo de Jensen	62
5.1.3 Influência da rugosidade na velocidade para o modelo de Jensen	64
5.1.4 Influência da altura do rotor no modelo de Jensen	65
5.1.5 Influência da altura do rotor na velocidade para o modelo de Jensen	66
5.2 ANÁLISE DOS PARÂMETROS QUE INLUENCIAM NA EFICIÊNCIA DE UM PARQUE EÓLICO PARA O MODELO DE WERLE	67
5.2.1 Perfil do modelo da esteira de Werle	67

5.2.2	Varição do diâmetro para diferentes constantes K, para o modelo de Werle.	68
5.2.3	Coeficiente de empuxo no modelo de Werle	69
5.2.4	Cálculo para o modelo de esteira composta de Werle	70
5.3	Comparativo de cálculo de produção energética com a utilização do modelo de Jensen e Werle	71
5.3.1	Comparação da largura da esteira dos modelos Jensen e Werle.....	71
5.3.2	Cálculo para dois aerogeradores.....	72
5.3.3	Varição da produção do modelo de Werle para diferentes valores de K Constante absoluta.	73
5.3.4	Varição da área sombreada para dois aerogeradores para diferentes constantes absolutas, modelo de esteira de Werle.	76
5.3.5	Varição da produção para o modelo de esteira de Werle em função da constante absoluta	77
5.3.6	Varição da área sombreada para dois aerogeradores para diferentes rugosidades, modelo de esteira de Jensen.	78
5.3.7	Varição da produção do modelo de Jensen para diferentes z_0 rugosidades.	78
5.3.8	Comparativo de cálculo de produção energética com a utilização do modelo de Jensen e Werle.....	80
5.4	OTIMIZAÇÃO	81
5.4.1	Teste de otimização com dois aerogeradores com a utilização do CPMW	81
5.4.2	Comparativo de layout, produção total e eficiência para 26 turbinas eólicas.	82
5.4.3	Comparativo de layout, produção total e eficiência para 30 turbinas eólicas.	83
5.4.4	Comparativo de layout, produção total e eficiência para 32 turbinas eólicas.	84
5.4.5	Quadro resumo das eficiências.	85
6.	CONCLUSÃO	86
7.	BIBLIOGRAFIA	91

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Principais marcos da energia eólica entre os séculos XI e XX (adaptado Horn, 2010).	12
Figura 2.2: Principais marcos da energia eólica no Século XX (adaptado Horn, 2010).	12
Figura 2.3: Evolução comercial de aerogeradores de grande porte (CRESESB, 2014).	14
Figura 2.4: Turbina eólica de eixo vertical (Wenzel, 2007).	15
Figura 2.5: Turbina eólica de eixo vertical (EWC 2014).	15
Figura 2.6: Turbina eólica de eixo horizontal (Wenzel, 2007).	16
Figura 2.7: Composição básica dos aerogeradores (Wenzel, 2010).	17
Figura 2.8: Componentes básicos de uma turbina eólica de eixo horizontal (ANEEL, 2006).	18
Figura 2.9: O controle por <i>stall</i> e <i>pitch</i> (Wenzel, 2010).	19
Figura 2.10: Diagrama da curva de potência de um gerador eólico (adaptado de Sansigolo, 2005).	20
Figura 3.1: Efeito esteira no parque eólico off-shore na Dinamarca (Moskalenko et al., 2010).	26
Figura 3.2: A estrutura do modelo de esteira Lissaman (adaptado de Moskalenko et al., 2010).	27
Figura 3.3: Esquema gráfico do modelo de viscosidade turbulenta (Wenzel, 2010).	28
Figura 3.4: Perfil da esteira utilizado no modelo PARK (Wenzel, 2010).	28
Figura 3.5: Perfil das três regiões da esteira para o modelo de Werle (Wenzel, 2010).	30
Figura 3.6: Perfil da esteira próxima (Wenzel, 2010).	30
Figura 3.7: Estrutura da esteira intermediária (Wenzel, 2010).	33
Figura 3.8: Estrutura da esteira composta (Wenzel, 2010).	36
Figura 3.9: A estrutura do modelo esteira de Jensen.	37
Figura 3.10: Múltiplas esteiras em parque eólico modelo de Werle (adaptado González-Longatt, 2012).	39
Figura 3.11: Sobreposição de esteira e área de sombra em um aerogerador (Adaptado de: Eisenmann, 2013).	40
Figura 3.12: Cálculo da sombra parcial Werle [m^2].	43
Figura 4.1: Operadores genéticos.	53
Figura 4.2: Operadores genéticos esquemas de melhoramento (adaptado de Grady, 2005).	54
Figura 4.3: Sequência de operadores genéticos.	55
Figura 4.4: Fluxo de controle do algoritmo evolutivo (adaptado de Malaquias, 2006).	56
Figura 4.5: Fluxo de processamento do algoritmo para otimização.	58
Figura 4.6: Diagramas de blocos organizados em fluxos no software modeFRONTIER.	59
Figura 5.1: Perfil de crescimento da esteira do modelo Jensen.	62
Figura 5.2: Variação do diâmetro para diferentes rugosidades para o modelo de Jensen.	63
Figura 5.3: Variação da velocidade em função da rugosidade.	64
Figura 5.4: Influência da altura do rotor no modelo de Jensen.	65
Figura 5.5: variação da velocidade em função altura.	66
Figura 5.6: Expansão da esteira de Werle.	68
Figura 5.7: Variação do diâmetro para diferentes constantes K.	69
Figura 5.8: Variação do coeficiente de empuxo.	70
Figura 5.9: Variação do coeficiente de empuxo.	71
Figura 5.10: comparação das larguras das esteiras dos modelos de Jensen e Werle.	72

Figura 5.11: Esquema de posicionamento dos aerogeradores para o modelo de Jensen e Werle.	73
Figura 5.12: aerogerador livre não sombreado pelo de referência.	74
Figura 5.13: Aerogerador livre parcialmente sombreado pelo de referência para o modelo de Jensen e Werle.	74
Figura 5.14: Aerogerador livre completamente sombreado pelo de referência para o modelo de Jensen e Werle	74
Figura 5.15: Curva de potência para o modelo de aerogerador da empresa VESTA76	
Figura 5.16: variação da área sombreada para constantes absolutas, modelo de esteira de Werle.	77
Figura 5.17: variação da produção do modelo de Werle em função da constante absoluta	77
Figura 5.18: variação da área sombreada para diferentes rugosidades, modelo de esteira de Jensen.....	78
Figura 5.19: variação da produção do modelo de Jensen em função da rugosidade	79
Figura 5.20: comparativo de produção entre os modelos de esteira de Jensen e Werle.....	80
Figura 5.21: Simulação do CPMW com dois aerogeradores no software modeFRONTIER.	82
Figura 5.22: Posições ótimas de dois aerogeradores calculadas no software modefrontier.....	82
Figura 5.23: Comparativo entre produção total e eficiência para otimização com 26 turbinas.	83
Figura 5.24: Comparativo entre produção total e eficiência para otimização com 30 turbinas.	84
Figura 5.25: Simulação do CPMW com 32 aerogeradores no software modeFRONTIER.....	84
Figura 5.26: Comparativo entre produção total e eficiência para otimização com 32 turbinas.	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Capacidade eólica instalada e prevista no mercado eólico brasileiro (EPE, 2013).	13
Tabela 4.1: Parâmetros genéticos para otimização.....	59
Tabela 5.1: Raio da esteira para diferentes rugosidades	63
Tabela 5.2: Velocidades para diferentes rugosidades.....	64
Tabela 5.3: Variação da velocidade em função da altura do rotor.....	66
Tabela 5.4: Variação da altura do rotor em função.....	67
Tabela 5.5: Variação do diâmetro em função da constante absoluta.....	69
Tabela 5.6: Dados de potência para o modelo de aerogerador da empresa VESTA.	75
Tabela 5.7: Rugosidades para diferentes terrenos.....	79
Tabela 5.8: quadro resumo com valores das eficiências.....	85

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos Latinos

A	Área	$[m^2]$
A_0	Área “varrida” pelo rotor	$[m^2]$
A_S	Área sombreada pela turbina a barlavento	
C	Fator de escala	
c	Circulação relacionada constante da equação.	
C_p	Coefficiente de potência	
C_t	Coefficiente de empuxo	
D	Diâmetro do rotor	$[m]$
C_p	Coefficiente de potência	
K	Constante absoluta relacionada mistura de comprimento para a região esteira da esteira distante	
K_m	Constante Relativa relacionada mistura de comprimento para a região da esteira intermediário	
k	Fator de forma	
L	Distância longitudinal entre Nondimensional turbinas eólicas	
p	Pressão	
P	Potência	$[W]$
k	Fator de forma	
R	Raio da esteira uma distância x do aerogerador	$[m]$
r	Coordenada da distância radial (a partir do centro da esteira)	$[m]$
r_0	Raio do rotor do aerogerador	$[m]$
R_{ij}	Raio da esteira provocado pelo aerogerador i no aerogerador j	$[m]$
T	Empuxo	
t	Tempo	$[s]$
U	Velocidade axial	$[m/s]$
\overline{uv}	Correlação cruzada da tensão de Reynolds	
u	Velocidade do vento à sotavento do aerogerador	$[m/s]$
v	Velocidade	$[m/s]$
V	Velocidade radial	$[m/s]$
v_0	Velocidade do escoamento livre	$[m/s]$
v_1	Velocidade do vento na esteira a uma distância x do aerogerador	$[m/s]$
V_j	Velocidade resultante de entrada no aerogerador j	$[m/s]$
W	Espaçamento entre linhas laterais não dimensional de parques eólicos	
V_0	Velocidade do escoamento livre	$[m/s]$
X	Distância axial adimensional de uma turbina eólica	
x	Coordenada da distância axial (sotavento do aerogerador)	$[m]$
x_{ij}	Fator que define a condição de sombreamento	
z_0	Rugosidade do terreno	
ρ	Densidade do fluido	

Subscritos

- $a \rightarrow$ condições de fluxo livre ambiente
- $d \rightarrow$ condições no lado de baixo-vento da turbina de vento.
- $i \rightarrow$ região esteira invíscido ou perto
- $o \rightarrow$ condições de saída a jusante
- $u \rightarrow$ Condições do lado up-vento da turbina de vento.
- $v \rightarrow$ Propriedades na esteira viscosa ou longe

Símbolos Gregos

α	<i>Constante adimensional relacionada à expansão da esteira</i>	
β	<i>Ângulo de intersecção do rotor com a circunferência da esteira</i>	[°]
θ	<i>Ângulo de intersecção da circunferência da esteira com o rotor</i>	[°]

Siglas

<i>TEEH</i>	<i>Turbinas eólicas de eixo horizontal</i>
<i>TEEV</i>	<i>Turbinas eólicas de eixo vertical</i>

1. INTRODUÇÃO

1.1 APRESENTAÇÃO E ASPECTOS GERAIS

O vento proveniente do movimento das massas de ar, com origem em vários fenômenos, principalmente a rotação do planeta e o aquecimento não uniforme pela radiação solar, têm sido bastante aproveitado pela humanidade. Nos primórdios, o vento basicamente era aproveitado para moagem de grãos e em grande escala pelas embarcações à vela. Com o desenvolvimento tecnológico e novas descobertas passou a ser utilizado no bombeamento de água, e atualmente, tem destaque na geração de energia elétrica (Wenzel, 2010).

A energia é de grande importância para o desenvolvimento industrial e social. É através dela que se faz possível a utilização de novas tecnologias, para o desenvolvimento mundial. Atualmente, o consumo de energia vem aumentando de forma significativa, os modelos energéticos mais utilizados têm gerado diversos problemas ambientais e sociais, a sua principal fonte de energia são os combustíveis fósseis mais especificamente o petróleo, que atualmente está escasso. Sua natureza não renovável gera uma preocupação na sociedade, que impulsionou, de certa forma, a procura por novas fontes energéticas, de baixo impacto ambiental.

O Brasil diante da necessidade de diversificar a matriz energética brasileira lançou em 2004, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas. O principal intuito do programa é fomentar a diversificação da matriz energética brasileira, por meio de incentivos e da possibilidade do rateio dos custos de produção da energia entre as classes de consumidores finais, dando ao produtor a garantia de compra da energia produzida (Ministério de Minas e Energia, 2012).

Muitos especialistas e instituições divergem na estimativa do potencial eólico brasileiro. Os principais estudos feitos na área indicam valores extremamente consideráveis. Há alguns anos, as estimativas atingiam a ordem de 20.000 MW. Atualmente, a maioria dos estudos indica valores maiores que 60.000 MW. Os levantamentos e estudos realizados e ainda em andamento nas esferas locais, regionais e nacionais, têm dado suporte e motivado a exploração comercial da energia eólica no país. Inicialmente os estudos foram realizados na região Nordeste, principalmente no Ceará e em Pernambuco (ANEEL, 2006).

O Centro Brasileiro de Energia Eólica – CBEE, da Universidade Federal de Pernambuco – UFPE publicou em 1998 a primeira versão do Atlas Eólico da Região Nordeste. A continuidade desse trabalho resultou no Panorama do Potencial Eólico no Brasil. A pesquisa foi realizada inicialmente com o apoio da ANEEL e do Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT (ANEEL, 2006).

Na região sul do Brasil, o marco inicial no desenvolvimento dos parques foi o ano de 1999, quando foram realizados os primeiros estudos para projetos eólicos no Estado do Rio Grande do Sul, no ano de 2004 teve início à implantação do parque eólico de Osório. Em 2006, setenta e cinco aerogeradores passaram a operar comercialmente (Ventos do Sul, 2014).

No Brasil, nos meses de junho a dezembro, os ventos são mais intensos e, conseqüentemente, o potencial da energia eólica é maior, e coincidem com os meses de menor intensidade de chuvas. Este fator é de grande importância para colocar a energia eólica como uma fonte suplementar da energia gerada por hidrelétricas. Desta forma, o Brasil tem uma parte de sua matriz energética migrando para a geração de energia eólica, acompanha de maneira sistemática um movimento internacional para torná-la uma fonte importante de energia (Farias et al. 2013).

A energia eólica pode ser uma alternativa para diversos níveis de demanda. Em pequenas localidades distantes da rede de transmissão podem ser instaladas pequenas centrais ou pequenos parques para suprir a localidade, tendo o caráter social de universalização do atendimento. Já as centrais de porte grande ou grandes parques podem contribuir de maneira significativa para atender uma grande fatia do Sistema Interligado Nacional (SIN) com importantes ganhos:

- Melhoria do meio ambiente com a redução da emissão, pelas usinas térmicas, de poluentes atmosféricos;
- Diminuição da necessidade da construção de grandes reservatórios e;
- Redução do risco gerado pela sazonalidade hidrológica, à luz da complementaridade citada anteriormente.

Tendo em vista a limitação da capacidade de produção de um único aerogerador, a velocidade do vento, o custo de construção e instalação de aerogeradores gigantescos, a energia disponível no vento, é utilizada com a instalação de uma grande quantidade de aerogeradores, formando os chamados parques eólicos. Sendo de extrema importância o cálculo da disposição dos aerogeradores para obter uma maior produção

energética e reduzir os custos de instalação, operação e manutenção (Moskalenko et al., 2010).

Atualmente boa parte dos locais com melhores condições de vento já estão em exploração para garantir um retorno rápido do investimento. Então, o potencial de energia eólica dos locais não explorados tem uma tendência de não ser tão excepcional, mas devido a novas aplicações de pesquisa e economia de escala (produção em massa), o custo unitário do vento instalado kilowatt de energia é agora menor do que anteriormente e as turbinas eólicas são hoje maiores e mais eficientes. Neste cenário, o projeto de layout parque eólico devem ser analisados com cautela, escolhendo a melhor solução que fornece uma maior produção para um determinado investimento. (Gonzalez. et al. 2010).

O projeto do parque eólico envolve vários fatores que devem ser considerados como: máxima capacidade desejada instalada do parque eólico, as restrições do local, plano de impacto ambiental, avaliação de ruído para ruídos de habitações sensíveis, impacto visual e custo total. Sempre buscando com o objetivo principal maximizar a produção de energia, reduzindo o total de custos associados à construção e a manutenção do parque eólico. Para atingir uma máxima produção várias ferramentas de design de parques eólicos estão sendo estudadas e implementadas sempre buscando o melhor processo de otimizar o layout do parque eólico (Mittal. 2010).

Mas como em todas as tecnologias existem os desafios a serem estudados como a redução da velocidade de vento devido a outras turbinas. Normalmente, se uma turbina está localizada dentro da zona de turbulência causado por outra turbina, ou a área por trás de outra turbina, a velocidade do vento sofre uma redução, e, por conseguinte, há uma diminuição na produção de eletricidade.

Se houver uma grande quantidade de interferências geradas pelas turbinas eólicas, aumenta a possibilidade de falhas mecânicas causadas pelo excesso de vibrações, o que influencia na necessidade de mais ações de manutenção, e consequentemente uma inevitável redução da produção de energia, numa tentativa de minimizar o impacto da esteira nas turbinas, e para controlar a redução da sua potência de saída. Além de considerar o impacto das turbinas sobre as outras, é importante levar em conta o terreno, as condições meteorológicas e de vento da região, como a velocidade e direção do vento (Villarreal et al. 2011).

Diversos trabalhos e estudos têm sido realizados nos últimos anos, com a finalidade de maximizar a produção de energia e a eficiência das turbinas. Os esforços se concentram principalmente em encontrar o melhor layout de posicionamento das turbinas dentro de parques eólicos, com base em sua produção e eficiência. Esses estudos e pesquisas concentram seu interesse em buscar e encontrar uma configuração em que o efeito de uma turbina na outra é eliminada ou bastante reduzida.

Neste trabalho, pretende-se realizar um estudo para a determinação dos melhores locais de posicionamento dos aerogeradores em um parque eólico constituído por várias turbinas eólicas. O objetivo é encontrar um layout que maximize a produção total do parque eólico e a eficiência. Para isso, a disposição das turbinas eólicas no parque eólico é otimizada usando uma função objetivo que representa a produção e a eficiência para uma função de distribuição de vento constante. O modelo de esteira analítico proposta por Werle é utilizada para a modelagem do efeito esteira; o código CPMW é utilizado no cálculo da produção do parque eólico; e para realizar a otimização do posicionamento das turbinas é utilizado um algoritmo genético.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivos gerais

Estudar um método para a determinação de posições ótimas de turbinas eólicas individuais, dentro dos parques eólicos instalados em terrenos de configurações arbitrárias, a fim de atingir sua eficácia máxima de produção e eficiência.

1.2.2 Objetivos específicos

Apresenta-se como objetivos específicos do presente trabalho:

➤ Escolher na literatura uma modelagem matemática do vento ao passar por um aerogerador. Nesse trabalho optou-se pela modelagem de esteira de Werle para implementação do algoritmo de “Cálculo de Produção da Modelagem de Esteira de Werle”, CPMW.

➤ A realização da estimativa e comparação da energia elétrica produzida por um parque eólico ideal e um parque eólico considerando o efeito esteira de acordo com o modelo de esteira proposto por Werle.

➤ Validar uma metodologia de otimização de *layout* de parques eólicos com a utilização do software modeFRONTIER integrado com o software MATLAB, utilizando do código CPMW da modelagem do efeito esteira de Werle, buscando maximizar a produção de energia, reduzindo o total de custos associados com o parque eólico.

➤ Avaliar a produção total e a eficiência dos resultados encontrados através de um algoritmo de otimização para um parque eólico.

1.3 METODOLOGIA

Inicialmente foi realizado um estudo teórico para avaliar os principais modelos que descrevem a influência de uma turbina eólica, posicionada a jusante em uma posicionada a montante. Para isto foi modificado e adaptado para o modelo de esteira de Werle um algoritmo desenvolvido para a modelagem de esteira de Jensen por Farias et al. 2013, para calcular a produção de energia do parque eólico.

Foram avaliadas diversas configurações de layout de posicionamento de aerogeradores inseridas num parque eólico através da otimização realizado no software ModeFRONTIER integrado com o software MATLAB com a utilização do código CPMW, na busca de uma produção ótima que atenda de forma satisfatória os requisitos econômicos e comparados com os resultados obtidos nos trabalhos de Mosetti et al., (1994), Grady et al. (2005), Marmidis (2007), e Farias et al. (2013).

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

A presente dissertação encontra-se estruturada em seis capítulos, incluindo o presente capítulo. O conteúdo dos capítulos restantes é apresentado a seguir.

No capítulo dois é feita uma revisão bibliográfica sobre os principais trabalhos na área, e um estudo da potência do vento.

No terceiro capítulo é apresentada a formulação matemática do estudo, mostrando as equações de modelagem do efeito esteira, explicando-se os modelos utilizados para o efeito esteira, o algoritmo desenvolvido para cálculo da produção energética de um parque eólico considerando o efeito esteira e suas interações.

No quarto capítulo é apresentado o estudo dos principais métodos de otimização justificando a utilização dos algoritmos genéticos, apresentando o algoritmo utilizado para otimização do layout de um parque eólico.

O capítulo cinco traz os resultados alcançados em testes e as comparações com outros trabalhos.

No capítulo seis são apresentadas as conclusões do trabalho desenvolvido nessa dissertação e algumas sugestões para trabalhos futuros.

2. ESTADO DA ARTE

2.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A energia eólica se tornou uma alternativa atraente, para geração de energia elétrica, tornando-se uma fonte alternativa para complementar a matriz energética em vários países, diante da necessidade de estudos na área, foi comentada de forma breve a sequência dos trabalhos desenvolvidos nesta área. Os trabalhos revisados avaliam os modelos de esteira, mostram suas características individuais das esteiras formadas devido à interação que um aerogerador a barlavento provoca numa a sotavento. Sendo sugeridos alguns métodos de otimização de layout via modelagem do efeito esteira.

Mosetti et al. 1994, apresentou uma abordagem para a otimização de parques eólicos, visando à distribuição de energia eólica, e um layout foi otimizado, a fim de extrair o máximo de energia, com custos mínimos de instalação. A otimização foi realizada pela associação de um parque eólico, com um modelo de simulação baseado em superposição de esteira, com um código de pesquisa genético. O objetivo do trabalho é demonstrar a viabilidade do processo por meio da análise dos resultados obtidos em algumas aplicações simples. Foi realizado um teste, com um parque subdividido em 100 células quadradas, com possíveis locais de turbinas, e a otimização foi realizada com um número de posição das turbinas para três possibilidades de vento: direção única, com intensidade constante e variável, direção e intensidade variável com direção variável.

Grady et al. 2005, apresentou uma abordagem de um algoritmo genético, empregada para obter o melhor posicionamento de turbinas eólicas, visando maximizar a capacidade de produção, limitando o número de turbinas instaladas e a área do terreno ocupada por um parque eólico. Buscando essa finalidade foi realizada a implementação do algoritmo genético para a otimização, onde foi determinado o tamanho da população, o número de subpopulações, e o número máximo de gerações para evolução. Os resultados demonstraram que os algoritmos genéticos podem com precisão prever configurações ideais de parques eólicos.

Marmidis et al. 2007, propôs uma metodologia para o melhor posicionamento e disposição dos aerogeradores em um parque eólico, com a utilização de um método

estatístico e matemático chamado de "método de simulação Monte Carlo". A otimização é feita pela média de produção máxima de energia e critérios mínimos de instalação, os resultados do presente estudo comprovam que o método de simulação de Monte Carlo pode dar uma nova abordagem para as ferramentas no campo da otimização.

Bosko et al. 2010, realizou um estudo da otimização da disposição de turbinas em um parque eólico, através de um método para a determinação de posições ótimas de turbinas eólicas individuais, dentro de parques eólicos instalados e configurados de maneira arbitrários, a fim de atingir a sua produção de maior eficácia. A técnica de otimização utilizada foi o algoritmo genético. A turbina de cálculo aerodinâmico do vento é instável, baseado na lâmina modelada como uma rede de vórtices e uma sequência livre de fluxo de ar por trás da lâmina. O método foi testado para várias configurações diferentes de terreno, com especial atenção para as melhorias de desempenho global do algoritmo.

Mittal. 2010, apresentou um código de otimização de parque eólico, utilizando um algoritmo genético chamado de WFOG desenvolvido no MATLAB, para otimizar a colocação de turbinas eólicas em grandes parques eólicos, visando minimizar o custo por unidade de energia produzida a partir do parque eólico. O algoritmo genético utilizado para a otimização foi validado usando os resultados de estudos anteriores. Foram realizados testes com a velocidade do vento constante e direção fixa, a velocidade do vento constante e vento de direção variável e velocidade do vento variável e direção do vento variável. Foi utilizado o modelo de esteira analítica de Jensen. No processo de otimização foi utilizado um código desenvolvido no MATLAB (referido como WFOG), que calcula o energia produzida e o custo de um parque eólico. WFOG é acoplado com a algoritmo genética do Solver, disponível no MATLAB para processo de otimização, foi constatado nos testes que se o número de turbinas eólicas é aumentado para além de um limite, o custo por unidade de energia começa a aumentar.

Elkinton et al. 2011, apresentou a otimização do layout de um parque eólico offshore como um desafio significativo de engenharia, visto que a maioria das pesquisas realizadas no assunto concentra-se em parques eólicos onshore. A ferramenta de análise desenvolvida reúne critérios de localização de turbinas marítimas com algoritmos de otimização eficientes, mostra modelos de interligação elétrica integrada dentro da rotina de otimização, expõe "sub-modelos" para melhor refletir as condições do mundo real e

restrições exclusivas para instalações no mar. Utilizou algoritmo genético para minimizar o custo da energia, maximizando a produção de energia do parque eólico.

Villarreal et al. 2011, estudou uma metodologia de alocação turbina eólicas usando um algoritmo de otimização de sistemas virais, que encontra a configuração ideal de turbinas eólicas dentro de um parque eólico, considerando uniforme velocidade do vento, e o vento unidirecional. O problema é resolvido utilizando um único tipo de turbina e restringindo o espaço disponível para um cenário plano, com uma forma quadrada com o lado de tamanho igual a 50 diâmetros de rotor correspondentes aos aerogeradores utilizados. O método em estudo evoluiu a partir de algoritmos genéticos virais, que têm sido muito utilizados para resolver problemas. Os sistemas virais foi originalmente proposto por Cortes no ano de 2007, mostrando o impacto de uma sequência do vento considerado o desempenho das turbinas eólicas. O objetivo do algoritmo viral é encontrar a melhor configuração de turbinas de vento, que minimiza o custo da eletricidade produzida.

Gonzalez. et al. 2012, propôs um algoritmo evolutivo para otimizar o layout de parque eólico, visando os lucros anuais, mostrando uma melhor configuração do parque eólico para produção líquida máxima, reduzindo principalmente o efeito de decaimento da esteira e selecionando o tipo mais adequado de turbinas e alturas de torre, o modelo de custos proposto inclui quatro principais blocos para calcular: o investimento inicial, a produção, a operação e custo de manutenção e o custo final. O algoritmo proposto calcular a renda anual devido à venda da energia gerada, tendo em conta a perda de energia eólica individual de produção devido ao efeito esteira, limitações no número de turbinas eólicas ou de investimento. Os resultados são comparados com outras publicações.

Farias et al. 2013, realizou um estudo do processo de planejamento de um parque eólico, verificando o melhor aproveitamento da área disponível. Mostrando que um aumento no número de aerogeradores conduz à redução das distâncias entre cada turbina eólica, ocasionando uma queda significativa na produção global do parque devido ao efeito esteira. Foi desenvolvido um algoritmo de otimização de layout de parques eólicos, onde, para as condições de vento, as características e quantidade dos aerogeradores determinam-se a melhor posição de cada aerogerador, maximizando assim a eficiência de produção do parque eólico.

Como se observa o tema tem bastante relevância, para economicidade na geração de energia, muitos estudos devem ser realizados e muitos obstáculos devem ser superados, antes que essa tecnologia atinja um patamar ótimo aceito de forma geral pelos profissionais de engenharia e construção civil, apesar dos estudos já realizados e do razoável número de aplicações práticas na construção de parques em funcionamento.

Entre estes obstáculos supracitados estão: redução do custo de construção de um parque eólico e a sua manutenção; diminuição das perdas geradas pelo efeito esteira; aumento da produção do parque com um baixo custo de geração de energia para competir no mercado com outras fontes energéticas; maior conhecimento acadêmico e técnico, maior receptividade da tecnologia de geração e a busca de novos investimentos na implantação de parques eólicos.

Um dos principais objetivos deste trabalho é apresentar um estudo e somar uma contribuição no que envolve as perdas geradas pelo efeito esteira na geração de energia. Propondo uma metodologia de otimização para a configuração de layout, com a utilização do modelo de esteira proposto por Werle, para aumentar a eficiência e a produção de um parque eólico.

2.2 REFERENCIAL HISTORICO

O primeiro dispositivo identificado como eólico, tem especulações contraditórias sobre a origem histórica dos moinhos de vento. Sendo as primeiras menções ao uso da energia do vento no Oriente: Índia, Tibete, Afeganistão e Pérsia (atual Irã).

Alguns pesquisadores relatam ter descoberto os restos de um moinho de vento no Egito, nas proximidades da cidade de Alexandria, sendo suposta idade de 3000 anos. No entanto, não existe nenhuma prova convincente de que os egípcios, fenícios, gregos ou romanos conhecessem, na verdade, os moinhos de vento (Pinto, 2013).

Alguns pesquisadores atribuem a Heron de Alexandria a invenção do moinho de vento. Sendo a atribuição atualmente desconsiderada pela maioria das autoridades em diversos graus, cuja interpretação é de que se tratava apenas de um brinquedo. Há dificuldades referentes à procedência dos manuscritos em Pneumática (trabalho creditado a Heron) e discordância quanto ao significado exato de certas palavras-chave desse documento.

A verdade é que não se pode ter certeza se foi realmente Heron o inventor do moinho de vento como força motriz, ou se sua invenção inicial influenciou aqueles que o seguiram.

Em 400 d.C, em alguns países budistas da Ásia central, há relatos de rodas de tração, tracionadas pelo vento e pela água. Alguns pesquisadores relatam os primeiros moinhos de vento de verdade, construídos para realizar trabalho, foram construídos na China há 2000 anos, porém sem registros de sua existência.

O registro do primeiro moinho de vento de verdade data da Pérsia do século VII, atual Irã, localizado na província de Sijistan (ou Seistan), que veio a se tornar o Afeganistão. Alguns modelos persistem até hoje.

Durante período do reinado do califa Umar I (633-44), foram construídos moinhos de vento para obteção de água para a irrigação e moagem de grãos. É relatado que o conquistador mongol Gêngis Khan (1162-1227) pode ter importados para a China do Oriente Médio moinhos, sendo a primeira referência a um moinho de vento chinês data do ano de 1219 (Pinto, 2013).

No período das cruzadas que durou dois séculos partir de 1095, os conquistadores europeus da Palestina tinham conhecimento dos moinhos de vento do Oriente Médio vindo a importar a tecnologia para a Europa.

A primeira referência a um moinho de vento europeu data de 1105 na França, o local da maioria das últimas cruzadas. Uma referência semelhante vem da Inglaterra de 1180 (Pinto, 2013).

A utilização da energia do vento teve início antes da descoberta da energia elétrica sendo usado nos moinhos de vento.

Existem relatos que o rei Hammurabi da Babilônia por volta de 1700 a.C. tenha utilizado moinhos de vento para a irrigação das plantações nas planícies mesopotâmicas.

No entanto, com informações confiáveis a primeira máquina deste tipo a ser registrada é datada de 644 d.C. na região onde na atualidade se localiza o Afeganistão.

A Figura 2.1 abaixo mostra alguns marcos importantes na história do desenvolvimento da energia eólica antes do Século XX, sendo a utilização para moagem de grãos, bombeamento de água e drenagem de campos alagadiços.



Figura 2.1: Principais marcos da energia eólica entre os séculos XI e XX (adaptado Horn, 2010).

A Figura 2.2 ilustra a evolução da energia eólica no século XX. Neste período teve o desenvolvimento voltado para a geração de energia elétrica (Horn, 2010).

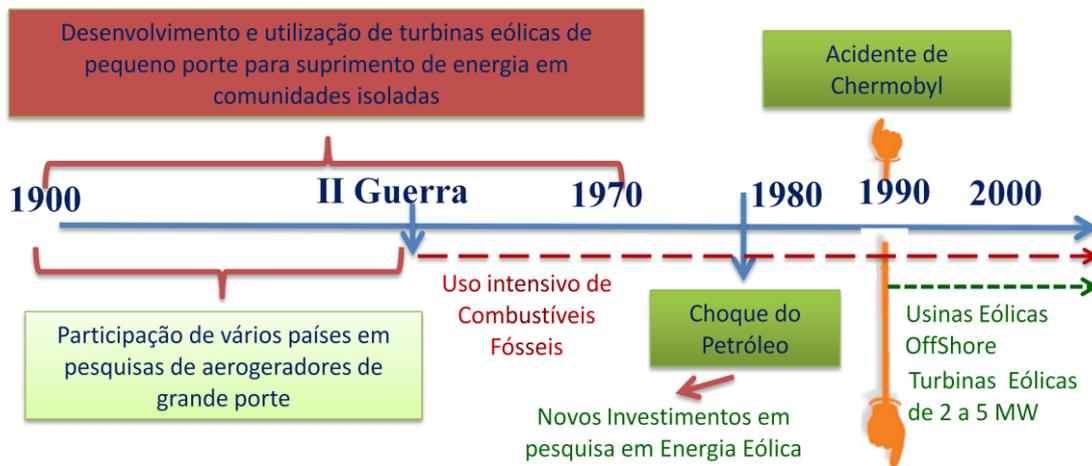


Figura 2.2: Principais marcos da energia eólica no Século XX (adaptado Horn, 2010).

2.2.1 Investimentos no mercado eólico brasileiro

A capacidade de energia eólica em operação no país alcançou 3.428 MW em junho, representando um aumento de 63,8% em comparação ao mês de junho de 2013 que tinha uma capacidade 2.093 MW. Em 2014, no primeiro semestre, foi adicionado ao Sistema Interligado Nacional (SIN) 1.226,8 MW de energia eólica, representando 35,2% do acrescentado ao sistema, considerando todas as fontes (Jornal da energia, 2014).

Com os investimentos em energia eólica o crescimento na matriz brasileira deve continuar em expansão. A perspectiva no País deve alcançar 22.439 MW em 2023, de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2022), já foram outorgados empreendimentos que aumentaram em 10 mil MW até 2018 (Jornal da energia, 2014).

Investimentos / capacidade eólica instalada e prevista para o mercado eólico brasileiro

Tabela 2.1: Capacidade eólica instalada e prevista no mercado eólico brasileiro (EPE, 2013).

Ano	Capacidade eólica instalada e prevista	Milhões de dólares
2010	325.6	558.63
2011	498.0	855.61
2012	1.124.0	1.928.43
2013	2.770.1	4.752.62
2014	2.256.3	3.871.10

2.2.2 A evolução comercial de aerogeradores de grande porte

Na Alemanha, nos anos 50, surgiram os primeiros aerogeradores construídos pelo construtor Algaier, com a finalidade de fornecer energia. Possuíam baixa potência de aproximadamente 7 kW de pequeno porte, com cerca de 5 metros de raio (Vitorino, 2012).

Nos anos 60, com a baixa dos preços dos combustíveis fósseis, tendo como carro chefe o petróleo, as tecnologias eólicas perderam a competitividade econômica se tornando desinteressantes. Por volta dos anos 70, com início da crise do petróleo, apareceu novamente o interesse sendo destinados incentivos às pesquisas e ao desenvolvimento na área. Mesmo com os incentivos, na década de 80, o ganho em potência instalada de energia eólica era muito pequeno (Vitorino, 2012).

Já no início da década de 90, o dinamarquês Riisager projetou e construiu um aerogerador de maior porte de 22 kW, o projeto utilizava peças de automóveis e tratores, o que tornou o projeto com um custo menor (Vitorino, 2012) e que possibilitou produção em massa de aerogeradores. Diante da necessidade de melhor eficiência foram desenvolvidas aerogeradores com maior potência entre 500 e 1500 kW, motivando a produção de aerogeradores de maior potência.

Durante os anos 1985 e 2010, pode-se verificar a evolução no desenvolvimento das turbinas eólicas, inicialmente com rotores com aproximadamente 10 m de diâmetro e 50 kW, para máquinas com mais de 140 m de diâmetro de rotor e potência de geração na casa dos 7.000 MW, como pode ser visto no comparativo ilustrado na Figura 2.3.

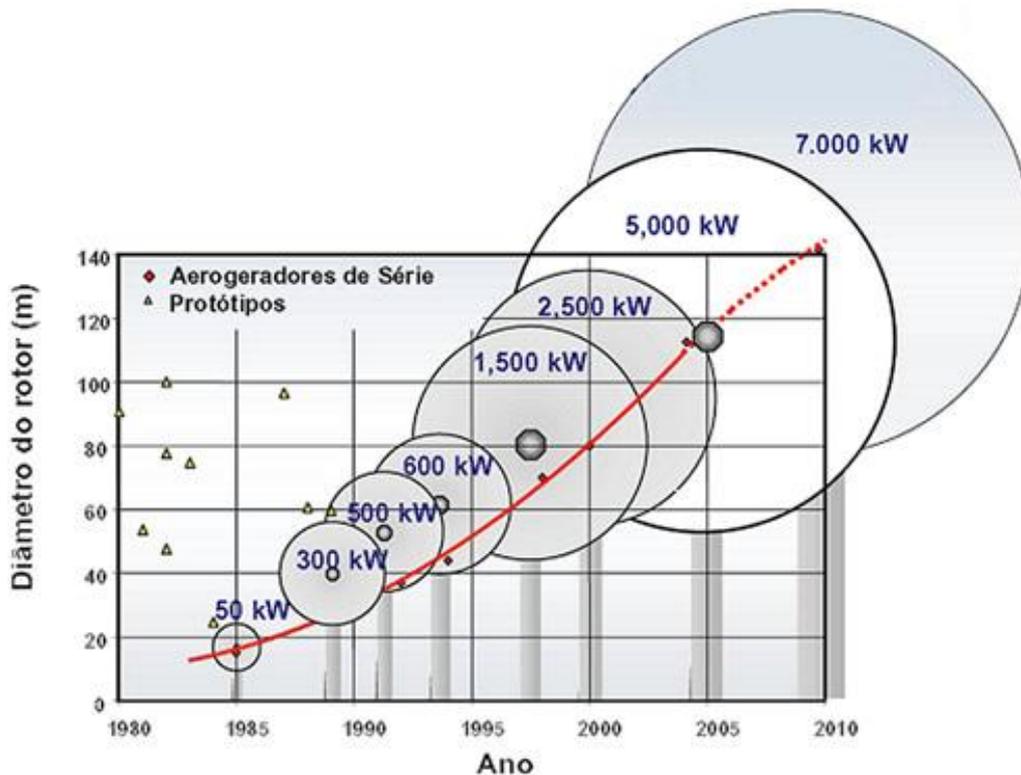


Figura 2.3: Evolução comercial de aerogeradores de grande porte (CRESESB, 2014).

2.3 TIPOS DE AEROGERADORES PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Um aerogerador é um dispositivo desenvolvido para conversão da energia cinética do vento em energia elétrica. Sendo composto por diversos tipos de turbinas eólicas, cada qual com suas vantagens e desvantagens quanto à produção energética. As turbinas eólicas são classificadas de acordo com a posição do eixo do seu rotor podendo ser vertical ou horizontal, neste trabalho as turbinas de eixo horizontal será objeto de estudo.

Os rotores de eixo vertical possuem a vantagem de não necessitarem de alinhamento com o vento, pois não possuem mecanismos de acompanhamento para variações da direção do vento, o que reduz a complexidade do projeto. Existem componentes do gerador, próximas do chão, o que facilita a montagem e manutenção, exigindo uma menor resistência estrutural do poste.

Como desvantagens, podemos citar que a colocação a baixa altitude não permite aproveitar ventos muito intensos, devido os ventos fracos e turbulentos o movimento de rotação é frequentemente alterado o que limita o rendimento e gera vibrações na estrutura. Os equipamentos desse tipo necessitam, normalmente, do sistema de arranque, com cargas aerodinâmicas cíclicas, induzindo fadiga ou mesmo

destruição do equipamento, para obter a mesma potência de uma turbina de eixo horizontal utiliza uma maior área de pás (uma componente normalmente cara).

Os rotores de eixo vertical também podem ser movidos por forças de sustentação (lift) e por forças de arrasto (drag). Os principais tipos de rotores de eixo vertical são Darrieus, Savonius e turbinas com torre de vórtices. Os rotores do tipo Darrieus são movidos por forças de sustentação e constituem-se de lâminas curvas (duas ou três) de perfil aerodinâmico, atadas pelas duas pontas ao eixo vertical. As Figuras 2.4 e 2.5 mostram uma turbina eólica de eixo vertical.



Figura 2.4: Turbina eólica de eixo vertical (Wenzel, 2007).



Figura 2.5: Turbina eólica de eixo vertical (EWC 2014).

Os rotores de eixo horizontal são compostos por um conjunto de hélices que giram em torno do eixo horizontal, quando empurradas pelo vento. Possuem pás em forma de concha que cobrem várias direções diferentes e giram em torno de um eixo vertical.

Rotores desse tipo possuem a vantagem de serem normalmente colocados a alturas maiores, são expostas a ventos mais intensos e ocupam pouca área no solo. As cargas aerodinâmicas são aproximadamente regulares para uma velocidade do vento com regime de funcionamento constante. As turbinas de eixo horizontal se mostram mais eficientes do que o do modelo de eixo vertical, por serem capazes de produzir mais energia. Sendo mais seguras na presença de fortes ventos.

As principais desvantagens de um sistema dessa natureza são necessidade de mecanismos para o posicionamento do eixo do rotor na direção do vento para obtenção de um melhor aproveitamento, sendo de grande importância em regiões onde a direção do vento varia muito. A turbina deverá ser posicionada a uma altura considerável, o que exige uma grande resistência da estrutura do poste e dificulta a manutenção e o movimento das pás sendo que o rotor funciona como um giroscópio gigante exercendo grandes forças no caso de mudança de direção do vento. Na Figura 2.6 é possível verificar uma turbina eólica de eixo horizontal.



Figura 2.6: Turbina eólica de eixo horizontal (Wenzel, 2007).

O presente trabalho discorrerá em cima das turbinas eólicas de eixo horizontal, por despertar mais interesse pelas vantagens supracitadas que juntas determinam a razão de ser a forma mais popular de turbina eólica utilizada, outro fator importante é a controvérsia sobre qual máquina é melhor: downwind (quando o vento incide na parte traseira da área de varredura da turbina) ou upwind (quando o vento incide na parte dianteira da área de varredura da turbina). A máquina downwind tem a vantagem de o

vento por si só controlar o ajuste o ajuste na direção do vento, No entanto, têm problemas como os efeitos da sombra devido à torre. Toda vez que a pá passa atrás da torre o vento é reduzido causando flexões na pá. Essa flexão leva a pá à fadiga e aumenta o ruído e causa redução no potencial de saída. Já a upwind necessita de um sistema de ajuste para manter as pás voltadas para o vento. A maioria das turbinas eólicas é do formato upwind por operar mais suavemente e fornecer maior potência (Pinto, 2013).

2.3.1 Composição básica de uma turbina eólica moderna de eixo horizontal.

As composições básicas dos aerogeradores são três, a gôndola (nacele), o rotor com as pás e a torre como mostra a Figura 2.7. Na gôndola ficam os principais componentes tais como o gerador elétrico, caixa multiplicadora de velocidades, eixos, mancais, sistema de freios sistema de controle e mecanismos de giro da turbina.

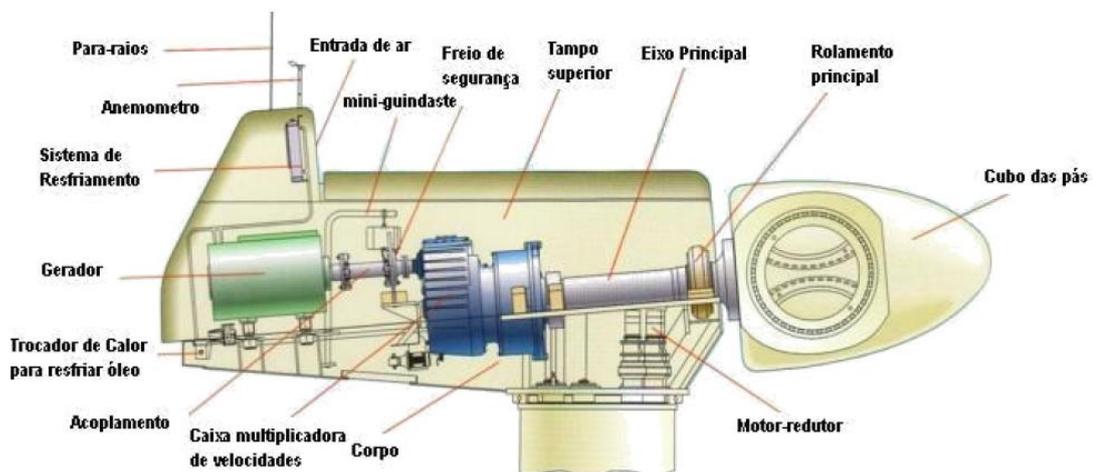


Figura 2.7: Composição básica dos aerogeradores (Wenzel, 2010).

O rotor apresenta geralmente, um conjunto de três pás, podendo ter controle passivo ou ativo para operar numa determinada rotação. Na maioria das máquinas o eixo que transmite o torque das pás apresenta uma velocidade de rotação baixa sendo necessário aumentar a rotação utilizando um multiplicador de velocidades de engrenagens Figura 2.8. Após o multiplicador é conectado ao gerador elétrico que transforma a energia mecânica em elétrica.

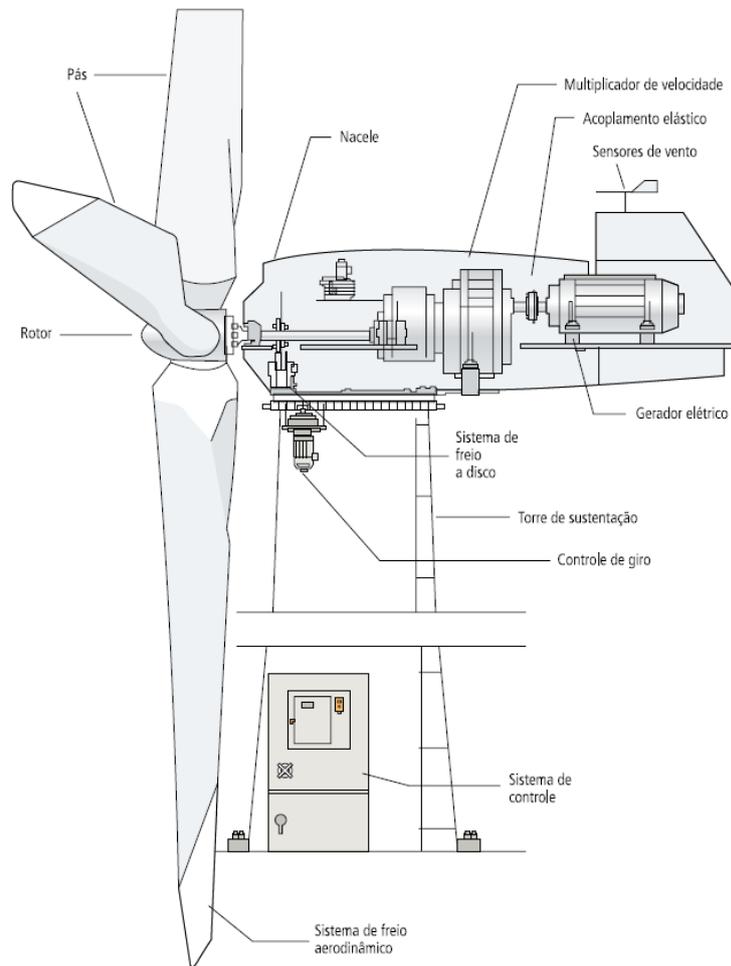


Figura 2.8: Componentes básicos de uma turbina eólica de eixo horizontal (ANEEL, 2006).

As turbinas mais modernas possuem um sofisticado sistema de controle permitindo otimizar os ganhos de energia posicionando o rotor num plano perpendicular a velocidade do vento. São compostos ainda de sistemas que realizaram operações de segurança freando a máquina para velocidades muito altas (acima de 25 m/s). As pás podem ser fixas ou podem mudar o ângulo de passo.

As turbinas eólicas apresentam diferentes tipos de controle para frenagem em velocidades de vento elevadas são os controles por “*Stal*” ou “*Pitch*”. No controle por *stal*, em altas velocidades de vento, há um desprendimento do fluxo de vento no perfil aerodinâmico, gerando vórtices e assim aumentando o arrasto e diminuindo a velocidade angular ou rotação.

No controle por “*pitch*”, Figura 2.9, o sistema gira as pás posicionando-as perpendicularmente ao vento, diminuindo a sustentação aerodinâmica e, conseqüentemente, a rotação do rotor.

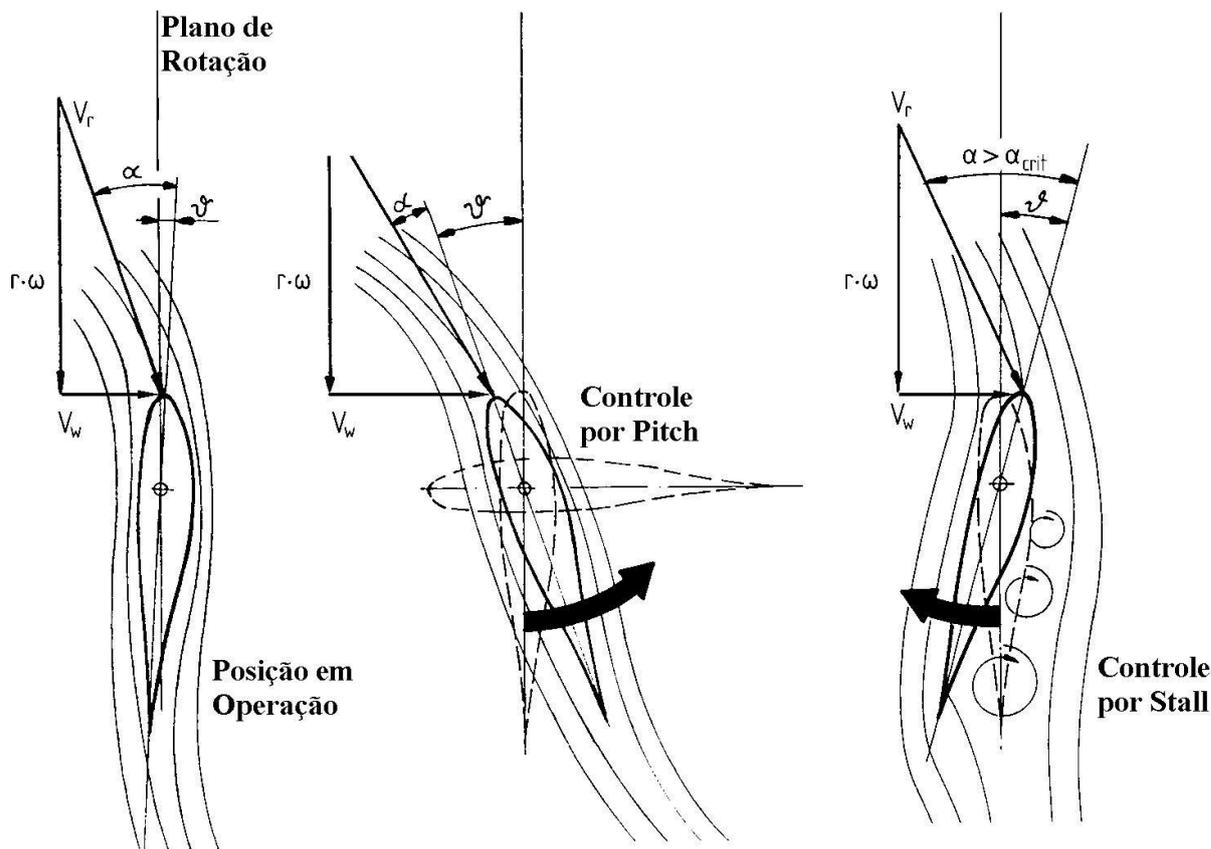


Figura 2.9: O controle por stal e pitch (Wenzel, 2010).

Atualmente, o sistema de controle por ângulo de passo das pás, mesmo sendo mais complexo e de maior custo é o mais utilizado. Por apresentar uma curva de potência que permite maiores ganhos de energia sendo menores os esforços de transmissão. O controle por “*stal*” apresenta menor custo do rotor, aumentando o custo no sistema de freios. Ainda é necessário um sistema auxiliar para proteção em altas velocidades.

Nas modernas turbinas eólicas, as características dos projetos das turbinas geram polêmica, quanto à utilização ou não do controle do ângulo de passo “*pitch*” das pás para limitar a potência máxima gerada. A tendência atual é a combinação das duas técnicas de controle de potência “*stal*” e “*pitch*” em pás que podem variar o ângulo de passo para ajustar a potência gerada, sem, contudo, utilizar esse mecanismo continuamente (Wenzel, 2007).

2.3.2 Potência dos ventos

Os estudos relacionados à potência dos ventos na grande maioria se concentram em encontrar um melhor ajuste de distribuições estatísticas aos dados de velocidade do vento (Sansigolo, 2005).

Os melhores resultados dos estudos mostram que a distribuição de Weibull é a que melhor se ajusta com os dados do vento.

A potência do vento é diretamente relacionada à sua velocidade por $P = \frac{\rho}{2} V^3$, na qual P é a densidade de potência, ρ a densidade do ar e V a velocidade do vento. Somente uma parcela do total do potencial eólico é utilizada pelos geradores.

Na figura 2.10, temos a curva de potência de um aerogerador que fornece a potência para diferentes velocidades de ventos.

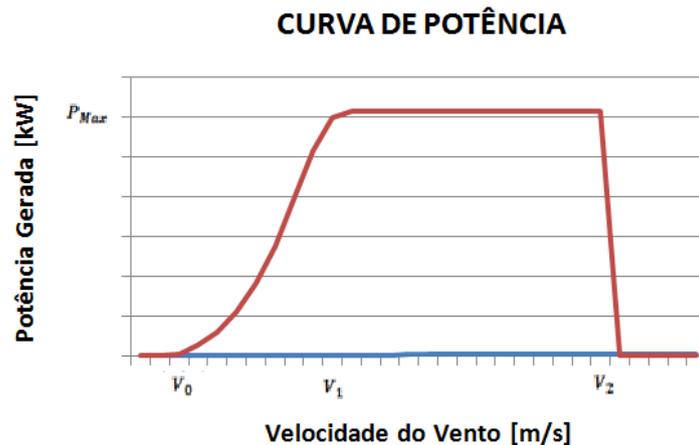


Figura 2.10: Diagrama da curva de potência de um gerador eólico (adaptado de Sansigolo, 2005).

Na Figura 2.10, temos a curva de potência de um aerogerador que fornece a potência para diferentes velocidades de ventos. Em v_0 temos o início de operação, os aerogeradores necessitam uma velocidade inicial mínima 3m/s de vento para operação. Para $v_1 = 13m/s$ o gerador atinge sua potência nominal. Finalmente $v_2 = 25m/s$ os aerogeradores são desligados para garantir a segurança.

A energia é a potência que pode ser transformada da energia cinética do ar em movimento em energia elétrica, como calculada por:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \tag{2.1}$$

Sendo:

- $m \rightarrow$ massa em kg;
- $v \rightarrow$ velocidade do vento em m/s;
- $A \rightarrow$ potência disponível contida no vento pode ser verificada, por:

$$P_{dis} = \frac{1}{2}\rho Av^3 \tag{2.2}$$

Sendo:

- $\rho \rightarrow$ densidade do ar em kg/m^3 ;
- $A \rightarrow$ área (em m^2) da seção transversal de um tubo de corrente pelo qual

o vento escoa a velocidade v ;

- $v \rightarrow$ velocidade do vento em m/s .

No cálculo acima se considera constante a velocidade do vento ao longo da área A para a simplificação da análise.

O cálculo do coeficiente de potência esta relacionada com a proporção direta à potência nominal da turbina e a proporção inversa ao cubo da velocidade do vento, à densidade do ar à área varrida pelo aerogerador, na geração da curva de potência de uma turbina é incluída a medição do valor do C_p .

A potência que cada turbina eólica gera considera o C_p , que é típico de cada máquina (aerodinâmico das pás e do rendimento mecânico e elétrico do trem de transmissão).

Para condições ideais, temos um valor teórico máximo de C_p que é $16/27 = 0,593$, em percentagem, 59,3% da energia do ar que pode ser extraída por uma turbina eólica. Para condições reais, o coeficiente de potência não atingiu um valor C_p superior a 0,5, tendo em vistas a inclusão de todas as perdas, como à rugosidade do terreno e à aerodinâmica do aerogerador (Petry, et al.,2007).

$$C_p = \text{Energia}/(H \times P_{no}) \quad (2.3)$$

Onde:

- $C_p \rightarrow$ Coeficiente de Potência ou Fator de Capacidade;
- Energia \rightarrow Quantidade de energia obtida;
- $H \rightarrow$ Quantidade de horas consideradas;
- $P_{no} \rightarrow$ Potência nominal da turbina para o modelo considerado.

A eficiência de um parque eólica pode ser definida pela seguinte expressão;

$$\eta_{fe} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{fe}}{\sum_{i=1}^n P_{livre}} \quad (2.4)$$

Onde:

- $\eta_{fe} \rightarrow$ Eficiência de um parque eólico;
- $P_{fe} \rightarrow$ Potência produzida pelo aerogerador dentro do parque eólico;

- P_{livre} → Potência produzida pelo aerogerador com o vento livre;
- i → Aerogerador.

2.3.3 Perdas na geração de energia eólica

A captação da energia do vento é realizada com a utilização da turbina eólica e, de acordo com o modelo, pode ser de uma ou varias pás. O modelo mais comum é o de três pás que possuem um formato aerodinâmico que permite a conversão da velocidade linear do vento em velocidade angular no rotor e, por meio de transmissão, rotaciona o eixo do gerador possibilitando a geração de energia elétrica.

Nesse processo, existem perdas, ou seja, apenas parte da energia do vento é utilizada pela turbina, preliminarmente na captação de energia eólica é de grande importância à medição da velocidade do vento com precisão, pois a energia disponível varia com o cubo da velocidade do vento. Ou seja, uma medição imprecisa pode gerar perdas por subestimar ou superestimar o cálculo da energia.

Mesmo que os erros sejam pequenos nos valores de vento medidos, podem gerar grandes erros no cálculo dos valores de potência disponível e densidade de potência.

Um parâmetro que nos permite escolher o modelo de aerogerador que melhor se adéqua a um determinado parque é o fator de capacidade. O índice que expressa à qualidade de um projeto em termos de potencial eólico quanto maior o valor, o aproveitamento de energia é melhor o que permite verificar o melhor o custo-benefício para o investimento (Wenzel, 2010).

Num projeto o Fator de Capacidade, FC, pode variar de acordo com do modelo e a tecnologia de turbina empregada. Outro aspecto que tem impacto no FC é o layout do Parque Eólico. Pequenas perdas por interferência aerodinâmica entre os aerogeradores geram uma maior eficiência do Parque Eólico e conseqüentemente um maior coeficiente de FC (Petry, et al.,2007).

Em um aerogerador o fator de capacidade é uma função entre a sua capacidade de produção e a energia elétrica gerada, ou seja, o aerogerador trabalhando ininterruptamente tem potência de pico. Podendo ser verificada em período anual por.

$$FC = \frac{EAG}{8760 * P} \quad (2.5)$$

Na Equação 2.5, temos que EAG é a Energia Anual Gerada, FC é o fator de capacidade [adimensional ou %], e P é a potência nominal [kW].

Outro fenômeno responsável pelas perdas no processo da geração de energia é o fator de esteira associadas a parques eólicos que incluem perdas de energia devido a esteiras do vento nas turbinas, o que aumenta a manutenção das turbinas eólicas, devido ao aumento da turbulência do vento no parque, podendo ter seus efeitos diminuídos por métodos de otimização de layout.

No entanto, mesmo com as perdas geradas pelo efeito esteira existem muitas vantagens na implantação de um parque eólico é que os custos fixos, custos de gestão, rede elétrica, custos relacionados e os custos de desenvolvimento do projeto estão distribuídos por um grande investimento, portanto, tornar a energia eólica competitiva. Em vez disso, se as turbinas eólicas fossem instaladas separadamente, necessitaria de grandes áreas, seria necessário conectá-las a rede o que torna a energia produzida muito dispendiosa, em comparação com a eletricidade produzida a partir do parque eólico. A operação e manutenção de parques eólicos são mais fáceis e econômicas se todas as turbinas eólicas estão em um único local (Mittal. 2010).

3. EFEITO ESTEIRA

As turbinas eólicas extraem energia do vento, reduzindo sua velocidade e agitando o escoamento na saída do rotor. Se as turbinas estiverem alinhadas na mesma direção do fluxo de ar, a turbina posterior receberá um vento com velocidade reduzida e em escoamento turbulento, reduzindo a sua eficiência de captação. A propagação desse fenômeno é o chamado “Efeito Esteira” e é um dos fatores mais impactantes na geração de energia elétrica (Moskalenko et al., 2010).

Tal fator é extremamente importante no planejamento de um parque eólico, pois pode influenciar significativamente o rendimento energético total. Negligenciá-lo pode levar a uma superestimação da produção de energia. Além disso, esse efeito induz cargas de vento variáveis causando vibrações excessivas e possíveis falhas por fadiga.

Para obter maior produção de energia e minimizar o custo de investimento relativo à implementação, é preciso adotar critérios na disposição dos aerogeradores nos parques eólicos.

Durante o processo de planejamento de um parque eólico, um aspecto importante a ser estudado é o melhor aproveitamento da área disponível. No entanto, um aumento no número de aerogeradores conduz à redução das distâncias entre cada turbina eólica, podendo influenciar a produção global do parque eólico pelo chamado “*Efeito Esteira*”.

3.1 MODELOS DE ESTEIRAS

Esteiras de turbinas eólicas têm sido pesquisadas há vários anos e diversos modelos matemáticos foram desenvolvidos por pesquisadores. Estes modelos podem ser divididos em duas categorias principais: modelos analíticos e computacionais (Mittal, 2010).

O modelo de esteira analítica caracteriza a velocidade em uma esteira por um conjunto de expressões analíticas, enquanto nos modelos computacionais de esteiras, as equações de fluxo de fluido, simplificadas ou não, devem ser resolvidas numericamente para obter o campo de velocidade da esteira. No presente trabalho são estudados os modelos analíticos de Jensen e Werle.

Atualmente a grande maioria dos parques eólicos utiliza às turbinas eólicas de eixo horizontal, nos parques as distâncias longitudinais e laterais das turbinas têm uma forte influência na eficiência de geração de energia do parque eólico em virtude da esteira gerada.

O posicionamento das turbinas muito perto uma das outras reduz substancialmente à produção das turbinas a jusante, isto acontece devido à perda de velocidade do vento que chega nestas turbinas, representada por uma esteira de vento turbulenta. Se o posicionamento de uma turbina for muito distante uma da outra, para um dado terreno, isso implica na diminuição no número de turbinas do parque eólico, o que tem um impacto expressivo na produção do parque. (Lopes, 2010).

O ideal, para a disposição das turbinas eólicas, seria utilizar um terreno sem limites, e colocá-las o mais afastado possível para tornar desprezível o efeito de esteira e aumentar a produção de energia. No entanto, existem outros fatores como o custo do terreno e o custo para as ligações à rede elétrica. Desta forma, sugere-se uma disposição das turbinas sem a isenção do efeito esteira, porém com o cuidado de minimizar dentro de alguns limites impostos, as perdas na produção energética.

Estudos mostram que mesmo com as distâncias de separação longitudinais e laterais expressivas, da ordem de sete diâmetros, só é possível extrair cerca de 65% em nível de potência (Wenzel, 2010).

Na avaliação da influência de uma turbina eólica sobre as demais instaladas em um parque eólico são desenvolvidos modelos matemáticos de esteira normalmente utilizados como base em sistemas computacionais, capazes de calcular as perdas devidas à sobreposição de esteiras na geração de energia total de um parque eólico (Moskalenko et al., 2010).

As turbinas eólicas extraem energia do vento para produzir eletricidade: contudo, o vento a sotavento apresentará menor quantidade de energia disponível se comparado com o vento a barlavento. Como consequência, o vento a sotavento da turbina terá velocidade reduzida e escoamento turbulento, constituindo a chamada esteira da turbina. Conforme o escoamento do vento vai se distânciando da turbina, essa esteira começa a se dissipar e gradualmente retoma a condição do escoamento inicial. Se uma esteira intercepta a área varrida de uma turbina a sotavento, esta turbina é dita “sombreada” pela turbina que provocou a esteira.

Os dois principais efeitos de uma esteira são a redução da velocidade do vento que por sua vez reduz a produção energética do parque eólico e o aumento da turbulência do vento, aumentando potencialmente o carregamento dinâmico nas turbinas a sotavento.

Sendo assim, torna-se importante considerar o efeito esteira, mostrado na Figura 3.1, no projeto de layout de parques eólicos, no sentido de maximizar a energia produzida e o tempo de vida dos equipamentos, diversos modelos numéricos, de complexidade variável, têm sido desenvolvidos para descrever o efeito esteira.

A modelagem exata da distribuição da velocidade do vento dentro de um parque eólico é muito complexa e necessita vários parâmetros de difícil estimativação.

A escolha do modelo mais adequado depende de alguns fatores como, a precisão da previsão esperada e os parâmetros disponíveis para modelagem do vento. Considerando esses fatores, optou-se pelos modelos de Jensen e Werle para desenvolvimento de um algoritmo de otimização da posição das turbinas.



Figura 3.1: Efeito esteira no parque eólico off-shore na Dinamarca (Moskalenko et al., 2010).

Para o cálculo do efeito esteira a literatura disponibiliza vários modelos entre eles:

- O modelo de Lissaman;
- O modelo Ainslie;
- O modelo de Lissaman
- O modelo Park;
- O modelo Werle;
- O modelo de Jensen; e
- Os modelos para múltiplas esteiras.

Os modelos acima são aplicados em parques eólicos. O cálculo pode ser realizado em duas etapas sendo a primeira a obtenção da intensidade de ativação para uma turbina eólica e, em seguida, a superposição simples das esteiras de cada turbina eólica dentro do parque.

3.2 O MODELO DE LISSAMAN

O modelo da Figura 3.2, foi proposto em 1977 por Lissaman através do desenvolvimento da teoria, que define o campo de velocidade da esteira utilizando expressões de mecânica dos fluidos fundamental, relacionadas a arrasto, crescimento e conservação. O modelo é totalmente baseado na teoria de mecânica dos fluidos e no particionamento de área da sequência em regiões menores. Os parâmetros da esteira correspondente estão definidos para cada região. A desvantagem do modelo é a definição da esteira na fronteira entre regiões. (Moskalenko *et al.*, 2010).

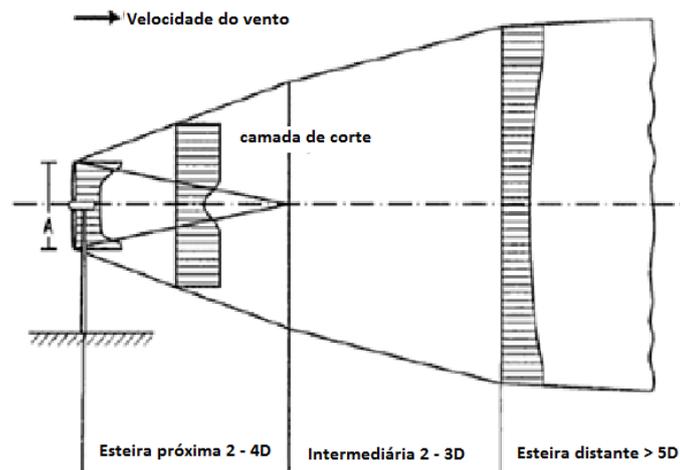


Figura 3.2: A estrutura do modelo de esteira Lissaman (adptado de Moskalenko *et al.*, 2010).

3.3 MODELO DE AINSLIE

A modelagem proposta em 1988 por Ainslie J. F leva em consideração a conservação de massa e quantidade de movimento da esteira e trabalha com o cálculo computacional de dinâmica dos fluidos para mensurar as perdas da velocidade do vento. O modelo usa as soluções numéricas das equações, onde busca mostrar o déficit da velocidade ao usar as soluções de diferenças finitas das equações de cisalhamento de Navier-Stokes na camada limite. (Pinto, 2013).

Com a utilização da equação proposta e métodos computacionais torna-se possível à determinação da velocidade do vento na entrada de uma turbina influenciada por outras a barlavento. Esse método é mais preciso no cálculo e modelagem da esteira, mas é mais trabalhoso, pois necessita de uma solução numérica.

A Figura 3.3 traz a ilustração do perfil de velocidade do vento para a esteira Ainslie.

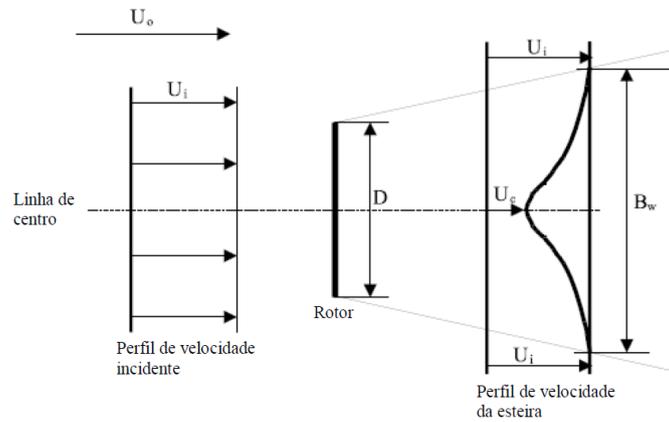


Figura 3.3: Esquema gráfico do modelo de viscosidade turbulenta (Wenzel, 2010).

3.4 MODELO PARK

O modelo Park desenvolvido originalmente por Jensen (1983) e aperfeiçoado por Katic ET al (1986) é desenvolvida uma expansão linear na esteira, considerando a equação da quantidade de movimento.

O modelo foi desenvolvido para aperfeiçoar os requisitos de entrada e carga computacional, enquanto fornece boa representação do comportamento da esteira.

O perfil de velocidades do modelo PARK pode ser observado na Figura 3.4.

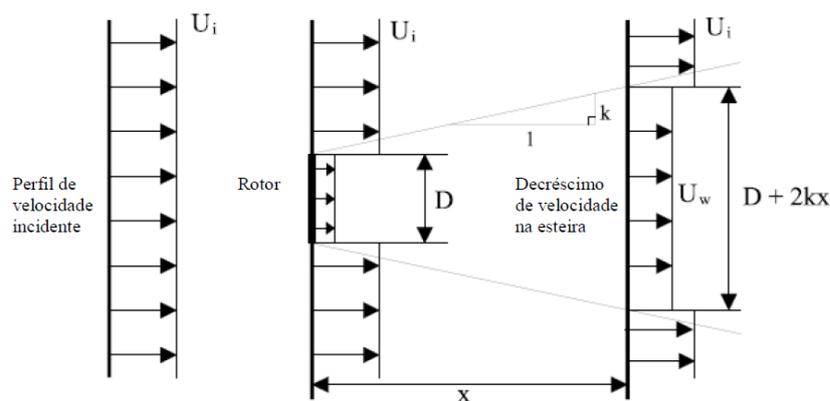


Figura 3.4: Perfil da esteira utilizado no modelo PARK (Wenzel, 2010).

3.5 O MODELO DE WERLE

O modelo de análise Werle, assim como os anteriores, foi elaborado para estimar a influência de uma turbina eólica na vizinha próxima a jusante, ou seja, o efeito esteira. J. Werle Michael construiu em 2008 um modelo analítico para descrever o comportamento do vento em esteiras de turbinas eólicas. Partindo de uma comparação do modelo com valores experimentais obtidos em parques eólicos e tuneis de vento. Verificou-se que resultados obtidos através deste modelo confirmam os resultados de recentes estudos de parques eólicos com turbinas de eixo horizontal, mostrando que o espaçamento horizontal das turbinas, quando menor que 10 diâmetros, termina acarretando uma considerável perda de produtividade induzida na esteira (Pinto, 2013).

O modelo foi dividido em três elementos essenciais: a esteira próxima, a intermediária e a distante, conforme apresentado na Figura 3.5:

- i. O modelo é essencialmente invíscido (fluxo de um fluido que se presume não ter viscosidade) na região do fluxo da esteira próxima;
- ii. A metodologia para estimar o comprimento da sequência intermediária é baseada na solução da camada de cisalhamento turbulenta mistura de Prandtl, e
- iii. Uma esteira distante onde o modelo é baseado na região de mistura prevista por Prandtl e Swain.

As previsões do modelo reforçam os resultados de estudos recentes de fazendas de turbinas eólicas de eixo horizontal, indicando que o espaçamento longitudinal de uma turbina de menos de 10 diâmetros leva a graves perdas de produtividade na esteira (Wenzel, 2010).

O modelo mostra que a causa fundamental dessa perda, é a diminuição da velocidade do vento ao passar pela turbina.

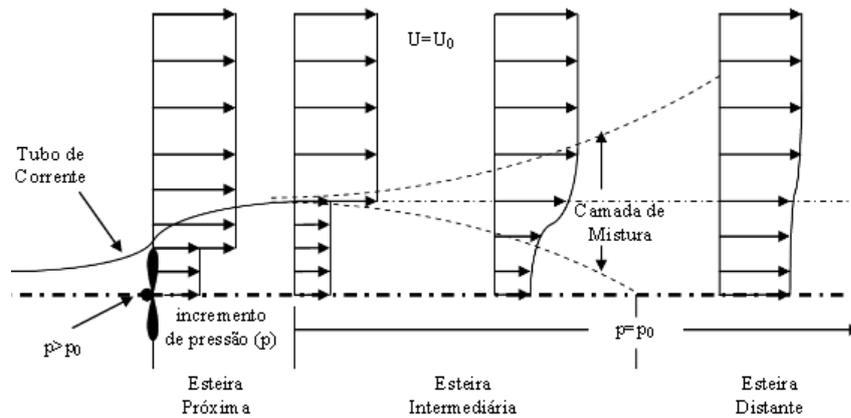


Figura 3.5: Perfil das três regiões da esteira para o modelo de Werle (Wenzel, 2010).

Cada um dos perfis das três regiões do modelo de Werle será discutido brevemente a seguir, a fim de fundamentar o terreno para o estudo do modelo.

3.5.1 Região da esteira próximo

As características principais da região da esteira próxima, mostrada na Figura 3.6, relevantes para fins de estudo do comportamento do vento são:

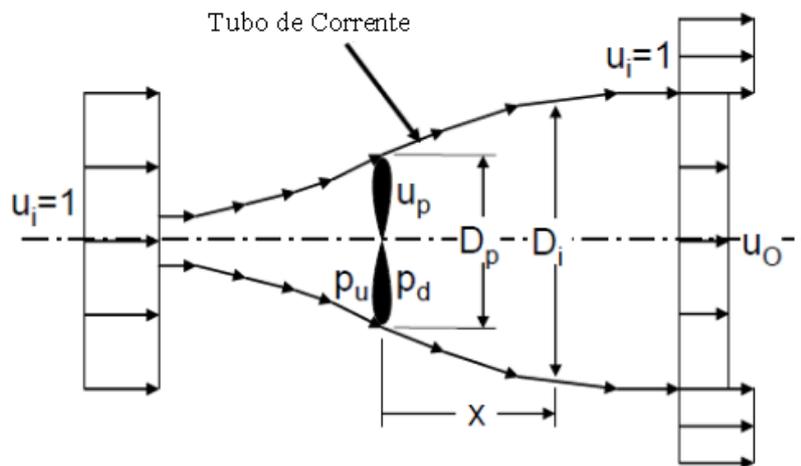


Figura 3.6: Perfil da esteira próxima (Wenzel, 2010).

- Na frente da turbina a pressão do vento aumenta à medida que o tubo de corrente cresce até o diâmetro da turbina, então ocorre uma queda abrupta através da turbina e, posteriormente, ocorre um crescimento constante na região da esteira próxima até se igualar ao valor da corrente livre, p_0 ;

- No interior do tubo a velocidade diminui à medida que se aproxima da turbina, mantendo-se constante em toda a turbina e depois diminui ainda mais até a pressão atingir a pressão de corrente livre;

➤ A largura da esteira próximo da turbina cresce até um diâmetro fixo, tal como a pressão se aproxima de p_0 a velocidade diminui para satisfazer a conservação de massa e a quantidade de movimento;

➤ Esta região é dominada por processos invíscidos e é da ordem do diâmetro do rotor D_p .

Como representado Figura 3.6, para uma turbina eólica de eixo horizontal, considera-se a esteira próxima regida pela pressão invíscida (que não têm viscosidade) de forças com a camada de mistura turbulenta que se inicia na turbina.

A velocidade pode ser calculada pela solução exata da Lei de Biot Savart aplicada à espiral de vorticidade no campo da esteira e a velocidade central invíscida adimensional u_i calculada em qualquer lugar dentro do tubo de fluxo através de:

$$u_i = 1 + c \left[1 + \frac{2X}{\sqrt{1 + 4X^2}} \right] \quad (3.1)$$

onde o valor de c está relacionado com a circulação total induzida pela turbina eólica, u_i é a velocidade central invíscida dada por $\frac{U_c}{U_0}$, U_c é a velocidade central na linha de centro da esteira e o valor da distância adimensional X é calculado por:

$$X = \frac{x}{D_p} \quad (3.2)$$

O valor de c pode ser determinado comparando-se u_0 , velocidade de saída, prevista no infinito a jusante, através de:

$$c = \left(\frac{1 - u_0}{2} \right) \quad (3.3)$$

Logo, substituindo o valor de c , obtém-se:

$$u_i = 1 + \frac{1 - u_0}{2} \left[1 + \frac{2X}{\sqrt{1 + 4X^2}} \right] \quad (3.4)$$

A velocidade prevista infinitamente a jusante $u_0 = \frac{U_0}{U_0}$ pode ser relacionada com o coeficiente de empuxo:

$$u_0 = \sqrt{1 - C_t} \quad (3.5)$$

Com isto, o diâmetro adimensional da esteira intermediária do tubo D_i pode ser calculado a partir conservações da massa, pela expressão a seguir, onde D_p é o diâmetro adimensional do rotor.

$$\frac{D_i}{D_p} = \sqrt{\frac{1 - u_0}{2u_i}} \quad (3.6)$$

O coeficiente de potência C_p pode ser determinado a partir da Equação 3.7. Onde u_0 é a velocidade do escoamento livre, P é a potência mecânica, A_p é a área (em m^2) da seção transversal de um tubo de corrente pelo qual o vento escoar, ρ é a densidade do fluido, p_u é a pressão na frente da turbina, p_d é a pressão atrás da turbina, V_0 é a velocidade do vento em m/s.

$$C_p \equiv \frac{P}{\frac{1}{2}\rho A_p V_0^3} = \frac{u_0 A_p (p_u - p_d)}{\frac{1}{2}\rho A_p V_0^3} = \frac{1}{2}(1 + u_0)(1 + u_0^2) \quad (3.7)$$

O coeficiente de empulso C_t pode ser determinado a partir de:

$$C_t \equiv \frac{T}{\frac{1}{2}\rho A_p V_0^2} = \frac{A_p (p_u - p_d)}{\frac{1}{2}\rho A_p V_0^2} = (1 + u_0^2) \quad (3.8)$$

O coeficiente de potência C_p em função do coeficiente empulso é dado por:

$$C_p = \frac{1}{2} C_t [1 + \sqrt{1 - C_t}] \quad (3.9)$$

A partir das equações acima é possível fornecer os valores resultantes da velocidade da linha central u_i e a taxa de crescimento da esteira, $\frac{D_i}{D_p}$ para uma gama completa de C_t até o atingir o limite $C_t = 1$.

O valor de $C_t = 8/9$ corresponde à obtenção da máxima potência de saída, isto é, o limite de Betz $C_t = 16/27$. Duas observações importantes e úteis podem ser feitas aqui:

1. A montante de uma turbina de eixo horizontal, a velocidade da linha central e no tubo de corrente atinge níveis assintóticos de comprimento de um a dois diâmetros, independentemente do nível de empuxo, especialmente para $C_t < 8/9$.

2. O comportamento do vento a jusante de uma turbina de eixo horizontal, a velocidade da linha central do tubo de corrente demora mais para atingir o seu nível assintótico. Para $C_t < 8/9$ (nível máximo de potência) que efetivamente atinge os seus valores limite em X igual a dois diâmetros, enquanto para $C_t > \frac{8}{9}$, X aumentando até quatro diâmetros ou valores maiores

3.5.2 Região da esteira Intermediária

As características principais da região da esteira intermediária, mostrada na Figura 3.7, são:

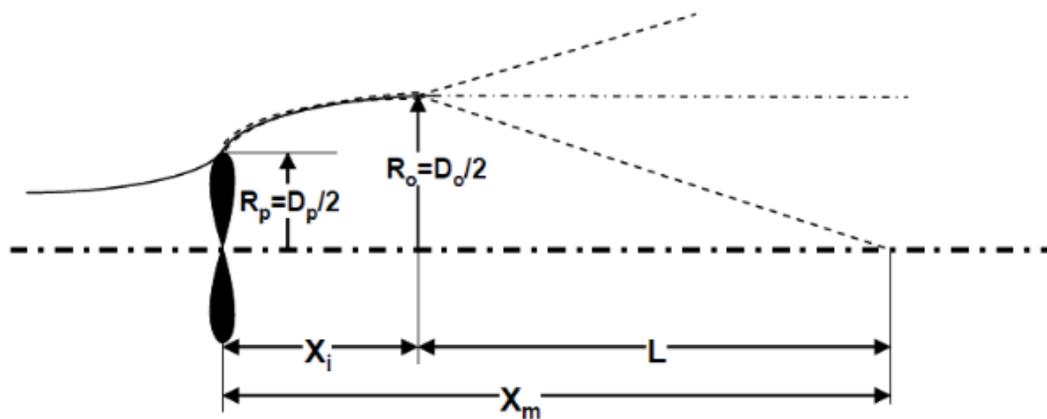


Figura 3.7: Estrutura da esteira intermediária (Wenzel, 2010).

- A pressão é constante e igual a p_0 ;
- A velocidade da linha central mantém-se constante com o aumento na camada externa devido ao grande gradiente radial da velocidade axial;
- A propagação inicial lateral da camada de mistura pode ser aproximada utilizando uma solução de auto-similar de Prandtl para a mistura turbulenta.
- O comprimento desta região é calculado, sendo superior a dois diâmetros de comprimento, e terminar quando a camada de mistura atinge a linha central e inicia uma mudança na velocidade da linha central como descrito na Figura 3.7.
- Não há uma solução similar disponível para esta região devido à sua natureza assimétrica e diâmetro finito.

Primeiramente estabelece-se X_0 e finalmente as três regiões das esteiras juntas, a região intermediária se inicia num ponto próximo X_i e termina em X_m . Referindo-nos à Figura 3.7, próximo de X_i a espessura da camada de cisalhamento é pequena em comparação com a distância radial, $R_i = \frac{D_i}{2} = \frac{D_0}{2}$, e os resultados de Prandtl aplicados prevendo uma taxa de crescimento linear para a largura da camada de cisalhamento.

Sendo utilizado de forma a estimar X_m , dada por:

$$X_m = X_i + K_m \frac{D_0}{D_p} \frac{1 + u_0}{1 - u_0} \quad (3.10)$$

O valor de K_m é encontrado a partir de dados experimentais.

3.5.3 Região da esteira distante

As características principais da esteira distante são:

- A pressão mantém-se constante e igual a p_0 ;
- A velocidade da linha central inicia com um aumento constante na direção do fluxo de valor livre V_0 , devido à mistura turbulenta.
- A propagação lateral da região de mistura foi trabalhada por Prandtl e Swain por ser governado por potências fracionárias de distância axial e o coeficiente de pressão da turbina eólica;
- Na utilização da solução Prandtl e Swain utilizam-se duas constantes empíricas: uma K constante absoluta que é aplicável em todos os pontos assimétrica da esteira, sendo calculada a partir de experiências, a outra é uma constante arbitrária representando a origem da esteira distante, que é determinada a partir do comportamento da esteira próxima e esteira intermediária;

Até o momento, a maioria das publicações para o modelo de esteira de Werle não têm empregado os detalhes da estrutura em três fases da turbina. Os estudos mantêm-se centrado principalmente na esteira distante (Werle, 2008).

A esteira distante tem seu crescimento D_v , Como determinado por Swain pela equação a seguir:

$$\frac{D_v}{D_p} = K(C_t X)^{\frac{1}{3}} \quad (3.11)$$

Atendendo a velocidade adimensional na linha central da esteira distante, u_v , pela equação seguinte.

$$u_v = 1 - \frac{\left(\frac{C_t^{\frac{1}{2}}}{X}\right)^{\frac{2}{3}}}{2K^2} \quad (3.12)$$

A constante K está relacionada com comprimento de mistura turbulenta de Prandtl e foi designado por Swain como "universal", isto é, que deve ser determinada experimentalmente e irá ser a mesma para todos os organismos assimétricos, gerando um empuxo numa corrente uniforme, enquanto a hipótese de comprimento de mistura turbulenta é válida.

Segundo Werle (2008), o valor de K é determinado a partir de um compêndio de mais de 104 pontos de dados, abrangendo o modelo de rotores de turbinas eólicas testados em túneis de vento, com a utilização de turbinas eólicas em tamanho real, localizado em parques eólicos, dentro e fora da costa, e simuladora de turbinas eólicas e disco poroso, testado em um túnel de vento.

Estes resultados foram avaliados para avaliar o valor de K pela equação seguinte.

$$K = \frac{\frac{D_v}{D_p}}{(C_t X)^{\frac{1}{3}}} = \frac{\left(\frac{C_t^{\frac{1}{2}}}{X}\right)^{\frac{1}{3}}}{(2[1 - u_v])^{\frac{1}{2}}} \quad (3.13)$$

Com isso em mãos, seguindo a sugestão de Swain, pode-se escrever a forma mais geral assintótica do modelo de esteira distante, introduzindo a origem virtual, X_0 , de modo que u_v é dado pela Equação 3.14 e D_v pela Equação 3.15.

$$u_v = 1 - \frac{1}{2} \left(\frac{C_t^{\frac{1}{2}}}{X - X_0} \right)^{\frac{2}{3}} \quad (3.14)$$

$$\frac{D_v}{D_p} = [C_t(X - X_0)]^{\frac{1}{3}} \quad (3.15)$$

O valor de X_0 , é a localização da origem virtual da região esteira distante da turbina eólica, tem de ser determinado através acoplamento das esteiras utilizando o modelo de esteira composta.

3.5.4 O modelo de esteira composta

O modelo possibilita realizar um estudo da origem virtual da esteira distante. A Figura 3.8 ilustra o método utilizado para completar a análise. O modelo de esteira é gerado no gráfico e acoplado à sequência para esteira próxima e distante para definir a origem virtual da esteira distante em X_0 . De tal forma que as duas velocidades, u_i e u_v , são iguais no ponto de partida, X_m .

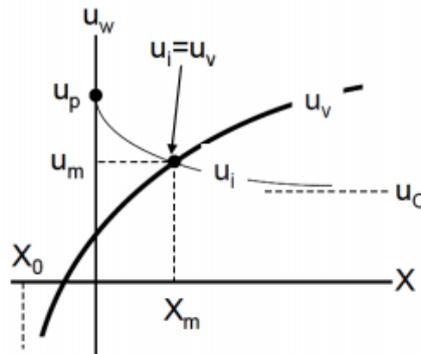


Figura 3.8: Estrutura da esteira composta (Wenzel, 2010).

Na Figura 3.8, Como as velocidades u_i e u_v , são iguais no ponto X_m , a velocidade na linha de centro e o diâmetro da esteira são obtidos separadamente antes e após X_m .

3.6 O MODELO DE JENSEN

O modelo desenvolvido por JENSEN (1983) é utilizado na maioria dos trabalhos de otimização da distribuição de aerogeradores em parques eólicos. Principalmente por sua simplicidade em descrever e fornecer bons resultados de decréscimo da velocidade do vento na região da esteira.

Por negligenciar o campo de escoamento logo atrás da turbina e tratar a esteira resultante como um escoamento turbulento o escoamento tenderá a recuperar sua

condição inicial, resultando em um “espalhamento” da esteira, que pode ser considerado linear e proporcional à distância. Essa condição é ilustrada na Figura 3.9.

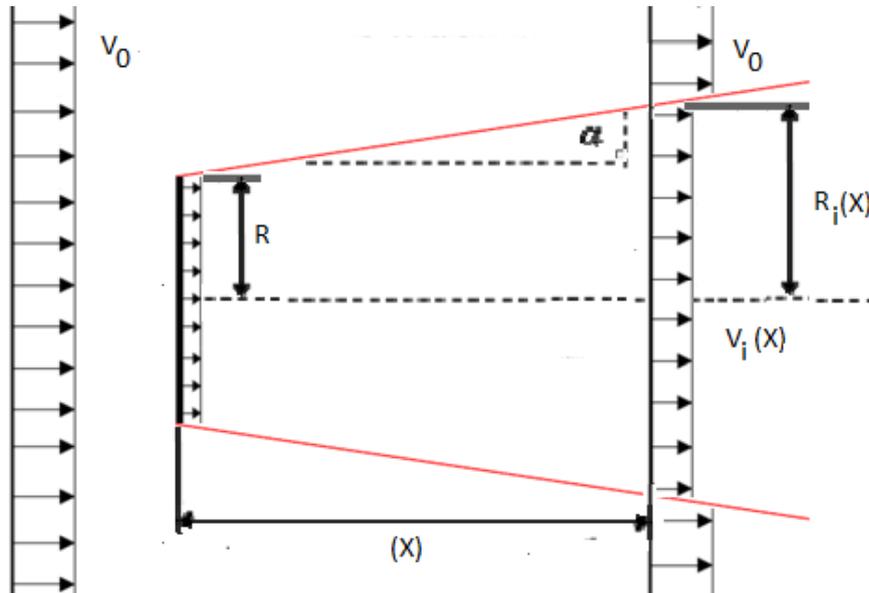


Figura 3.9: A estrutura do modelo esteira de Jensen

Sabendo que a expansão da esteira é linear, o caminho descrito pelo vento que passa através do rotor do aerogerador é representado por um cone. O raio desse cone (esteira) é dado pela seguinte Equação (Jensen, 1983):

$$R_i = R + \alpha X \quad (3.16)$$

Sendo α uma constante adimensional, que representa a rapidez com que a esteira irá expandir com a distância x , podendo a constante ter diferentes valores em função das características e condições climáticas do terreno local, calculada pela seguinte expressão (Jensen, 1983):

$$\alpha = \frac{1}{2 \ln\left(\frac{h}{z_0}\right)} \quad (3.17)$$

Sendo:

- $z_0 \rightarrow$ a rugosidade do terreno;
- $h \rightarrow$ a altura do rotor.

A uma distância estimada x a velocidade do vento na esteira a sotavento do aerogerador pode ser calculada através de:

$$V_i(x) = V_0 + V_0(\sqrt{1 - C_t} - 1) \left(\frac{R}{R_i}\right)^2 \quad (3.18)$$

Onde:

- V_0 → Representa a velocidade em metros por segundo do vento de entrada;
- V_2 → Representa a velocidade em metros por segundo do vento por trás do rotor;
- $R_i(x)$ → É o raio em metros da sequência a uma distância x por trás do rotor plano;
- R → É o raio em metros do rotor da turbina pelo vento;
- k → É a constante de arrastamento, $k = \tan(\alpha)$;
- $V_i(x)$ → É a velocidade do vento na esteira a qualquer distância x .

Sendo C_T o coeficiente de empuxo adimensional, característico de cada modelo de turbina. O coeficiente de impulso acima é função da velocidade do vento e das características da turbina eólica.

Esse modelo é baseado na conservação da quantidade de movimento global na esteira e a partir disso é feito o equacionamento que descreve o seu comportamento.

Um balanço da quantidade de movimento resulta na equação:

$$\pi R_i^2 u + \pi(R^2 - R_i^2)v_0 = \pi R^2 v_1 \quad (3.19)$$

Onde,

- v_0 é a velocidade do escoamento livre;
- u é a velocidade do vento a sotavento do aerogerador;
- v_1 é a velocidade do vento na esteira a uma distância x do aerogerador;
- R é o raio do rotor do aerogerador;
- R_i é o raio da esteira uma distância x do aerogerador.

3.7 MODELO PARA MÚLTIPLAS ESTEIRAS PARA JENSEN E WERLE

O modelo anterior representa apenas a esteira de um único aerogerador. No entanto, no posicionamento de aerogeradores em um parque eólico todas as turbinas a barlavento terão esteiras que irão gerar sombras parciais e totais nas turbinas a sotavento

que conseqüentemente influência numa queda de produtividade do parque (Farias et al., 2013). A Figura 3.10 ilustra o efeito das múltiplas esteiras.

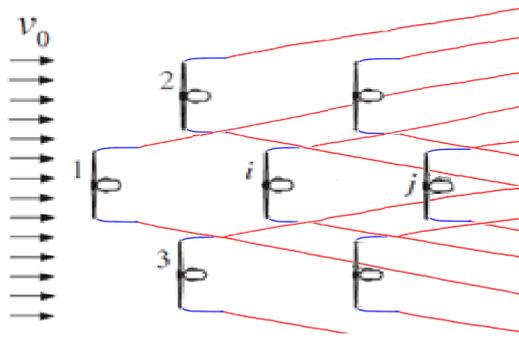


Figura 3.10: Múltiplas esteiras em parque eólico modelo de werle (adptado González-Longatt, 2012).

É possível verificar na figura acima a influência do posicionamento das turbinas num parque eólico, na turbina j a velocidade do vento que a atinge sofrera em várias outras turbinas perdas, ou seja, não será afetada somente pela turbina i que está a sua frente, as outras turbinas 1, 2 e 3 posicionadas a barlavento também terão influência na sua produção (Farias et al., 2013).

Para obtenção de um resultado satisfatório para um parque eólico com diversas turbinas, os efeitos que cada esteira gerada pelas turbinas deve ser considerada em uma única esteira. Contudo, a influência das esteiras no aerogerador deve ser analisada individualmente para obtenção da área sombreamento. O sombreamento é a mensuração do grau de sobreposição entre a área da seção circular da esteira e a área da turbina que sofre com a ação dessa esteira (Farias et al., 2013).

Existem três possibilidades de sombreamento: não sombreado, sombreamento parcial e sombreamento completo. Na turbina que está em sombreamento completo, a velocidade de entrada será igual à velocidade da esteira que a sombreia. No caso do não sombreamento a velocidade de entrada será igual à velocidade de vento disponível no ambiente.

Para aerogeradores de mesmo tamanho, Figura 3.11, ou seja, que possuem áreas varridas pelas hélices de mesmo diâmetro, a área sombreada pela turbina é obtida através das seguintes relações trigonométricas básicas.

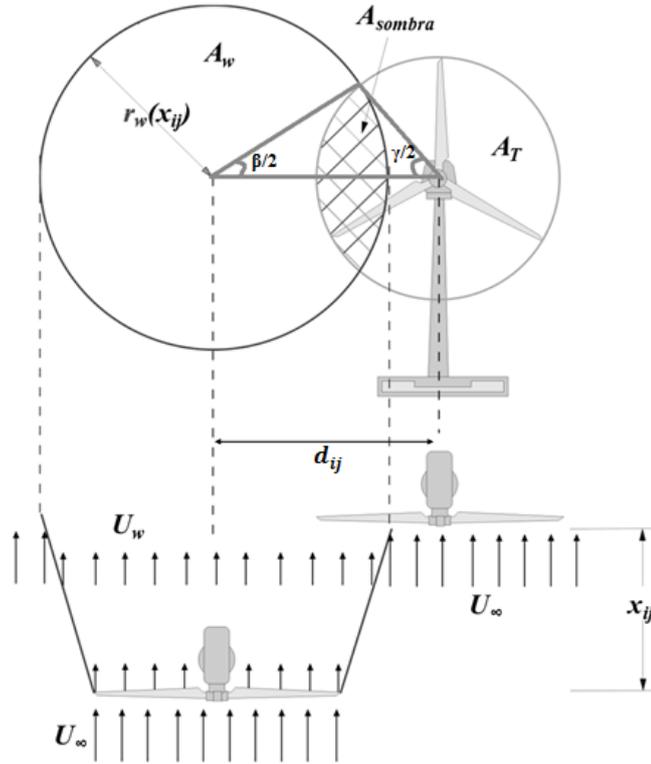


Figura 3.11: Sobreposição de esteira e área de sombra em um aerogerador (Adaptado de: Eisenmann, 2013).

$$A_{Sombra} = r^2(\beta - (\text{sen}\beta\text{cos}\beta)) + r_w^2(\gamma - (\text{sen}\gamma\text{cos}\gamma)) \quad (3.20)$$

$$\beta = \cos^{-1}\left(\frac{r^2 + d_{ij}^2 - r_w^2}{2d_{ij}r}\right) \quad (3.21)$$

$$\gamma = \cos^{-1}\left(\frac{r_w^2 + d_{ij}^2 - r^2}{2d_{ij}r_w}\right) \quad (3.22)$$

Sendo,

- A_{Sombra} é a área da sombra gerada pela turbina a barlavento;
- γ é o ângulo formado do centro da circunferência correspondente à área varrida e os pontos de intersecção entre a circunferência a barlavento e a circunferência correspondente à esteira;
- β é o ângulo formado do centro da circunferência correspondente à esteira até os pontos de intersecção entre as circunferências e a circunferência correspondente a área varrida pelo aerogerador.

Num parque eólico a velocidade de entrada do vento em um aerogerador a sotavento sofre influência da esteira de um aerogerador a barlavento. Quando temos vários aerogeradores é modelada de maneira diferente, pois se tem uma sobreposição de esteiras. Para utilizar esta influência a modelagem de Sethi insere uma ponderação (que depende da área sombreada e do diâmetro da esteira na posição do aerogerador sombreado) na modelagem proposto por Jensen, como mostra a equação (Farias et al. 2013).

$$V_j = V_0 \left(1 - C_r \frac{D^2}{A_0} \left(\frac{x_{ij}}{2r_{ij}^2} \right) \right) \quad (3.23)$$

$$C_r = 1 - \sqrt{1 - C_T} \quad (3.24)$$

Sendo,

- V_j é a velocidade resultante de entrada no aerogerador j;
- V_0 é a velocidade do escoamento livre;
- D é o diâmetro do rotor;
- A_0 é a área “varrida” pelo rotor;
- r_{ij} é o raio da esteira provocado pelo aerogerador i no aerogerador j;
- C_T é o coeficiente de torque do aerogerador;
- x_{ij} é um fator que depende da condição de sombreamento do aerogerador j, sendo igual a 1 quando completamente sombreado e igual à soma das áreas sombreadas quando parcialmente sombreado.

Existem diversas maneiras para quantificar a combinação do efeito esteira numa determinada turbina. Sendo necessário o cálculo do grau de sobreposição de uma ou múltiplas esteiras sobre o aerogerador a jusante. Como indica a Figura 3.10, a área de sombra pode ser parcial. Foram desenvolvidos vários métodos para determinação da velocidade do vento incidente na turbina afetada, uma forma mais simples de quantificar este efeito utilizado nesse trabalho para duas turbinas para o modelo de werle é a Equação 3.24 e para múltiplas esteiras é a Equação 3.26 (Saraiva, 2007).

$$u_j = u_{ij} \alpha_{sombra} + u_{\infty} (1 - \alpha_{sombra}) \quad (3.25)$$

$$\alpha_{sombra} = \frac{A_{sombra}}{A_T} \quad (3.26)$$

$$v_j = v_{j0} - \sqrt{\sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^n \varphi_k (v_{w_k}(x_{k_j}) - v_{j0})^2} \quad (3.27)$$

Sendo,

- u_j a velocidade vento calculada na turbina j , u_{ij} é a velocidade do vento na turbina j levando em consideração o efeito da turbina i ,
- v_j é o valor da velocidade resultante do vento na turbina j considerando a somatória os produtos dos déficits de velocidade das turbinas i a barlavento da turbina j ;
- $v_{w_k}(x_{k_j}) =$ (sendo a turbina k a que provoca a sombra);
- $x_{k_j} =$ é a distância entre a turbina j e a turbina k ;
- $v_{j0} =$ é o vento incidente não perturbado na turbina j ;
- $\varphi_k = \frac{A_{sombra_{jk}}}{A_j} =$ é a relação da parte da área da sombra provocada pela turbina k na turbina j ;
- $n =$ é o número total de turbinas existentes no parque eólico.

3.8 ALGORITMO DE CALCULO DA PRODUÇÃO DA MODELAGEM DE WERLE (CPMW)

O software Matlab foi utilizado para implementação de alguns códigos desenvolvidos com a finalidade de se conseguir um arranjo de aerogeradores dentro de um parque eólico mais eficiente. Esta implementação leva em consideração as perdas devido o efeito esteira proposta por Werle e Jensen, visando à análise dos parâmetros que influenciam o crescimento do diâmetro da esteira e a velocidade do vento em seu domínio.

Vários códigos foram desenvolvidos no presente trabalho: um código para dois aerogeradores, em que fixa-se a posição de uma das turbinas, e varia-se as coordenadas da outra; um código para a variação do diâmetro para diferentes rugosidades para o modelo de Jensen; um código para a variação da velocidade em função da rugosidade;

um código para a para o cálculo da área sombreada pelas turbinas, um código para a influência da altura do rotor no modelo de Jensen, um código para a variação da velocidade em função altura, um código para comparação das larguras das esteiras dos modelos de Jensen e Werle, e finalmente, um código para o cálculo da produção pela modelagem de Werle, CPMW. Este código foi desenvolvido para avaliar a melhor eficiência de um parque eólico com n geradores considerando as perdas pelo efeito esteira.

A escolha da utilização do software MATLAB foi motivada por ser uma ferramenta interativa e de alta performance, orientada a execução de tarefas que inclui funções matemáticas, permitindo realizar uma grande variedade de cálculos nas áreas das ciências exatas de forma rápida e precisa. O ambiente permite escrever programas, implementar, desenvolver algoritmos e aplicações.

O software possui algumas ferramentas que podem ser utilizadas para adquirir, analisar e visualizar dados, gerar gráficos e relatórios partindo de um código implementado, com a utilização de uma gama de ferramentas para a construção de algoritmos eficientes.

3.8.1 Algoritmo de cálculo produção para dois aerogeradores

O algoritmo mostrado a seguir é utilizado para calcular o sombreamento entre dois aerogeradores. O primeiro aerogerador é posicionado nas coordenadas (0,0), o outro experimenta várias posições ao longo da coordenada cartesiana x, variando num intervalo de -100 até 100 metros, distante, no sentido de y, de 500 metros da referência fixa, como ilustra a Figura 3.12

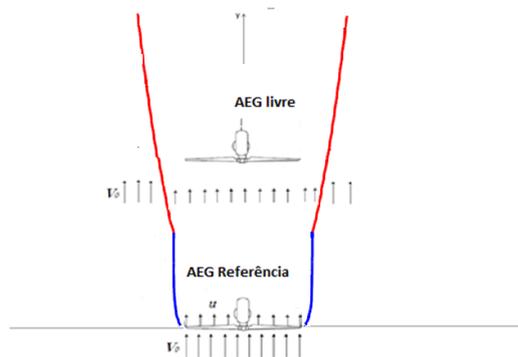


Figura 3.12: Cálculo da sombra parcial Werle [m^2]

Início

Dados:

Velocidade de entrada do vento [m/s];

D= Diâmetro do rotor [m];

X= Coordenada x do aerogerador de referência em relação ao aerogerador livre[m];

Y = Coordenada Y do aerogerador de referência em relação ao aerogerador livre[m];
Dados de velocidades potência e coeficiente de empuxo, característico da turbina para o modelo de aerogerador;
Valor da constante absoluta para o modelo de esteira de Werle K_{werle} .

Variáveis:

Velocidade do vento na esteira Werle (u_v) [m/s], com utilização da Equação 3.12;
Cálculo do coeficiente de empuxo de werle, realizado pela interpolação dos dados com a função $C_t = \text{interp1}(u_{00}, C_{tt}, u_0)$;
Cálculo do diâmetro da esteira Werle (D_v) [m], com utilização da Equação 3.11;
Cálculo do raio da esteira de Werle $R_{esteira\ de\ werle} = D_v/2$.
Cálculo do raio $r = D/2$.

Para um valor estipulado, de Y variando de, -100 até 100;

Se o valor de $Y_{esquerdo}$ variar de -100 até 0;

Então selecione os valores de $Y_{esq} = Y_{esquerdo}$;

Se $Y_{esquerdo} \leq R_{esteira\ de\ werle} - r$;

Então

Área é igual $\pi * r^2$ (área varrida pelas pás do aerogerador);

Gama $\gamma = 0$;

Beta $\beta = 0$;

Mais se $Y_{esquerdo} > R_{esteira\ de\ werle} - r$ e $Y_{esquerdo} < R_{esteira\ de\ werle} + r$

Então

Calcular ângulo Gama γ , com utilização da Equação 3.21;

Calcular ângulo Beta β , com utilização da Equação 3.22;

Calcular a área sombreada com a utilização da Equação 3.20;

Mais se $Y_{esquerdo} \geq R_{esteira\ de\ werle} + r$;

Então

Área é igual a zero;

Gama $\gamma = 0$;

Beta $\beta = 0$;

Fim

A_{Sombra}

Fim

Se o valor de $Y_{direito}$ variar de 0 até 100;

Então selecione os valores de $Y_{dir} = Y_{direito}$;

Se $Y_{direito} \leq R_{esteira\ de\ werle} - r$;

Então

Área é igual $\pi * r^2$ (área varrida pelas pás do aerogerador);

Gama $\gamma = 0$;

Beta $\beta = 0$;

Mais se $Y_{direito} > R_{esteira\ de\ werle} - r$ e $Y_{direito} < R_{esteira\ de\ werle} + r$

Então

Calcular ângulo Gama γ , com utilização da Equação 3.21;

Calcular ângulo Beta β , com utilização da Equação 3.22;

Calcular a área sombreada com a utilização da Equação 3.20;

Mais se $Y_{direito} \geq R_{esteira\ de\ werle} + r$;

Então

Área é igual a zero;

Gama $\gamma = 0$;

Beta $\beta = 0$;

Fim

A_Sombra

Fim

Cálculo da velocidade equivalente do modelo de esteira de Werle [m/s], é realizada com a utilização da formulação 3.24.

Cálculo da produção energética do modelo de esteira de Werle [kW], para duas turbinas, realizada pela interpolação da curva de potência do aerogerador fornecida pelo fabricante, Figura 2.10.

Fim

3.8.2 Algoritmo de cálculo da produção da modelagem de werle CPMW

A seguir apresenta-se o algoritmo para cálculo de múltiplas esteiras de acordo com o modelo de Werle visando o cálculo da produção total do parque eólico

Início

Dados:

Quantidade de aerogeradores k ;

Velocidade de entrada do vento [m/s];

Dimensão em coordenada X [m];

Dimensão em coordenada Y [m];

Matriz 10X10 para localização dos aerogeradores preenchidos onde possui os geradores preenchido com um número 1, e preenchido com o número 0 sem aerogerador;

D = Diâmetro do rotor [m];

Dados de velocidades potência e coeficiente de empuxo, característico da turbina para o modelo de aerogerador;

Valor da constante absoluta para o modelo de esteira de Werle.

Variáveis:

Velocidade do vento na esteira Werle (u_v) [m/s], com utilização da Equação 3.12;

Cálculo do coeficiente de empuxo de werle, realizado pela interpolação dos dados com a função $C_t = \text{interp1}(u_{00}, C_{tt}, u_0)$;

Cálculo do diâmetro da esteira Werle (D_v) [m], com utilização da Equação 3.11;

Cálculo do raio da esteira de Werle $R_{esteira\ de\ werle} = D_v/2$;

Cálculo do raio $r = D/2$;

Coordenadas compostas pelas coordenadas x e coordenadas y da matriz.

Para $x = 2: k$

Para $y = 1: x - 1$

Se (*coordenada* ($x, 1$) – *coordenada* ($y, 1$)) ≥ 0 ; Aerogerador posicionado a esquerda da esteira

$R_{esteira\ de\ werle}(x, y) = (((D_p * K_{werle} * C_t) * ((coordenada(x, 2) - coordenada(y, 2))))/2))) * 2$; Werle

Se $(\text{coordenada}(x, 1) - \text{coordenada}(y, 1)) \leq R_{\text{esteira de werle}}(x, y) - r$;

Aerogerador completamente sombreado

$A_{\text{Sombra}}(x, y) = \pi * r^2$; (área varrida pelas pás do aerogerador);

$$D(x, y) = \text{absoluto}(\text{coordenada}(x, 1) - \text{coordenada}(y, 1));$$

Mais se $(\text{absoluto}(\text{coordenada}(x, 1) - \text{coordenada}(y, 1)) >$

$R_{\text{esteira de werle}}(x, y) - r)$ e

$(\text{absoluto}(\text{coordenada}(x, 1) - \text{coordenada}(y, 1)) <$

$R_{\text{esteira de werle}}(x, y) + r)$; (Aerogerador parcialmente sombreado, com i:

Aerogerador posicionado a frente provocando esteira e j: Aerogerador

posicionado atrás sendo sombreado

$$D(x, y) = \text{absoluto}(\text{coordenada}(x, 1) - \text{coordenada}(y, 1));$$

$$\theta = \text{acos}(((r^2) + (D(x, y)^2) - (R_{\text{esteira de werle}}(x, y)^2)) / (2 * D(x, y) * r));$$

r));

$$\beta = \text{acos}((R_{\text{esteira de werle}}(x, y)^2 + (D(x, y)^2) - (r^2)) / (2 * D(x, y) * R_{\text{esteira de werle}}(x, y)));$$

$$R_{\text{esteira de werle}}(x, y));$$

$$A_{\text{Sombra}}(x, y) =$$

$$((r^2) * (\theta - (\sin(\theta) * \cos(\theta)))) + ((R_{\text{esteira de werle}}(x, y)^2) * (\beta -$$

$$(\sin(\beta) * \cos(\beta))));$$

Mais se $(\text{coordenada}(x, 1)$

$- \text{coordenada}(j, 1)) \geq R_{\text{esteira de werle}}(x, y) + r$

$$A_{\text{Sombra}}(x, y) = 0;$$

$$D(x, y) = \text{absoluto}(\text{coordenada}(x, 1) - \text{coordenada}(y, 1));$$

Fim

Fim

Se $(\text{coordenada}(x, 1) - \text{coordenada}(y, 1)) < 0$; Aerogerador posicionado a direita

da esteira

$$R_{\text{esteira de werle}}(x, y) = (((D_p * K_{\text{werle}} * C_t) * (\text{coordenada}(x, 2) - \text{coordenada}(y, 2))) / 2)) * 2; \text{ cálculo da esteira de werle}$$

Se $\text{absoluto}(\text{coordenada}(x, 1) - \text{coordenada}(y, 1)) \leq$

$R_{\text{esteira de werle}}(x, y) - r$; Aerogerador completamente sombreado pelo posicionado a sua frente

$$A_{\text{Sombra}}(x, y) = \pi * r^2;$$

$$D(x, y) = \text{absoluto}(\text{coordenada}(x, 1) - \text{coordenada}(y, 1));$$

Mais se $\text{absoluto}(\text{coordenada}(x, 1) - \text{coordenada}(y, 1)) >$

$R_{\text{esteira de werle}}(x, y) - r)$ e

$(\text{absoluto}(\text{coordenada}(x, 1) - \text{coordenada}(y, 1)) <$

$R_{\text{esteira de werle}}(x, y) + r)$; Aerogerador parcialmente sombreado, com i:

Aerogerador posicionado a frente provocando esteira e j: Aerogerador

posicionado atrás sendo sombreado

$$D(x, y) = \text{absoluto}(\text{coordenada}(x, 1) - \text{coordenada}(y, 1));$$

$$\alpha = \text{acos}(((R_{\text{esteira de werle}}(x, y)^2) + (D(x, y)^2) - (r^2;))/ (2 * D(x, y) * R_{\text{esteira de werle}}(x, y)));$$

$$\gamma = \text{acos}(((r^2;) + (D(x, y)^2) - (R(x, y)^2)) / (2 * D(x, y) * r));$$

$$A_{\text{Sombra}}(x, y) = ((R_{\text{esteira de werle}}(x, y)^2) * (\alpha - (\sin(\alpha) * \cos(\alpha)))) + (((r^2) * (\gamma - (\sin(\gamma) * \cos(\gamma))));$$

Mais se $\text{absoluto}(\text{coordenada}(x, 1) - \text{coordenada}(y, 1)) \geq$

$$R_{\text{esteira de werle}}(x, y) + r$$

$$A_{\text{Sombra}}(x, y) = 0;$$

$$D(x, y) = \text{absoluto}(\text{coordenada}(x, 1) - \text{coordenada}(y, 1));$$

Fim

Fim

Se $(\text{coordenada}(x, 2) - \text{coordenada}(y, 2)) == 0$; Aerogeradores posicionados na mesma linha da matriz

$$A_{\text{Sombra}}(x, y) = 0;$$

Fim

Fim

Fim

Cálculo da velocidade equivalente do modelo de esteira de Werle [m/s], é realizada com a utilização da formulação 3.26 e 3.27.

$$z5(i, j) = ((A_{\text{Sombra}}(i, j) / (\pi * (r^2))) * (V(j) * (((D(i, j) - V0) / 2000)^2)));$$

$$z2(j) = \text{sqr}t(\text{sum}(z5(:, j)));$$

$$V(j) = V0 - ((z2(j)));$$

Cálculo da produção energética do modelo de esteira de Werle [kW], para duas turbinas, realizada pela interpolação da curva de potência do aerogerador fornecida pelo fabricante, Figura 2.10.

Potência do parque calculada pela interpolação dos dados com a função

$$P_{ot} = \text{interp1}(u_{00}, P_{ott}, u_0);$$

Eficiência calculada com utilização da Equação 2.4;

Fim

4. MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO

As mais diversas áreas de atuação utilizam a otimização como ferramenta indispensável de planejamento e competitividade. A busca de uma solução viável sob o ponto de vista econômico torna a proposta mais atraente oferecendo ganhos ao investidor e a toda a sociedade. Com o advento dos computadores, diversos algoritmos de otimização foram desenvolvidos para facilitar a busca de um objetivo ótimo.

As técnicas de otimização são utilizadas a mais de um século na física, matemática, na economia, na administração, engenharias e outras ciências em conjunto com as equações diferenciais, sendo melhor utilizadas e implementadas, através de ferramentas computacionais desenvolvidas nos últimos anos. Os avanços computacionais permitem que os problemas propostos sejam tratados sem dispensar nenhuma parcela de sua natureza complexa.

A formulação geral utilizada para a programação matemática consiste em encontrar parâmetros ótimos, X , que minimizem ou maximizem uma função objetivo, $f(X)$, sujeito a critérios que limitam as variáveis dentro de um intervalo viável, (Cardoso, 2009):

$$f(X), \text{ sujeito a } \begin{cases} h(x) \leq 0 \\ g(x) = 0 \end{cases} \quad (4.1)$$

Os algoritmos de otimização desenvolvidos tem uma programação matemática específica para cada problema. Por exemplo, um problema cuja função objetivo e as restrições são lineares utiliza-se de uma programação linear, caso contrário, temos uma programação não linear com ou sem restrições.

A programação Geométrica e Quadrática são também outras formas de tratar o problema. Para cada uma existe diversos algoritmos de otimização que se diferenciam entre si na forma de determinar a direção de busca e o tamanho do passo na referida direção, tais como o método da descida íngreme, dos gradientes conjugados, etc.

Há também os métodos que diferenciam entre si pelo que necessitam de informação a respeito da função objetivo, assim como, os de ordem zero que utilizam apenas do valor da função objetivo; os de ordem um, que fazem uso também do gradiente desta função, os de ordem dois que requer além das informações relacionadas

o valor da segunda derivada, e assim por diante. Quanto maior a ordem, mais rápida a convergência, (Silva, 2010).

É importante conhecer a função objetivo para quantificar o que se tem para otimizar. O objetivo é representado por uma função de parâmetros que podem ser variados no processo de busca da solução ótima. A função objetivo pode ser classificada em simples, quando tem apenas um objetivo, ou multiobjetivo (ou multicritério), quando se busca otimizar vários objetivos de uma só vez.

A otimização utiliza alguns conceitos e definições de grande importância para o processo de otimização (Bastos, 2004):

- Variável de projeto: São alteradas durante o processo de otimização, podendo utilizar variáveis contínuas (reais), inteiras ou discretas.
- Restrições: São as limitações do projeto que garantem a viabilidade do mesmo podendo ser classificadas em três tipos: laterais, igualdade e desigualdade.
- Espaço de Busca: Delimitado pelas funções de restrição é o espaço, conjunto ou região das soluções possíveis ou viáveis.
- Função Objetivo ou de Avaliação: É a função de uma ou varias variáveis a ser otimizada, maximizada ou minimizada.
- Ponto Ótimo: É formado por variáveis do projeto onde é extremizada a função objetivo satisfazendo as restrições.
- Valor Ótimo: onde a função objetivo atinge o ponto ótimo.
- Solução Ótima: É formada pelo ponto ótimo e o valor ótimo, podendo ser uma solução de ótima local ou global.

4.1 OTIMIZAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS

A utilização das técnicas de otimização no projeto de parques eólicos é de grande importância, permitindo uma maior flexibilidade no posicionamento das turbinas eólicas e aumentando a produção de energia devido à diminuição do efeito esteira do vento das turbinas posicionadas a montante. As técnicas permitem que mais turbinas eólicas sejam disponibilizadas na mesma área, permitindo um aumento da produção total do parque e uma maior eficiência de cada turbina.

A otimização utilizada no presente trabalho consiste na obtenção da máxima eficiência de um parque eólico. O aproveitamento máximo da capacidade do vento é alcançado buscando, apenas, uma configuração ótima das turbinas no parque, de modo a

reduzir as perdas provocadas pela interferência de turbinas vizinhas, devido ao efeito esteira.

A otimização será realizada no intuito de posicionar as turbinas da melhor forma a fim de que um parque eólico com n turbinas ofereça uma máxima capacidade de potência e eficiência, sob uma dada distribuição de vento numa direção e velocidade média do vento.

Sendo assim, maximiza-se a eficiência que é uma função do número de turbinas e da influência das turbinas vizinhas. Esta função a qual é chamada de objetivo escreve-se da forma que se segue.

$$\eta_{fe} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{fe}}{\sum_{i=1}^n P_{livre}} \quad (4.4)$$

Sendo:

- η_{fe} → Eficiência de um parque eólico;
- P_{fe} → Potência produzida pelo aerogerador dentro do parque eólico;
- P_{livre} → Potência produzida pelo aerogerador com o vento livre.

As restrições do problema tratado referem-se à área do parque eólico, e a distância mínima entre turbinas.

As variáveis são: o número de turbinas; as coordenadas cartesianas; e a influência das turbinas vizinhas.

A influência das turbinas vizinhas é denominada de efeito esteira, explicado em detalhes no Capítulo 3.

A função objetivo tomada como eficiência do parque eólico é calculada pela divisão da estimativa e comparação da energia elétrica produzida por um parque eólico ideal e um parque eólico considerando as perdas pelo efeito esteira. Para realização dos cálculos deste trabalho as perdas serão consideradas segundo a modelagem de esteira proposto por Werle para um número máximo de aerogeradores distribuídos na área disponível.

As técnicas e metodologias de otimização oferecem a possibilidade de redimensionamento de processos e operações em direção ao seu nível de eficiência máxima, assim, entre os benefícios da otimização proposta, pode-se citar:

- Redução dos custos da implantação de um parque eólico;
- Diminuição de vibrações e fadiga.

Os principais métodos de otimização são divididos em determinísticos (baseados em cálculo diferencial) e heurísticos (probabilísticos). Os métodos de otimização baseados nos algoritmos determinísticos, trabalham com uma sequência determinística de possíveis soluções necessitando, muitas vezes, do cálculo da primeira ou até segunda derivada da função objetivo respeitando. Os métodos que utilizam os algoritmos probabilísticos utilizam somente a avaliação da função objetivo, e para resolver o problema do ponto de vista probabilístico utilizam dados e parâmetros estocásticos (Bastos, 2004):

Diferentes dos métodos clássicos, os algoritmos genéticos têm alguns de seus aspectos interessantes resumidos da seguinte forma (Bastos, 2004):

- Não necessita de uma função objetiva contínua ou diferenciável.
- Utiliza-se adequadamente de parâmetros contínuos, discretos, ou com a combinação deles.
- Não exige formulações complexas ou a necessidade de reformulações para o problema.
- Não existem restrições em relação ao ponto de partida dentro do espaço de busca da solução.
- Trabalha com a realização de buscas simultâneas em todo o espaço de possíveis de soluções através de uma população de indivíduos.
- Otimizam simultaneamente muitas variáveis.
- Possui grande flexibilidade em relação à função objetivo, podendo ser alterada de maneira simples e fácil não necessitando de recodificações extensas.
- Fácil implementação computacional.
- Possui flexibilidade de trabalhar com restrições arbitrárias e otimizando múltiplas funções mesmo com objetivos conflitantes.

Nos métodos clássicos é necessário que a função objetivo seja contínua e diferenciável no espaço de busca. No entanto, isso não ocorre em muitos problemas práticos de engenharia, o que dificulta a sua aplicação, pois muitos problemas de otimização utilizam o espaço de busca com variáveis discretas. Sendo a situação contornada utilizando um espaço de busca com variáveis contínuas que, após o processo

de otimização, disponibilizarão uma aproximação das variáveis de projeto para as disponíveis no espaço discreto.

A escolha das variáveis discretas que se aproximam das contínuas encontradas torna-se maior parte dos casos uma tarefa árdua, pois existirão sempre duas opções de variáveis discretas para cada variável contínua, uma superior e outra inferior, quando o problema possui n variáveis aproximadas, acarretarão em 2^n possibilidades de escolha (Bastos, 2004).

Um ponto de difícil análise com a utilização dos métodos clássicos são os problemas relacionados com multiobjetivos. Sendo contornada com a criação de uma função objetiva única que pondera os múltiplos objetivos. Mas é um procedimento fortemente subjetivo, devido à utilização da ponderação, que se relaciona diretamente na busca da solução ótima.

Os algoritmos genéticos integram os métodos probabilísticos que procuram mínimo global do problema de otimização evitando os mínimos locais. Diferente dos métodos de programação matemática que fornecem um mínimo local. Os métodos probabilísticos utilizam um processo de busca randômica guiados por decisões probabilísticas para obter o mínimo global.

Logo os algoritmos genéticos trabalham utilizando uma população de soluções, sendo indicados para resolver problemas da categoria de parques eólicos. Pois é possível de identificar, simultaneamente na população final, a solução que melhor satisfaz aos múltiplos objetivos.

4.2 ALGORITMOS GENÉTICOS

Inicialmente os trabalhos que utilizaram algoritmos genéticos surgiram por volta de 1950, sendo várias pesquisas realizadas com a utilização de sistemas computacionais para simulação de sistemas biológicos. Seu desenvolvimento teve início a partir de 1970 com vários trabalhos publicados por uma equipe de pesquisadores da Universidade de Michigan coordenadas pelo Prof. John Holland (Malaquias, 2006).

Os trabalhos realizados se desenvolveram e surgiram novas técnicas para a solução de problemas baseados em programação evolutiva, dentro da qual se enquadram os algoritmos genéticos. Recentemente a aplicação dos algoritmos genéticos tem sido

utilizada na solução de problemas de otimização e combinatória tornando-se um tópico de pesquisa.

Os algoritmos genéticos utilizam técnicas da biologia e tem raízes no princípio da teoria de Darwin onde parte que a sobrevivência é do indivíduo mais resistente. De uma geração as características úteis de sobrevivência são transferidas aos indivíduos sucessores, logo os indivíduos que possuem maior chance de sobrevivência.

Os mecanismos utilizados na genética são estruturados em operações que possuem a possibilidade de troca randômica das informações entre gerações, ou seja, entre os cromossomos dos pais reprodutores. Os operadores genéticos são avaliação, aptidão seleção e reprodução Figura 4.1 (Silva, 2010).

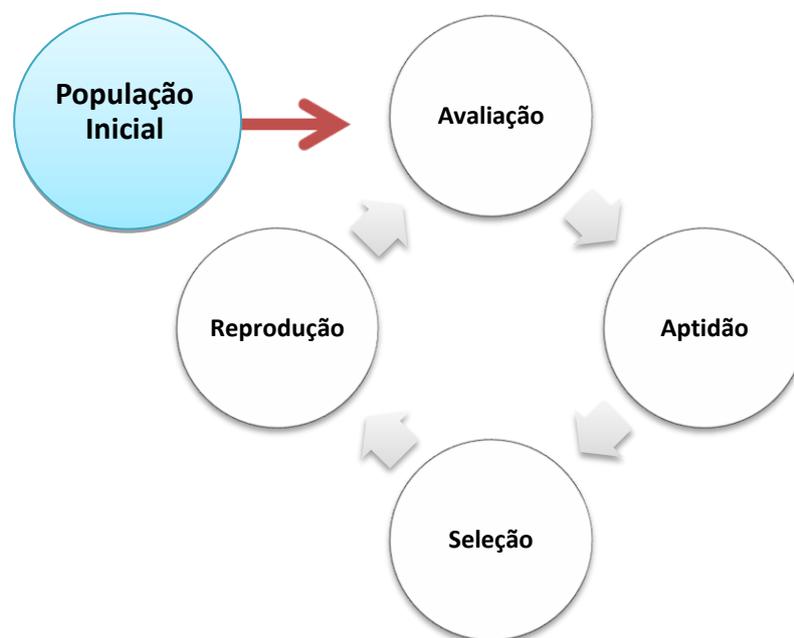


Figura 4.1: Operadores genéticos

Os algoritmos genéticos também trabalham com a simplificação na formulação e solução de problemas de otimização incorporando uma solução potencial para um problema específico. Para Charles Darwin, em seu livro de 1859, “A Origem das Espécies”, quanto melhor um indivíduo se adaptar ao seu meio ambiente, maior será sua chance de sobreviver e gerar descendentes.

Os algoritmos genéticos simples trabalham com as descrições de entrada composta por cadeias de bits. Normalmente os algoritmos genéticos são vistos como otimizadores de funções, quantidade de problemas no qual os algoritmos genéticos têm aplicação é bastante abrangente (Silva, 2010).

Os algoritmos genéticos utilizam regras de transição probabilísticas, onde se combina a mecânica da seleção natural e sobrevivência do indivíduo mais apto. Sendo capazes de encontrar com eficiência uma solução ideal para problemas complexos sem necessidade reformulação para a avaliação dos candidatos de solução individual. Os métodos de cálculos são baseados em algoritmos genéticos, são robustos, globais, e não requerem a existência de derivadas para realizar a pesquisa (Grady, 2005).

Uma população é composta por várias pessoas, e dentro desta temos pais e filhos, os pais são reprodutivos. Dessa população serão selecionados os indivíduos mais aptos, e novos pares de pais serão gerados por cruzamento (*crossover*). A operação de *crossover* uniforme, em qualquer ponto na sequência existe o potencial para se tornar um ponto de *crossover*. Os pontos de cruzamento são escolhidos aleatoriamente, com cada mãe e pai com igual probabilidade de variáveis que contribuem para a prole (Grady, 2005).

Entre as possíveis representações de um cromossomo, temos as mais comuns que são: a representação binária e a representação por inteiros. Sendo a binária a representação clássica dos algoritmos genéticos, fica mais fácil a interpretação tendo uma melhor modelagem dos mecanismos de renovação de uma população de cromossomos (Malaquias, 2006).

Os indivíduos em estudo na representação binária recebem códigos sequenciais de dígitos binários (0 e 1). Esse tipo de utilização se vincula os algoritmos de codificação e decodificação, permitindo a conversão da solução para uma sequência binária que a representa, e vice-versa. Na mutação existe uma mudança aleatória de um bit na sequência individual pelo valor contrário. Na Figura 4.2 apresentam-se os exemplos do processo de criação em algoritmos genéticos.

Cruzamento	Pais	Crianças
	0010 1100 11	0010 0010 11
Pontos de cruzamento:	↑ ↓	
	1110 0010 10	1110 1100 10
Mutação	10 00 111110	10 10 111100

Figura 4.2: Operadores genéticos esquemas de melhoramento (adaptado de Grady, 2005).

O algoritmo genético utilizado para a otimização, o número de subpopulações, o tamanho da população, e o número máximo de gerações para evolução deve ser determinado.

O algoritmo genético probabilístico iterativo faz parte da programação evolutiva que mantém a cada iteração, uma nova população de indivíduos (cromossomos). Matematicamente um indivíduo representa uma solução do problema associado, uma nova iteração o sistema permite a renovação da população obtida a partir da população anterior (Malaquias, 2006).

Também a cada iteração em cada indivíduo é realizada uma nova avaliação Figura 4.3, segundo a função que calcula o nível da sua aptidão obedecendo aos critérios pré-definidos. Logo na nova população os melhores indivíduos ou os considerados mais aptos sobrevivem, passando para a população da nova iteração, já os que são considerados menos aptos, são descartados.

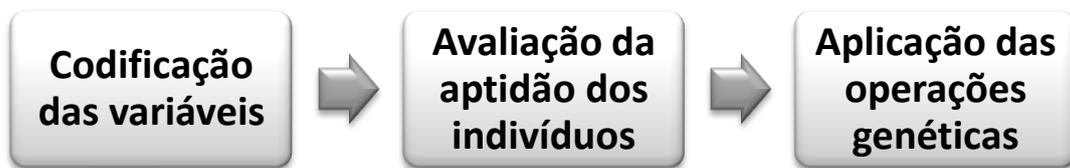


Figura 4.3: Sequência de operadores genéticos

Os procedimentos acima descritos conduzem a um processo de renovação iterativa nas populações de modo a tentar melhorar as qualidades genéticas dos novos indivíduos. Geralmente o esquema de programa genético pode ser visualizado por um modelo de algoritmo como o mostrado na Figura 4.4.

No esquema da Figura 4.4 tem a inicialização da população onde é verificado o cálculo da aptidão Inicialmente é escolhida uma população inicial sendo a qualidade desta população determinada na sequência, em cada iteração, alguns pais são selecionados da população para produzir filhos, que são adicionados à população. Cada indivíduo da ultima população pode vir a sofrer alguma mutação, que é uma alteração aleatória no cromossomo.

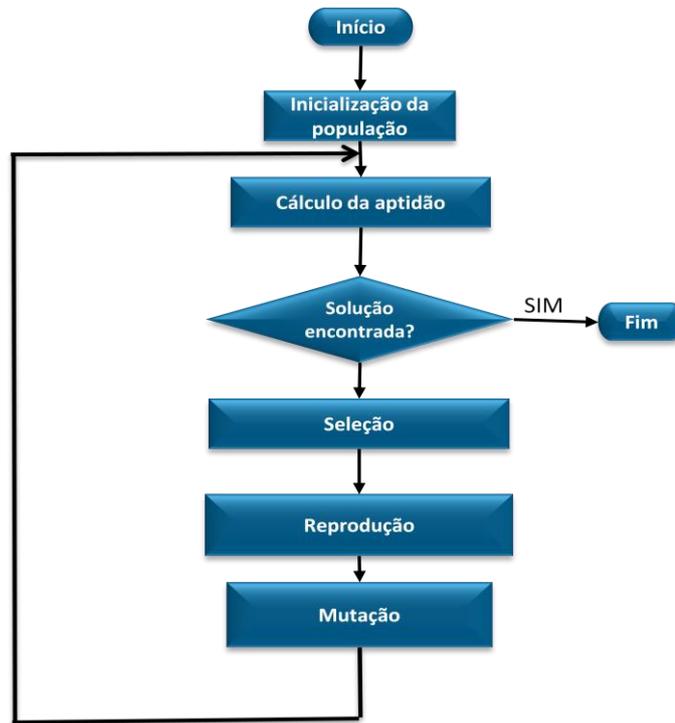


Figura 4.4: Fluxo de controle do algoritmo evolutivo (adaptado de Malaquias, 2006).

Geralmente a solução de um problema está relacionada a um cromossomo representado na forma de um vetor com m posições. Sendo as componentes do vetor o que simboliza um gene. Para otimizar a eficiência e a produção total para um parque eólico, a produção individual e a produção total do parque eólico deve ser determinado e o cálculo da eficiência deve ser realizado.

Com os dados disponíveis vários recursos computacionais podem ser utilizados como ferramentas de otimização. Muitos programas comerciais possuem o Algoritmo Genético como um dos principais métodos de otimização. Alguns desses programas são o MATLAB, modeFRONTIER, MAPLE, Mathematica, Nexus, e muito outros. A otimização será realizada no presente trabalho como utilização do software modeFRONTIER integrado com o software MATLAB pela metodologia de programação, tendo em vista a possibilidade integração com outros softwares e ainda as inúmeras possibilidades de tratamento dos resultados, análise e visualização de dados (Farias et al. 2013).

No processo de inicialização, um conjunto de soluções é proposto e tomado de maneira aleatória considerando as restrições. Todas as soluções são calculadas com a utilização do algoritmo CPMW no MATLAB e analisados por tabelas e gráficos gerados no software modeFrontier. A estimava de produção total do parque eólico é

calculado com base no CPMW e a função objetivo da produção das soluções é devolvida.

Na sequência, os critérios e restrições da otimização são verificados se estão satisfeitos ou não. Enquanto os critérios de otimização não são atingidos, todas as soluções são classificadas de acordo com os valores da função objetivo. Uma solução com pequeno valor da função objetivo é colocado diante de outras soluções com maior função objetivo.

Após a classificação completada, as melhores soluções são selecionadas com base na nova configuração. As soluções são criadas. Esta seleção de soluções é afetada pelo ranking feito na etapa anterior e uma solução com uma boa classificação tem mais chance de ser selecionada. Novas soluções são criadas, mas algumas soluções são copiadas do conjunto original de soluções para o novo conjunto de soluções. Estas poucas soluções escolhidas são um dos melhores em termos de ranking e são chamados de contagem de elite (Mittal, 2010).

A última sequência anterior a um novo conjunto de soluções de nova população é chamado de Mutação. Neste patamar, algumas mudanças aleatórias são feitas em algumas soluções. Este passo é de grande importância, pois possibilita a manter a diversidade no conjunto de soluções. Este novo conjunto solução é calculado no MATLAB utilizando o algoritmo CPMW e este procedimento iterativo continua até que um dos otimização critérios é satisfeito.

O processo de otimização pode ser melhor visualizado segundo um fluxo de programação composto por um pré-processamento, processamento e pós-processamento. No pré-processamento temos uma população inicial, variáveis de entrada, e restrições no processamento o algoritmo de cálculo que utiliza a função objetivo para o cálculo de déficit onde é realizada a avaliação dos indivíduos e geração das novas populações no software MATLAB que utiliza a função CPMW e é acoplado no software modeFRONTIER, no pós-processamento é gerando os resultados para tratamento dos dados seguindo o desenvolvimento do fluxo de programação Figura 5.5.

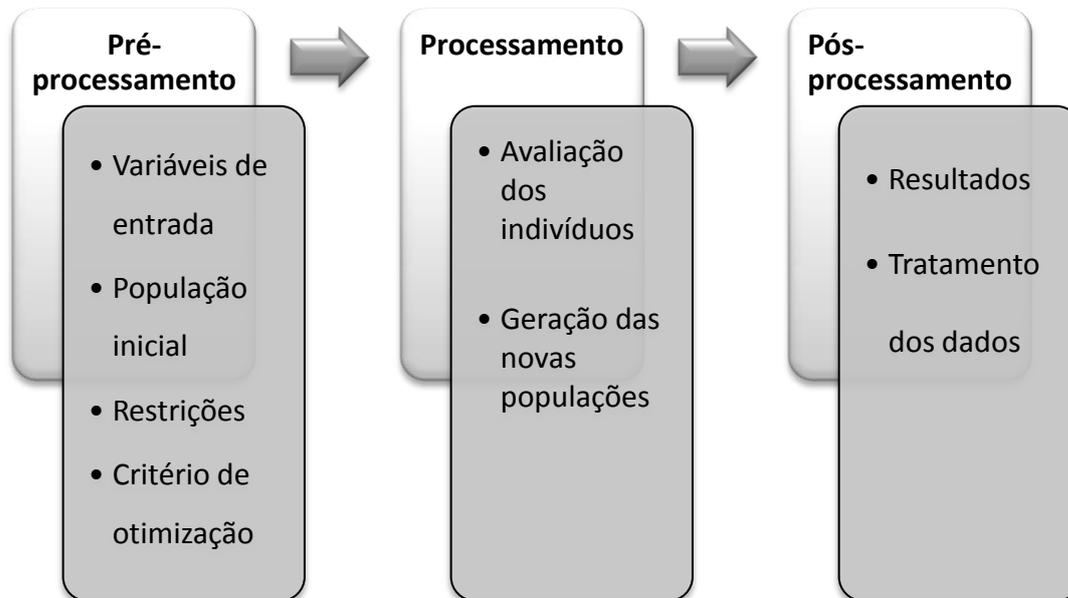


Figura 4.5: Fluxo de processamento do algoritmo para otimização

4.3 MODEFRONTIER NA OTIMIZAÇÃO POR ALGORITMOS GENÉTICOS

O modeFRONTIER é um software comercial de otimização multidisciplinar e multiobjetivo, no programa para a realização de uma análise quanto maior for a precisão a complexidade do processo aumenta. O modo modeFRONTIER possui uma interface genérica que pode ser utilizada em conjunto com outras ferramentas, como o ANSYS, MATLAB, Excel e SolidWorks.

Por meio de análises gráficas e de tabelas é possível encontrar as melhores soluções factíveis permitindo chegar a um resultado final partindo dos objetivos, critérios de otimização e as restrições definidas pelo usuário, possibilitando ao usuário delinear a melhor estratégia de otimização respeitando os limites do espaço de solução dos problemas envolvido.

Para análise dos resultados no pós-processamento o software possui um *toolbox* onde é possível fazer a visualização de dados e realizar análises estatísticas sofisticadas (Farias et al. 2013).

O software possibilita realizar o trabalho com diagramas de blocos organizados em fluxos como mostrado no esquema na Figura 5.6.

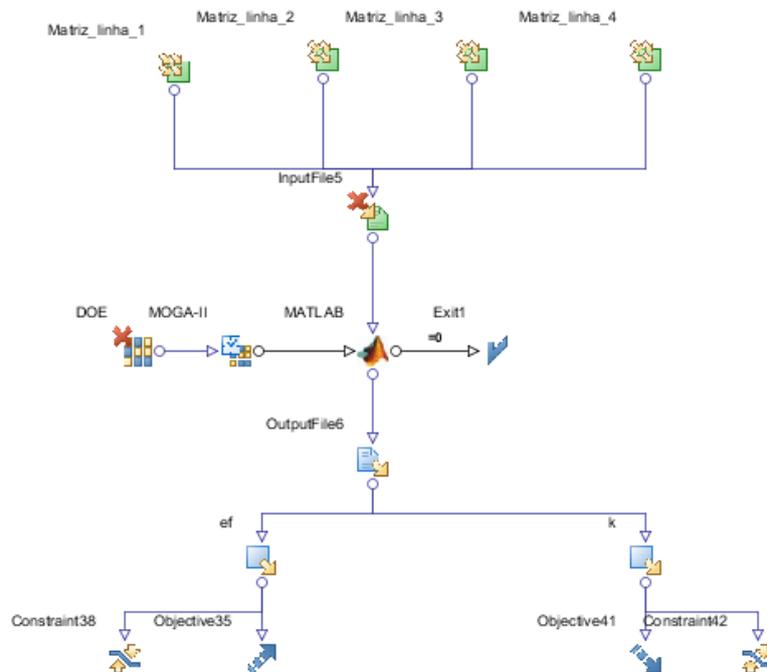


Figura 4.6: Diagramas de blocos organizados em fluxos no software modeFRONTIER.

A Figura 4.6, mostra o modelo implementado no modeFRONTIER, utiliza dois fluxos, sendo um para dados e outro o fluxo de processos. Como é possível verificar na ilustração na Figura 4.6 na horizontal temos da esquerda para direita temos o fluxo de processos onde é traçada a estratégia de otimização. Na vertical no sentido de cima para baixo é definido as variáveis do projeto, onde é realizado avaliação da função objetivo, verificada as restrições e cálculo dos resultados.

O método escolhido para realizar a otimização foi MOGA-II. A escolha foi à mesma realizada Farias et al (2013). O objetivo foi seguir os mesmo operadores para realizar comparativo com os modelos de esteira de Jensen e Werle. O método MOGA-II usa um sistema inteligente e elitista de busca multiobjetivo para convergência rápida. Sua eficiência é ditada por seus operadores de reprodução: cruzamento, mutação e seleção, Tabela 5.1.

Tabela 4.1: Parâmetros genéticos para otimização

Operador de reprodução	Taxa %
Cruzamento:	0,8
Mutação:	0,01
Seleção:	0,07

A otimização segue uma sequência que se inicia no Design of Experiments (DOE) saindo da variável de entrada onde é gerada a primeira população do algoritmo genético.

A partir dessa população realiza-se a aptidão dos indivíduos onde são verificados quais os indivíduos bons ou indivíduos ruins. Pode ser realizada uma escolha para criação da população inicial, o método mais utilizado no trabalho será DOE Sequência, onde existe a possibilidade de informar os indivíduos da população à outra possibilidade é a Random (aleatório), onde os indivíduos não são informados são criados aleatoriamente.

5. RESULTADOS

Neste capítulo, são apresentados alguns resultados extraídos com a utilização do método de Werle e Jensen para quantificar as perdas devido ao efeito de esteira à jusante das turbinas em funcionamento. Com esta modelagem, o parâmetro “eficiência”, quando se trata de um conjunto de turbinas, tem um significado mais real, tornando o processo de otimização do posicionamento das turbinas dentro de um parque eólico mais atraente sob o ponto de vista prático. Alguns dos resultados apresentados são ratificados com a comparação dos valores obtidos nos trabalhos de Farias et al. (2013), Marmidis (2007), Grady et al. (2005) e Mosetti et al., (1994) que utilizaram o modelo de esteira de Jensen para a sua análise.

Visando a análise comparativa entre os modelos de esteira de Werle e Jensen, inicialmente é realizado um estudo dos parâmetros variáveis de Jensen e Werle para, em um segundo momento, realizar a junção dos modelos, e comparar o comportamento e crescimento das esteiras, bem como a produção do parque eólico com a utilização de cada modelo.

5.1 ANÁLISE DOS PARÂMETROS QUE INFLUENCIAM NA EFICIÊNCIA DE UM PARQUE EÓLICO PARA O MODELO DE JENSEN

Como já citado no capítulo quatro o modelo Jensen baseia-se no pressuposto de que o diâmetro da esteira se expande de forma linear com o avanço da distância a sotavento da turbina do aerogerador. A seguir será realizada uma análise dos parâmetros que influenciam o crescimento do diâmetro da esteira e a velocidade do vento em seu domínio.

5.1.1 Perfil da esteira do modelo Jensen

A distância entre os aerogeradores é um parâmetro muito importante no que se refere à melhor eficiência de um parque eólico. Pois tem influência direta na geração de energia, das vibrações sofridas e fadiga dos aerogeradores posicionados a sotavento. A Figura 5.1, apresenta o perfil de esteira do modelo de Jensen.

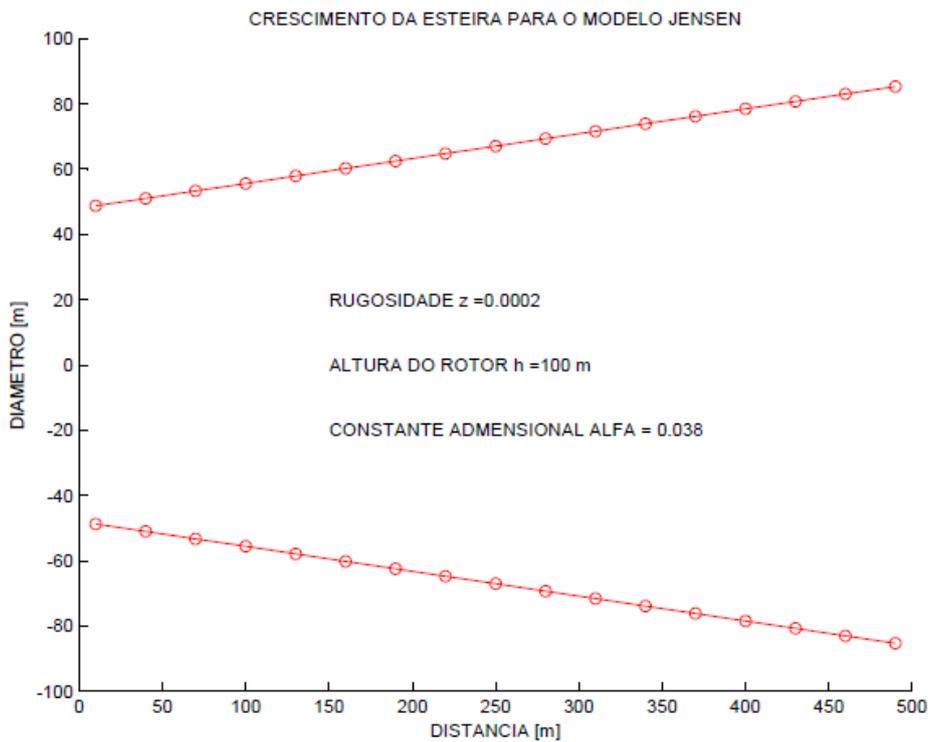


Figura 5.1: Perfil de crescimento da esteira do modelo Jensen

O gráfico da Figura 5.1 foi construído com as finalidades de verificar o crescimento da esteira para o modelo Jensen. Aplicação do modelo exige a obtenção da constante adimensional α , no presente estudo é utilizada a equação $\alpha = 1/2(\log(h/z_0))$; onde α é obtido pela rugosidade da superfície de $z_0 = 0.0002$, pertence à classe 0.0, de acordo com o GL WindFarmer Theory Manual, que classifica como a da superfície da água e a altura do cubo rotor a $h=100$ m, e uma variação da distância X do aerogerador.

5.1.2 Influência da rugosidade no diâmetro da esteira para o modelo de Jensen

A configuração geográfica do terreno é um fator que tem influência no efeito esteira dos parques eólicos de forma que para cada rugosidade do terreno percebe-se que as perdas podem ser maior ou menor. Buscando um melhor entendimento da influência da rugosidade foi simulada a variação do diâmetro em relação a distância de 500m.

Os gráficos gerados na Figura 5.2, tem a finalidade de ilustrar a variação do diâmetro para diferentes rugosidades no modelo de Jensen, sendo possível verificar que quanto menor a rugosidade, menor será o diâmetro da esteira.

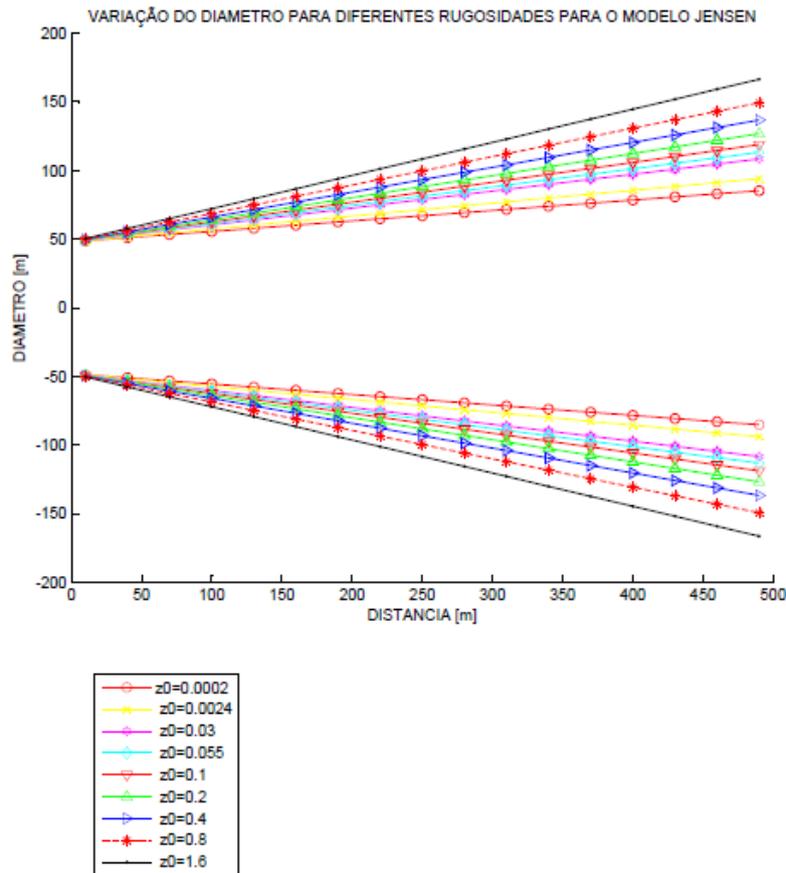


Figura 5.2: Variação do diâmetro para diferentes rugosidades para o modelo de Jensen

Os valores que definem o raio da esteira para os diversos tipos de terreno são também mostrados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Raio da esteira para diferentes rugosidades

Rugosidade z_0	Raio a 500 m
0.0002	86.1029
0.0024	95.0037
0.03	109.6321
0.055	114.6170
0.1	120.3824
0.2	128.4526
0.4	138.5557
0.8	151.5558
1.6	168.9141

Observando a Figura 5.2 e a Tabela 5.1, a primeira rugosidade de $z_0 = 0.0002$, classificada como a da superfície da água, verifica-se que a uma distância de 0 a 500m a jusante do aerogerador de referência teve o menor crescimento, ou seja, uma menor

expansão da esteira. Isto é um resultado que satisfaz uma vez que, no mar, os obstáculos geográficos são menores, ou seja, o espectro de interferência entre uma turbina e outra é menor.

5.1.3 Influência da rugosidade na velocidade para o modelo de Jensen

Na plotagem realizada na Figura 5.3, temos o comportamento do crescimento da velocidade da esteira para o modelo Jensen relativo a diferentes rugosidades. Com o aumento da rugosidade percebe-se um decréscimo da velocidade, indicando uma relação inversa entre estes parâmetros. O gráfico da Figura 5.3 representa a variação da velocidade em função da rugosidade a uma distância de 500 m.

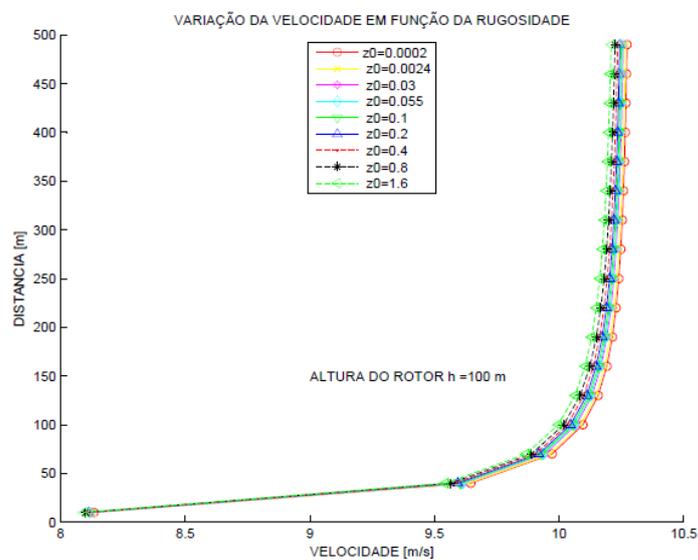


Figura 5.3: Variação da velocidade em função da rugosidade.

A Tabela 5.2, mostra os valores da velocidade para diferentes rugosidades do terreno.

Tabela 5.2: Velocidades para diferentes rugosidades.

Rugosidade z_0	Velocidade m/s
0.0002	10.2729
0.0024	10.2676
0.03	10.2579
0.055	10.2545
0.1	10.2503
0.2	10.2442
0.4	10.2362

0.8

10.2254

1.6

10.2101

A variação da velocidade é expressiva com a mudança do terreno. Quanto maior forem os obstáculos naturais, tais como a presença de vegetações, vales, montes, etc., maior será a rugosidade do terreno afetando a força do vento, da forma ilustrada na Figura 6.3 e apresentada na Tabela 5.2.

5.1.4 Influência da altura do rotor no modelo de Jensen

Quanto maior a altura do rotor, maior será a intensidade do vento, visto que a influência dos obstáculos no terreno é atenuada. Esse parâmetro foi trabalhado na formulação proposta por Jensen, como sendo parte integrante da uma constante adimensional α . Esta constante determina o quanto a esteira irá expandir com a distância x , e pode apresentar diferentes valores em função das características e condições climáticas do terreno local. A Figura 5.4, mostra a expansão da esteira quando a turbina recebe o vento a uma velocidade de 10.3m/s.

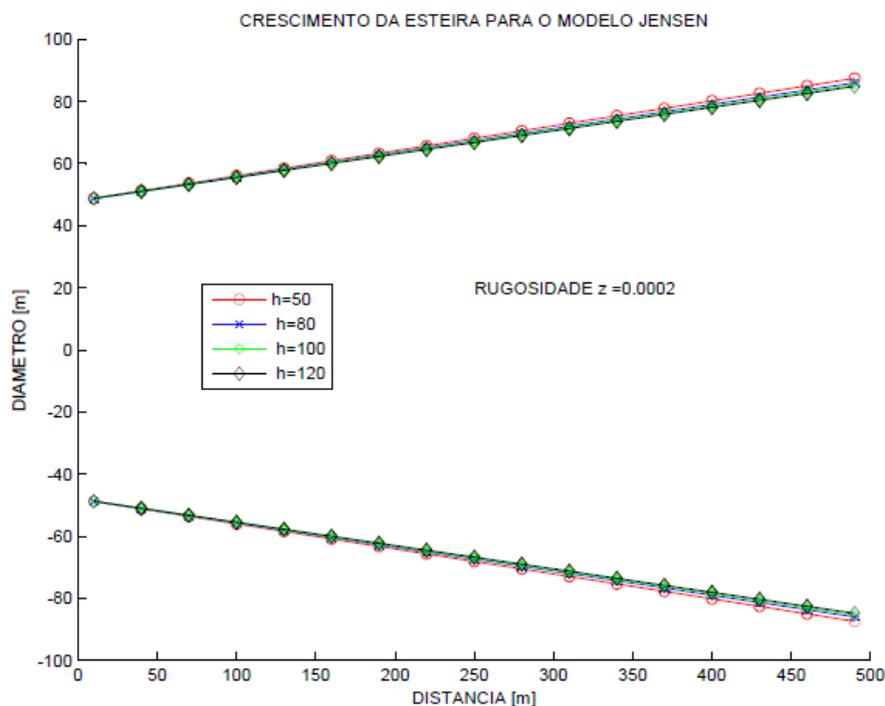


Figura 5.4: Influência da altura do rotor no modelo de Jensen.

O desenvolvimento do gráfico da Figura 5.4 foi realizado com o objetivo de verificar o crescimento do diâmetro da esteira para o modelo Jensen. Com crescimento da altura do rotor, os valores da constante adimensional α crescem e o raio da esteira

expande com a distância x . É possível verificar no gráfico que, com uma mudança de 70 m na altura do rotor existe uma pequena diminuição na variação no diâmetro da esteira.

A Tabela 5.3, apresenta a variação da velocidade para diferentes alturas do rotor.

Tabela 5.3: Variação da velocidade em função da altura do rotor.

Altura do Rotor	Velocidade m/s
50	10.2717
80	10.2725
100	10.2729
120	10.2732

É possível verificar que, para o modelo de esteira de Jensen, o ganho de velocidade é pequeno, considerando a variação da altura do Rotor. Variando-se a altura do rotor, percebe-se que o ganho de velocidade não compensa o gasto com a estrutura (“obter os valores variando 20m até uma altura de 200m”).

5.1.5 Influência da altura do rotor na velocidade para o modelo de Jensen

O modelo de esteira proposto por Jensen leva em consideração, na sua formulação, a altura da torre de sustentação. Esta altura tem influência direta na produção do aerogerador. Na Figura 5.5, é possível verificar a variação da velocidade com a mudança da altura, considerando uma rugosidade de $z_0 = 0.0002$ e uma velocidade de 10.3 m/s incidindo na turbina.

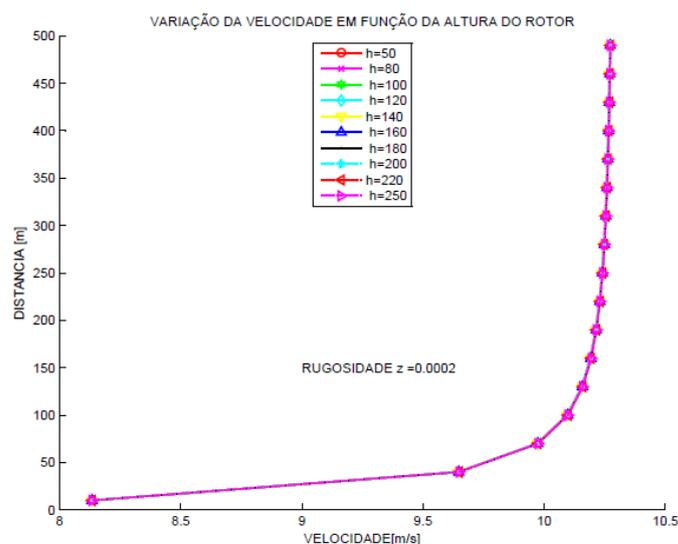


Figura 5.5: variação da velocidade em função altura.

A Tabela 5.4 apresenta os valores da velocidade para diferentes alturas do rotor, considerando uma distância de 500 m entre as turbinas.

Tabela 5.4: Variação da altura do rotor em função.

Altura do Rotor	Velocidade m/s
50	10.2717
80	10.2725
100	10.2729
120	10.2732
140	10.2735
160	10.2737
180	10.2739
200	10.2740
220	10.2742
240	10.2743

Novamente, na Tabela 5.4, observa-se que a influência da altura do rotor sobre os valores da velocidade é pequena.

5.2 ANÁLISE DOS PARÂMETROS QUE INFLUENCIAM NA EFICIÊNCIA DE UM PARQUE EÓLICO PARA O MODELO DE WERLE

O modelo de esteira de Werle tem três regimes diferentes, esteira próxima, esteira intermediária e esteira distante. No capítulo quatro, foi exposto o modelo matemático que os descrevem. Abaixo será realizada uma análise dos parâmetros que influenciam o crescimento do diâmetro da esteira.

5.2.1 Perfil do modelo da esteira de Werle

A modelagem da esteira de Werle é importante para perceber os detalhes do modelo do vento ao passar por um aerogerador. Na Figura 5.6, temos a expansão da esteira de Werle, para uma constante absoluta $K=0.9$. O gráfico tem por finalidade traçar o crescimento da esteira para o modelo Werle.

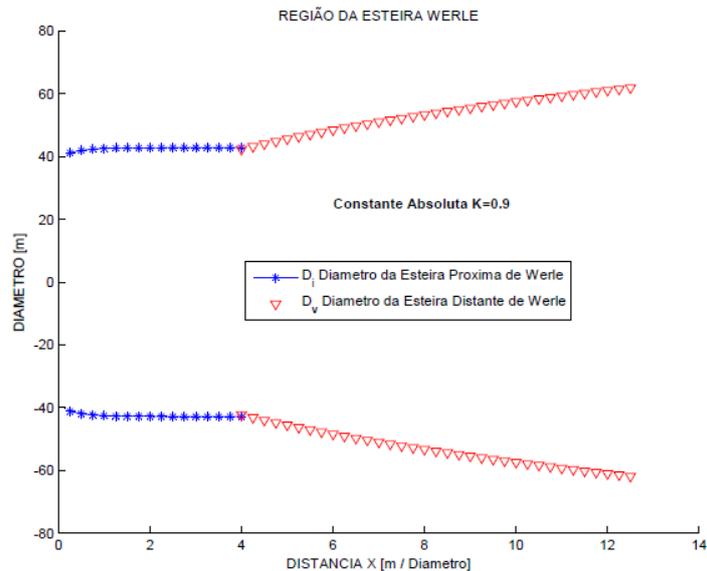


Figura 5.6: Expansão da esteira de Werle

Os estudos mantêm-se centrado principalmente na esteira distante, porque na prática, para atender os requisitos das normas, as turbinas são posicionadas de forma a se enquadrar dentro dos limites desta região.

À distância a jusante do aerogerador onde termina a esteira próxima e começa a esteira distante, considerando uma constante absoluta de $K=0.9$, é igual a 156.8m, que corresponde a 3.27 vezes o diâmetro do aerogerador de referência.

À jusante do rotor há uma queda brusca na velocidade, devido à recirculação na sombra da nacele. Segundo Werle (2010), em torno de 15 m a jusante do rotor se encontra a velocidade mais baixa na esteira propriamente dita. Neste trabalho, esta perda não é considerada, considera-se apenas àquelas relativas ao empuxo do rotor.

5.2.2 Variação do diâmetro para diferentes constantes K, para o modelo de Werle.

Buscando um melhor entendimento do comportamento da esteira, para o modelo proposto por Werle, as simulações gráficas da Figura 6.7, foram realizadas com as finalidades de obtenção do local de início da esteira distante e o crescimento da mesma para o modelo proposto por Werle. Para o aerogerador foi considerado um diâmetro de 48 m.

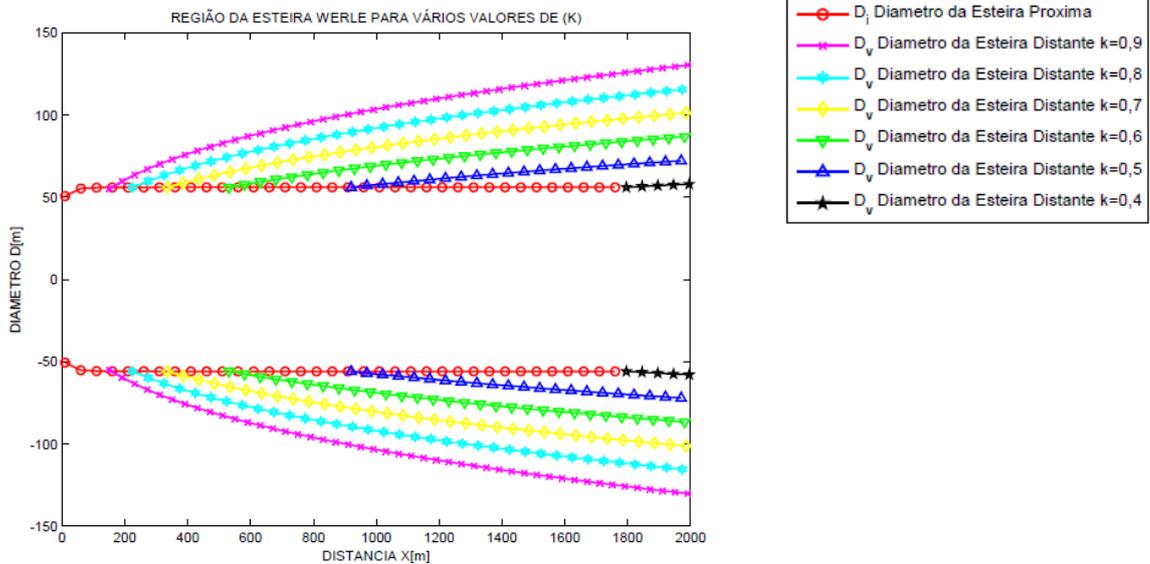


Figura 5.7: Variação do diâmetro para diferentes constantes K.

Na Tabela 5.5 foram relacionados os valores em metros onde termina a esteira próxima, dando início à esteira distante. Estes valores foram obtidos variando-se a constante absoluta, K.

Tabela 1: Variação do diâmetro em função da constante absoluta

Constante Absoluta	Distância em metros
0.9	156.8
0.8	224.5
0.7	335
0.6	551
0.5	920
0.4	1796,8

Observa-se que a região da esteira próxima tende a se prolongar com a diminuição da constante absoluta.

5.2.3 Coeficiente de empuxo no modelo de Werle

Os aerogeradores utilizam princípios aerodinâmicos para capturar a energia do vento. Sendo as duas forças aerodinâmicas principais que atuam na pá: o empuxo e o arrasto, que atuam perpendiculares e paralelo ao fluxo de vento, respectivamente.

O empuxo está relacionado à geometria da pá que, segundo o principio de Bernoulli, garante, quando um fluido é mais veloz em um lado da pá, a pressão exercida é menor. Na Figura 5.8 temos as simulações gráficas para a obtenção do coeficiente de

empuxo e o campo de velocidades nas esteiras. Considera-se uma velocidade inicial de 10.3 m/s.

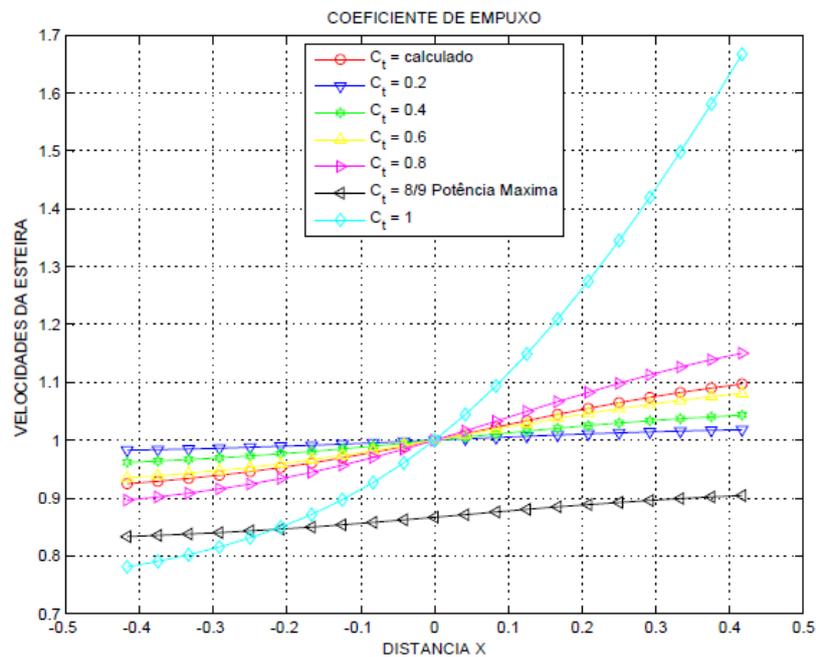


Figura 5.8: Variação do coeficiente de empuxo

Na Figura 5.8, as simulações foram realizadas com a utilização da Equação 3.12, apresentada no capítulo 3, para o cálculo da velocidade em função da distância. Para encontrar o C_t calculado utiliza-se a Equação 3.8, sendo assim, é possível fornecer os valores resultantes da velocidade da linha central, u_i , e da taxa de crescimento da esteira, $\frac{D_i}{D_p}$ para uma gama completa de C_t até o atingir o limite $C_t = 1$.

Sendo importante verificar que quando $C_t = 8/9$ corresponde à obtenção da máxima potência de saída, isto é, o limite de Betz $C_t = 16/27$.

O limite de Betz foi dado em homenagem ao físico alemão Albert Betz que, em 1919, chegou à conclusão que nenhuma turbina eólica pode converter mais do que 16/27 (59.3%) da energia cinética do vento em energia mecânica no rotor.

5.2.4 Cálculo para o modelo de esteira composta de Werle

Na Figura 5.9, temos o método proposto por Werle para a análise do modelo de esteira onde é acoplado à sequência para esteira próxima e distante para definir a origem virtual da esteira distante, X_0 . De tal forma, que a velocidade da esteira próxima e da esteira distante, u_i e u_v , respectivamente são iguais no ponto de partida, X_m , que indica

o limite que separa estas duas regiões. A velocidade na linha de centro e o diâmetro da esteira são obtidos separadamente antes e após X_m .

No gráfico da Figura 5.9 é possível verificar que o limite que separa a região da esteira próxima e distante se encontra a 40m do aerogerador de referência

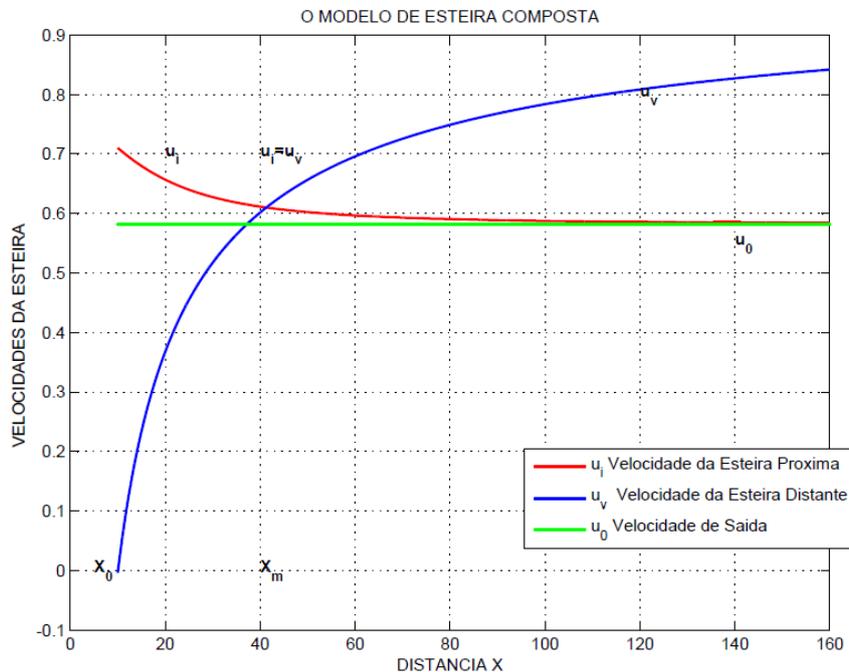


Figura 5.9: Variação do coeficiente de empuxo

5.3 COMPARATIVO DE CÁLCULO DE PRODUÇÃO ENERGÉTICA COM A UTILIZAÇÃO DO MODELO DE JENSEN E WERLE

Na configuração do layout de um parque eólico, após a escolha dos modelos matemáticos a serem implementados e comparados, alguns parâmetros foram variados para uma avaliação da produção e do rendimento do parque. No comparativo, será utilizado como base, o modelo analítico para descrever o comportamento do vento em esteiras de turbinas eólicas proposto em 2008 por J. Werle Michael e o modelo desenvolvido originalmente por Jensen (1983). Ambos implementados em códigos do software MATLAB.

5.3.1 Comparação da largura da esteira dos modelos Jensen e Werle.

Para realizar um comparativo de entre os modelos de esteira foram realizadas varias simulações no modelo de Werle, com o objetivo de encontrar um valor para constante absoluta que reproduzisse uma expansão semelhante à obtida no modelo de Jensen para uma rugosidade de 0,002. A Figura 5.10, ilustra os diâmetros da esteira para

os modelos Jensen e Werle. Os valores de velocidade de entrada $v = 10.3$ m/s, diâmetro do rotor $D = 48$ m.

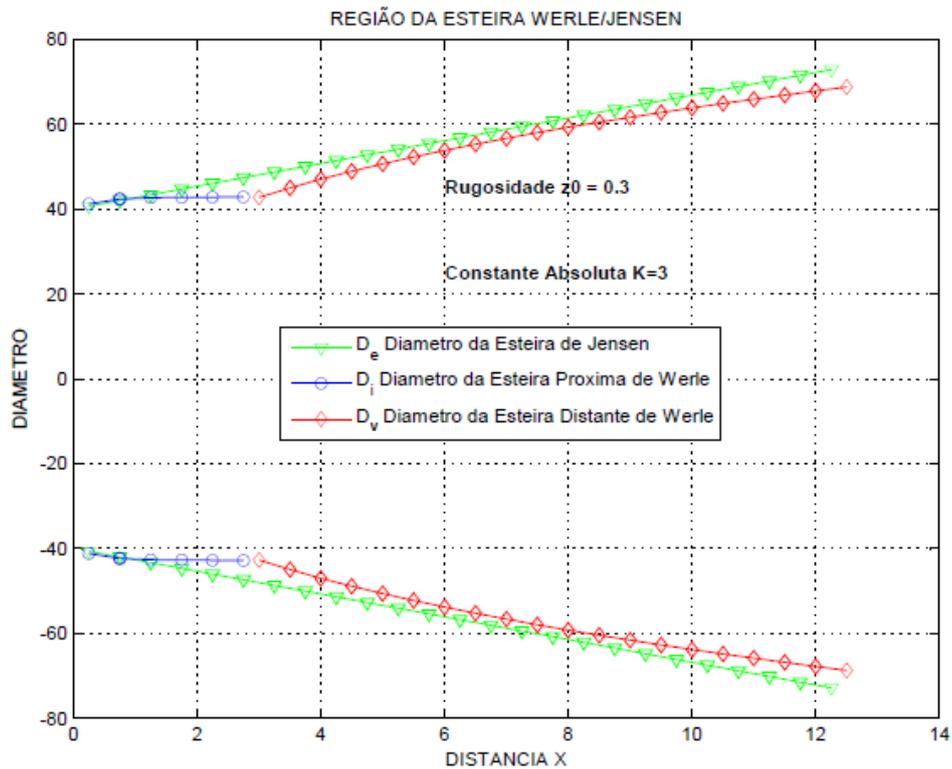


Figura 5.10: comparação das larguras das esteiras dos modelos de Jensen e Werle.

Nos dois modelos a altura do cubo rotor é de 100 m. A constante absoluta que reproduziu para a esteira um comportamento mais próximo do modelo de Jensen teve valor de 0.9. A esteira próxima termina a uma distância de 156,8 m do aerogerador de referência, ou seja, a 3.27 vezes o diâmetro do aerogerador. É importante salientar que os valores de rugosidade $z_0 = 0.0002$ e da constante absoluta $K = 0.9$, dos modelos simulados foram nesse primeiro momento tomados de maneira aleatória.

5.3.2 Cálculo para dois aerogeradores

Para comparar e avaliar a qualidade do modelo Werle em relação ao de Jensen escolhido, foi implementado um código primário no software MATLAB, para calcular a produção energética que permita comparar os principais parâmetros no comportamento das esteiras.

O código foi implementado para dois aerogeradores: sendo o primeiro aerogerador posicionado no ponto (0,0); o outro, móvel, com liberdade de movimento num percurso, de -100 até 100m, distante de 500 metros da referência fixa, como ilustra a Figura 5.11.

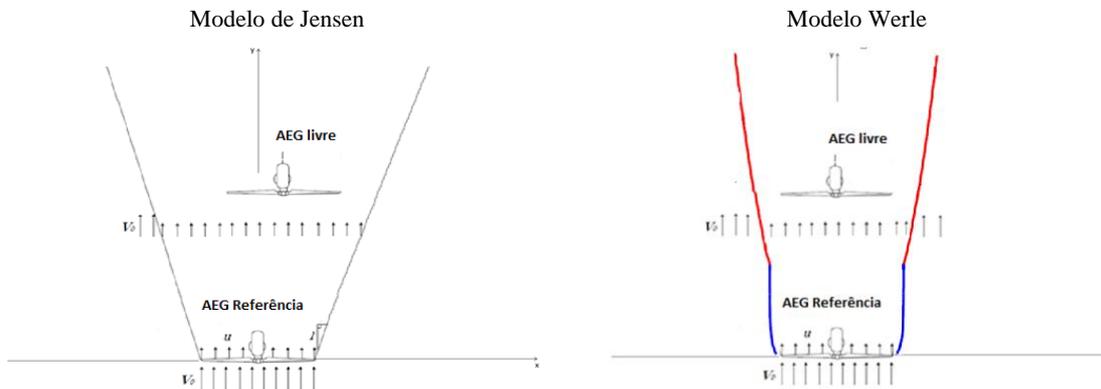


Figura 5.11: Esquema de posicionamento dos aerogeradores para o modelo de Jensen e Werle.

Os modelos de Werle e Jensen se utilizam de parâmetros importantes na sua formulação, como por exemplo: a velocidade do escoamento não perturbado a barlavento da turbina; o diâmetro do rotor dos aerogeradores; a altura do cubo; a rugosidade do terreno somente para o modelo de Jensen; a constante absoluta relacionada à mistura de comprimento para a região da esteira distante, somente para o modelo de Werle; a curva de potência com os valores dos coeficientes de empuxo e potência do aerogerador para qualquer velocidade de vento dentro da faixa de operação.

5.3.3 Variação da produção do modelo de Werle para diferentes valores de K Constante absoluta.

Um aerogerador influencia outro em sua vizinhança, dentro de uma faixa determinada numericamente nos modelos de esteira. Nas Figuras 5.6 e 5.7, respectivamente, foram calculadas a expansão e os diâmetros do modelo de esteira de Werle, gerada pelo aerogerador de referência no aerogerador livre.

Considerando-se o diâmetro da esteira e as diversas posições ocupadas pelo aerogerador livre, em relação ao de referência, se é visualizado o sombreamento do aerogerador fixo. De acordo, com a posição tomada para o aerogerador livre, pode-se obter um não sombreado, um sombreamento parcial ou completo, como ilustrado nas figuras 5.12, 5.13 e 5.14, respectivamente.

Na Figura 5.12, é possível verificar que o aerogerador livre não sofre nenhuma influência do de referência, isto é, não existe perda na produção dos geradores em estudo.

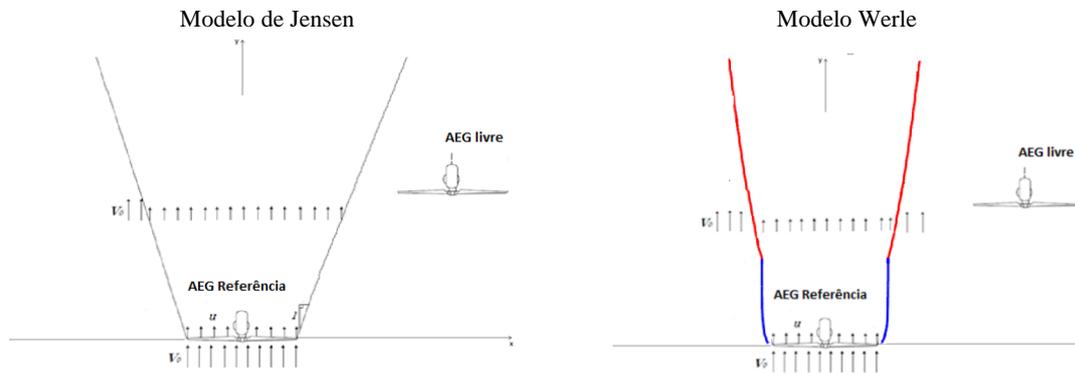


Figura 5.12: aerogerador livre não sombreado pelo de referência.

Na Figura 5.13, observa-se o aerogerador livre sendo parcialmente sombreado. Já na Figura 5.14, é possível verificar o aerogerador livre sendo completamente sombreado. As duas situações resultam numa perda de energia proporcional a área sombreada no aerogerador livre.

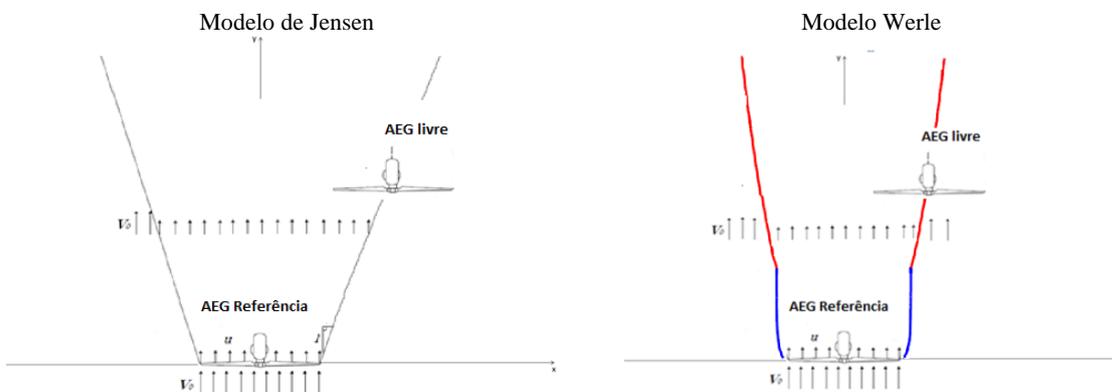


Figura 5.13: Aerogerador livre parcialmente sombreado pelo de referência para o modelo de Jensen e Werle.

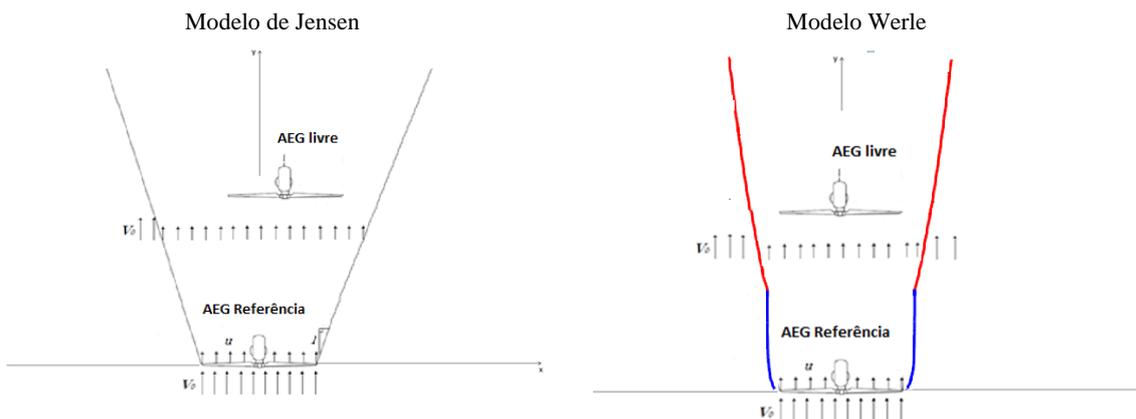


Figura 5.14: Aerogerador livre completamente sombreado pelo de referência para o modelo de Jensen e Werle

Partindo-se da análise das três possibilidades acima e utilizando a Equação 4.32, calcula-se a área sombreada pela esteira, obtendo-se, através da Equação 4.35, a velocidade equivalente de entrada no aerogerador livre.

Cada modelo de aerogerador possui uma curva de potência que está relacionada à velocidade do vento. Estes valores se apresentam na Tabela 5.6 para o modelo de aerogerador da empresa Vesta com seus valores de potência.

Tabela 5.6: Dados de potência para o modelo de aerogerador da empresa VESTA.

V112 - 3.0MW (Classe IIA e IIIA)		
Alturas: 84m - 94m - 119m		
Vel. [m/s]	Pot. [kW]	C_t
1	0	0
2	0	0
3	26	0,897
4	132	0,819
5	302	0,807
6	554	0,805
7	907	0,798
8	1375	0,788
9	1955	0,771
10	2572	0,705
11	2984	0,56
12	3065	0,406
13	3075	0,307
14	3075	0,24
15	3075	0,193
16	3075	0,159
17	3075	0,132
18	3075	0,112
19	3075	0,096
20	3075	0,083
21	3075	0,072
22	3075	0,064
23	3075	0,056
24	3075	0,05
25	3075	0,045
26	0	0
27	0	0
28	0	0
29	0	0
30	0	0

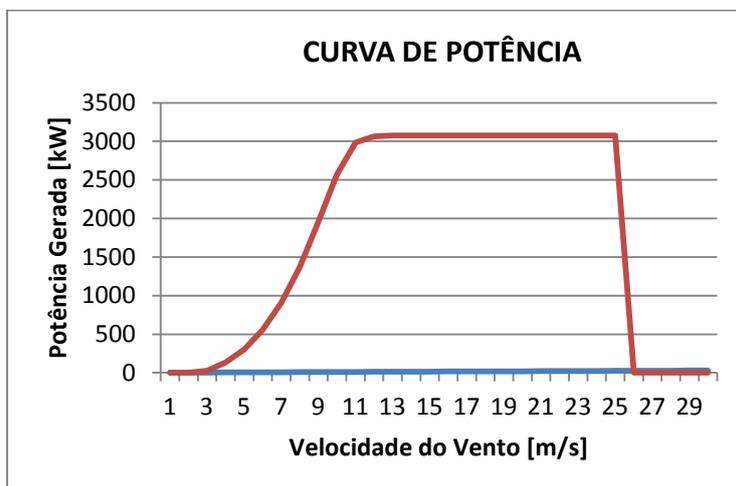


Figura 5.15: Curva de potência para o modelo de aerogerador da empresa VESTA

Com base na curva de potência e na velocidade resultante, através de uma interpolação de valores, encontra-se a potência referente à velocidade calculada, para um dado modelo de aerogerador.

Com os dados e resultados gerados, tem-se a possibilidade de gerar algumas análises, tais como o comportamento da esteira e sua influência na produção energética. Na Figura 5.15, temos a variação da produção em função da posição no eixo X do aerogerador livre. Deslocando-se o mesmo na direção X, a área sombreada sofre alteração e conseqüentemente mudança na produção.

A causa da perda de produção é devido à turbina eólica que extrai energia do vento incidente. Dessa forma, o vento atrás da turbina terá menor energia, na qual se forma uma esteira de vento turbulento e de menor velocidade do que o vento que incide na turbina de frente. Como mostrado acima, o vento ao passar numa turbina eólica, provoca uma sombra na direção do vento incidente afetando a produção energética das turbinas vizinhas.

5.3.4 Variação da área sombreada para dois aerogeradores para diferentes constantes absolutas, modelo de esteira de Werle.

Para visualizar o comportamento da área sombreada no aerogerador móvel com liberdade de movimento a uma distância de 500m do aerogerador de referência, foi desenvolvido o gráfico da Figura 5.16, para o modelo de esteira de Werle.

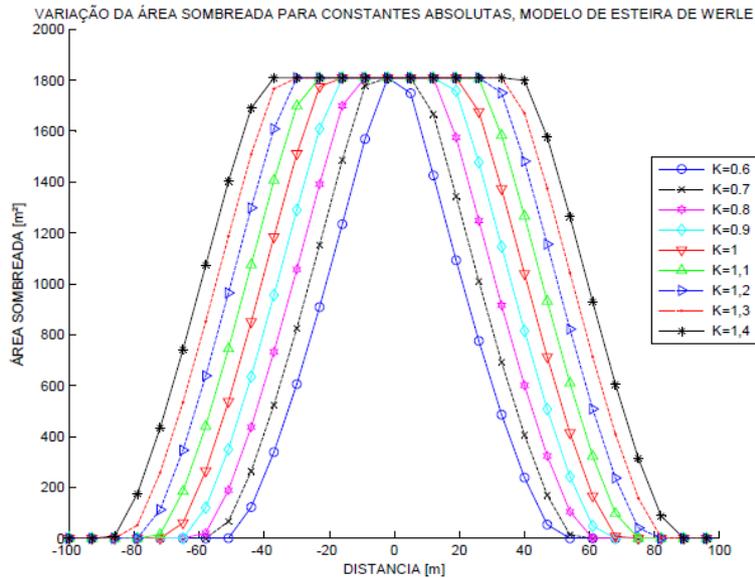


Figura 5.16: variação da área sombreada para constantes absolutas, modelo de esteira de Werle.

No gráfico da Figura 5.16, verifica-se a influência da constante absoluta K no sombreamento do aerogerador livre. A área em estudo do aerogerador é calculada considerando-se a área varrida pelas pás em movimento. Com a utilização da área da circunferência πr^2 , substituindo um raio no valor 24m, é possível calcular, aproximadamente, uma área total de 1809 m^2 .

5.3.5 Variação da produção para o modelo de esteira de Werle em função da constante absoluta

Com a utilização da variação da área sombreada da Figura 5.17, é possível calcular a variação da produção de energia do aerogerador livre para o modelo de esteira de Werle.

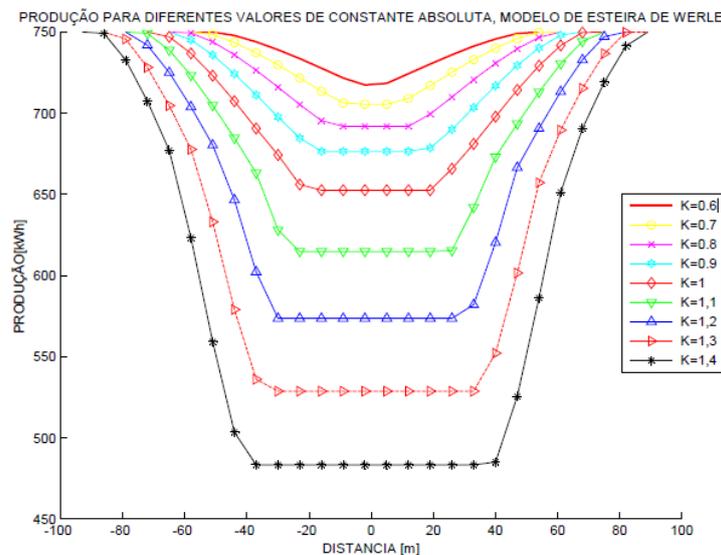


Figura 5.17: variação da produção do modelo de Werle em função da constante absoluta

O gráfico da Figura 5.17 permite verificar a variação da produção para cada valor da Constante absoluta considerada no modelo de esteira de Werle. Assim, quanto maior for o valor de K, um considerável ganho na produção energética do aerogerador livre é observado.

5.3.6 Variação da área sombreada para dois aerogeradores para diferentes rugosidades, modelo de esteira de Jensen.

No modelo de esteira de Jensen, para uma análise com dois aerogeradores, a Figura 6.18, ilustra, para diferentes valores de rugosidade, a área sombreada no aerogerador móvel a uma distância de 500m do aerogerador fixo. Para o cálculo da área sombreada, foi considerado o diâmetro da esteira do aerogerador de referência e as diversas posições ocupadas pelo aerogerador livre.

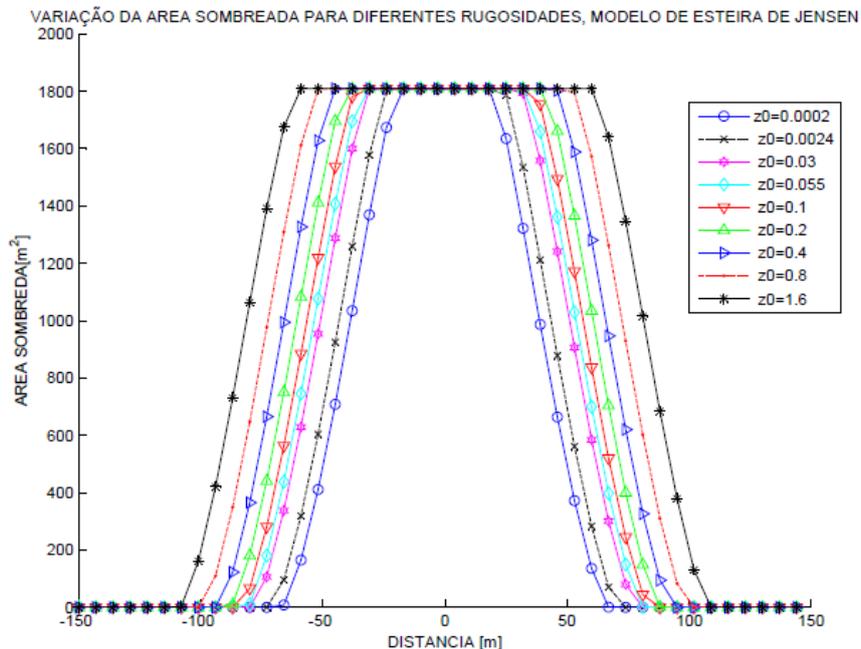


Figura 5.18: variação da área sombreada para diferentes rugosidades, modelo de esteira de Jensen.

Na Figura 5.18, é possível visualizar o desenvolvimento da cobertura da área sombreada, para o modelo de esteira de Jensen, variando-se o parâmetro rugosidade. Percebe-se a influência significativa da rugosidade da área coberta em relação à área sombreada.

5.3.7 Variação da produção do modelo de Jensen para diferentes z_0 rugosidades.

Para verificar os fatores que influenciam na produção energética, através do modelo de esteira proposto por Jensen, apresenta-se a Figura 5.20. Foi realizada uma

variação da rugosidade para analisar influência na produção do aerogerador livre posicionado a 500 m de distância do aerogerador de referência.

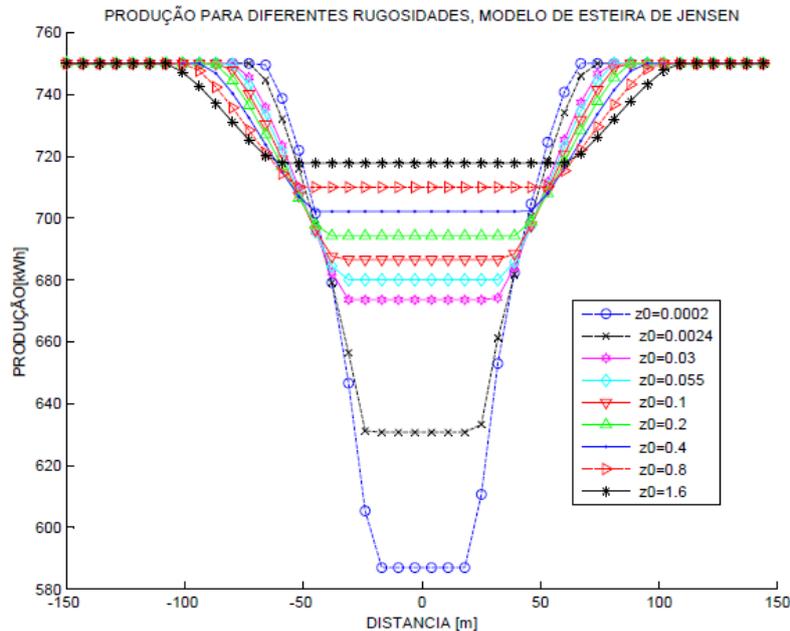


Figura 5.19: variação da produção do modelo de Jensen em função da rugosidade

Na Figura 5.19, é possível verificar a variação da produção de energia, bem como a variação região relacionada à rugosidade do terreno para o modelo de esteira de Jensen. O crescimento dos valores de rugosidade reflete-se numa considerável queda na produção do aerogerador livre, Tabela 5.7.

Tabela 5.7: Rugosidades para diferentes terrenos

RUGOSIDADE z_0	CLASSE	TERRENO	COR NO GRÁFICO
0.0002	0.0	Superfície lisa, mar. é possível verificar a maior produção de energia.	Vermelha
0.0024	0.5	Terrenos completamente abertos com superfície lisa, tais como: Pistas de aeroportos, grama ceifada e etc. verifica-se uma queda considerável na produção de energia.	Amarelo
0.03	1.0	Sendo áreas rurais abertas, sem cercas, sem sebes, com edificações bastante espaçadas e colinas suaves.	Rosa
0.055	1.5	Áreas rurais com algumas casas, com sebes de até 8 m a uma distância de aproximadamente 1250 m.	Azul Claro
0.1	2.0	Sendo áreas rurais com algumas casas, com sebes de até 8 m a uma distância de aproximadamente 500 m.	Vermelho Escuro

0.2	2.5	Áreas rurais com algumas casas, com arbustos ou sebes de até 8m a uma distância de aproximadamente 250 m.	Verde
0.4,	3.0	Pequenas cidades, vilas, áreas rurais com muitas sebes, vegetação nativa, sebes muito altas, terreno muito acidentado e desigual.	Azul Escuro
0.8	3.5	Grandes cidades com prédios altos	Vermelho tracejado
1.6	4.0	Cidades muito grandes com prédios muito altos	Preta

5.3.8 Comparativo de cálculo de produção energética com a utilização do modelo de Jensen e Werle

Na Figura 5.20, é possível verificar o comparativo de produção de energia de um aerogerador com a utilização dos modelos de esteira proposto por Jensen e Werle, no gráfico está à produção de um aerogerador livre posicionado a jusante do aerogerador de referência fixo. O aerogerador livre percorre o eixo da abscissa de 100 até -100, a uma distância de 500 metros dos aerogerados de referência.

A rugosidade utilizada para o cálculo da produção do modelo de Jensen foi $z_0 = 0.0002$, a da superfície da água, onde a produção foi representada no gráfico acima na cor azul. A constante absoluta, $K = 0.9$, utilizada para o cálculo da produção do modelo de Werle, representado na cor vermelha.

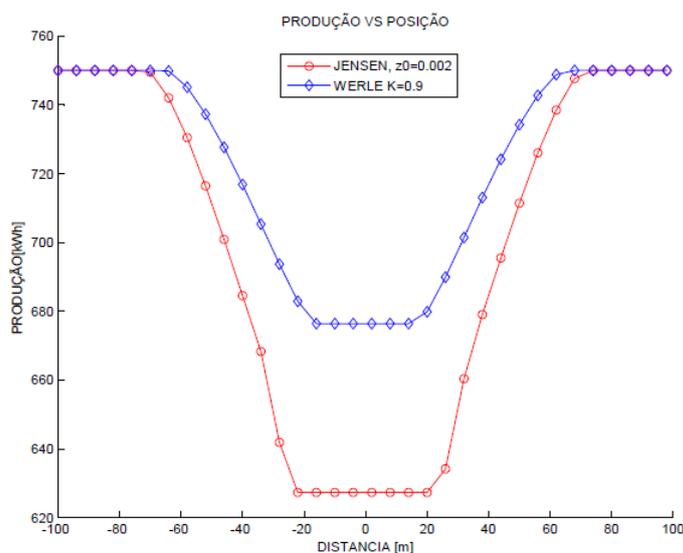


Figura 5.20: comparativo de produção entre os modelos de esteira de Jensen e Werle.

No código implementado no MATLAB foi considerado o diâmetro da esteira do aerogerador de referência e as diversas posições ocupadas pelo aerogerador livre para realizar a análise do sombreamento no aerogerador. Foram plotadas todas as possibilidades em que se considera um não sombreado, um sombreamento parcial ou completo.

5.4 OTIMIZAÇÃO

Para iniciar a otimização é realizado um teste de otimização no software modeFRONTIER. Foi considerado duas turbinas a título de validação. Propõe-se buscar posições ótimas para dois aerogeradores, usando uma função objetivo que representa a produção total do parque. Utilizou-se o algoritmo genético, para maximizar a produção energética. Obtiveram-se configurações, no qual não se percebeu a presença de sombreamento, chegando, assim, a uma produção máxima.

O processo de otimização foi desenvolvido utilizando-se o código CPMW no software MATLAB, integrado com o modeFRONTIER. Na otimização foram escolhidos a produção e o layout como parâmetros de trabalhos, utilizando 26, 30 e 32 turbinas. Foi conduzido um estudo comparativo com os resultados dos trabalhos de Farias et al. (2013), Marmidis (2007), Grady et al. (2005) e Mosetti et al., (1994).

5.4.1 Teste de otimização com dois aerogeradores com a utilização do CPMW

No gráfico da Figura 5.22 tem-se uma otimização realizada no software modeFRONTIER, com a utilização dos seguintes parâmetros: diâmetro do rotor de 40 m, dimensões do parque composto por um terreno de 2000 metros de largura por 2000 metros de comprimento, numa matriz de posição 4X4, com 16 possibilidades de ocupação, sendo possível encontrar 2^{16} possibilidades diferentes de configurações de posicionamento, um $C_t = 0,88$ constante e uma constante absoluta de $K = 3$, para o modelo de esteira de Werle.

Foram gerados os resultados de eficiência em função da quantidade de testes realizados. No eixo das abscissas tem-se a eficiência e no eixo das ordenadas a quantidade de testes realizados. Dessa forma, foram obtidas diversas soluções ótimas. A primeira solução ótima, no qual a produção obteve uma produção de 100% no teste foi na posição 22 do gráfico da Figura 5.21.

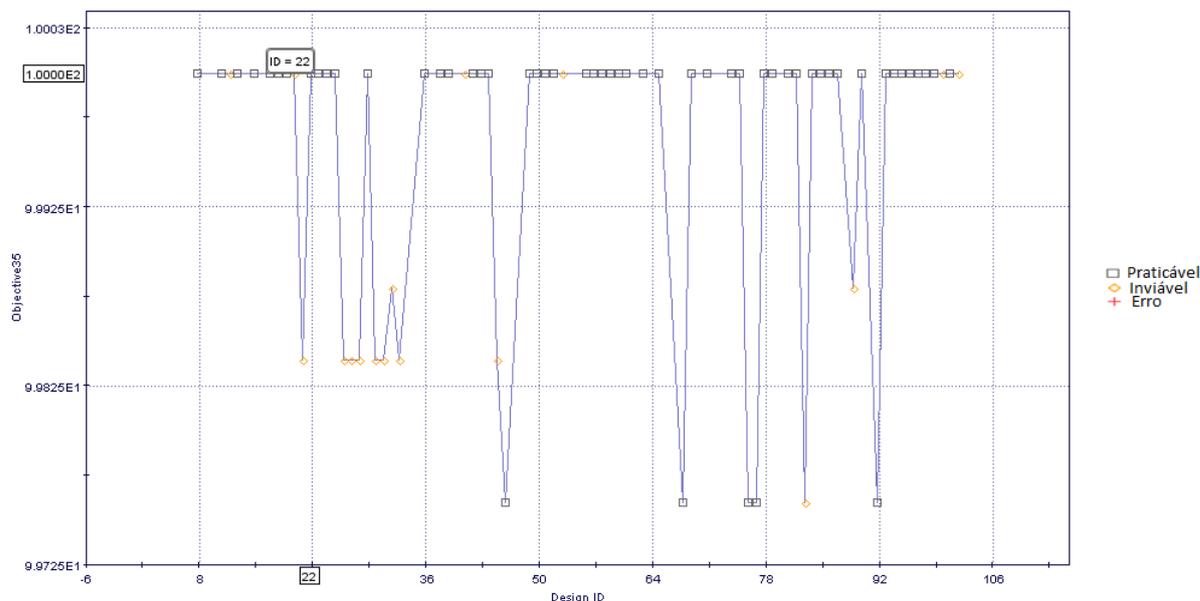


Figura 5.21: Simulação do CPMW com dois aerogeradores no software modeFRONTIER.

Na Figura 5.21, visualiza-se algumas das posições ótimas encontradas no pós-processamento da otimização. O resultado do posicionamento dos aerogeradores se deu, de forma a não existir o sombreamento entre eles chegando assim a uma produção máxima Figura 5.22.

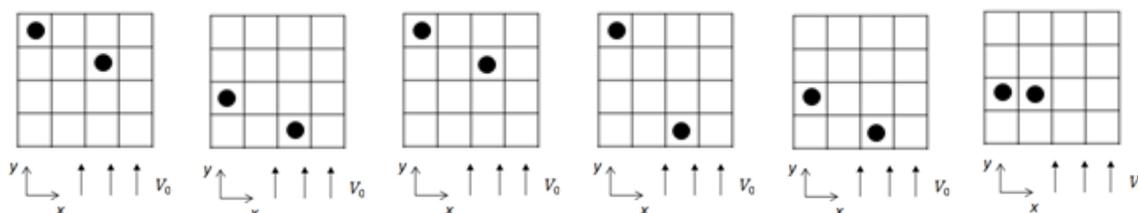


Figura 5.22: Posições ótimas de dois aerogeradores calculadas no software modefrontier.

5.4.2 Comparativo de layout, produção total e eficiência para 26 turbinas eólicas.

Na Figura 5.23, tem-se os resultados da simulação de otimização realizada com a utilização do código CPMW, implementado. Utilizou-se o software MATLAB integrado com o software modeFRONTIER, para realizar uma otimização de 26 turbinas eólicas. Buscou-se maximizar a produção total do parque em função da eficiência. Para realizar as simulações foram utilizados os mesmos parâmetros adotados por Farias et al., (2013), no qual foi possível obter uma produção total 12522 kW, e uma Eficiência 92.6172%.

Para realizar comparativo foram utilizados resultados de layout dos trabalhos de Farias et al., (2013) e Mosetti et al., (1994). Nas simulações foram utilizadas as

configurações de posicionamento ótimas propostas nos trabalhos dos autores. As posições foram implementadas no software MATLAB com a utilização do CPMW para o cálculo dos valores de eficiência e produção total. Os valores encontrados para Mosetti et al., (1994) foi de uma produção total de 12586 kW, e uma eficiência 93.0887%. Para Farias et al., (2013), uma produção total de 12453 kW, e uma eficiência de 92.1107%. Estes valores são muito próximos do encontrado no presente trabalho.

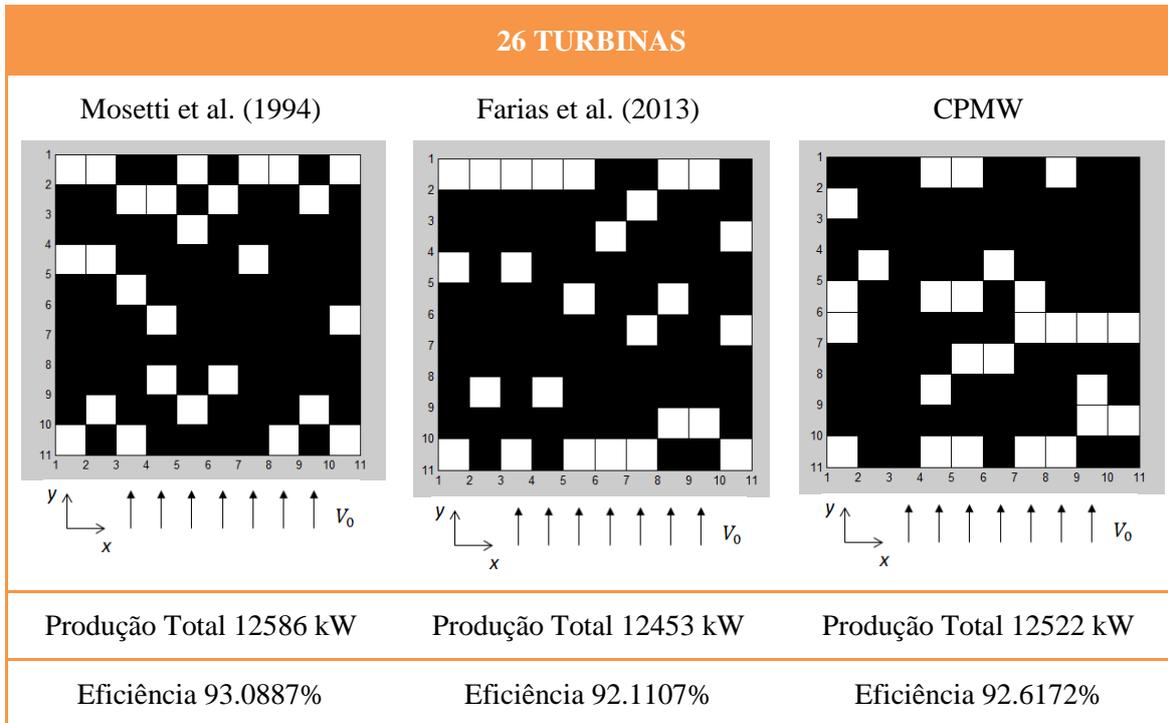


Figura 5.23: Comparativo entre produção total e eficiência para otimização com 26 turbinas.

5.4.3 Comparativo de layout, produção total e eficiência para 30 turbinas eólicas.

A otimização realizada para 30 turbinas, com a metodologia proposta, tem-se o valor de produção total de energia 12522 kW, e Eficiência 92.6172% como consta, na Figura 5.24, a simulação realizada para 30 turbinas eólicas, buscou maximizar a produção total do parque em função da eficiência.

No comparativo foram utilizados resultados de layout proposto nos trabalhos de Farias et al., (2013) e Grady et al., (2005). As posições foram configuradas no software MATLAB com a utilização do CPMW para o cálculo dos valores de eficiência e produção total. Os valores encontrados na Figura 5.24, são valores próximo dos publicados de produção e eficiência para a otimização realizada.

30 TURBINAS

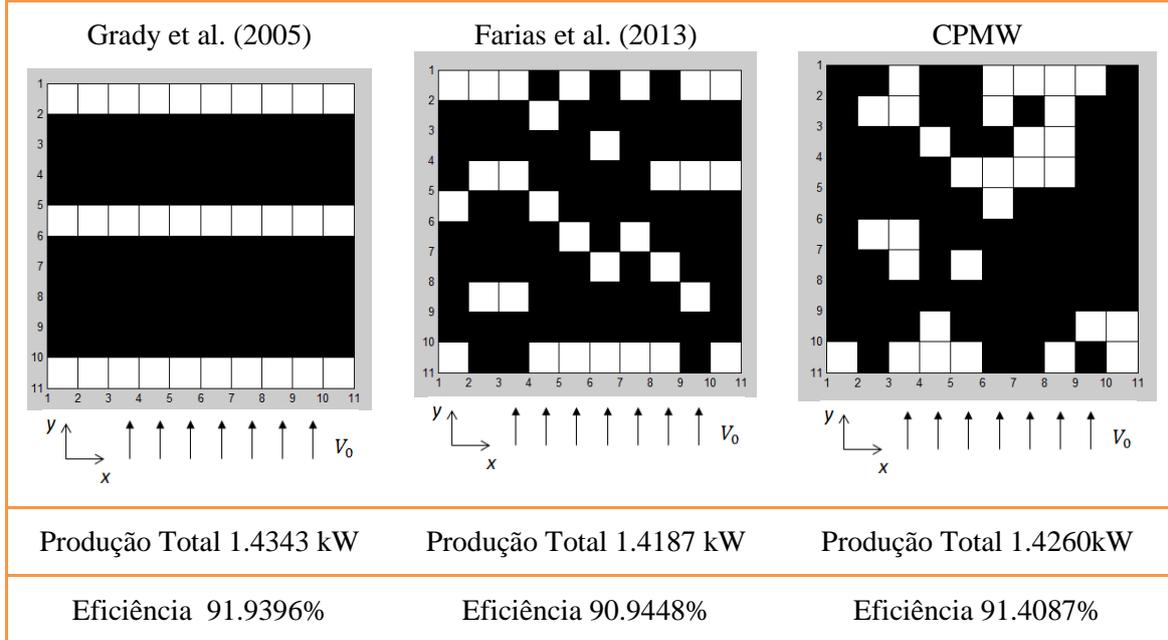


Figura 5.24: Comparativo entre produção total e eficiência para otimização com 30 turbinas.

5.4.4 Comparativo de layout, produção total e eficiência para 32 turbinas eólicas.

Na Figura 5.25, mostra-se o gráfico da simulação de otimização realizado no software modeFRONTIER, no qual foram distribuídos 32 aerogeradores. Após a otimização verifica-se no gráfico o maior valor atingido no eixo da eficiência em três situações distintas: praticável, inviável e erro.

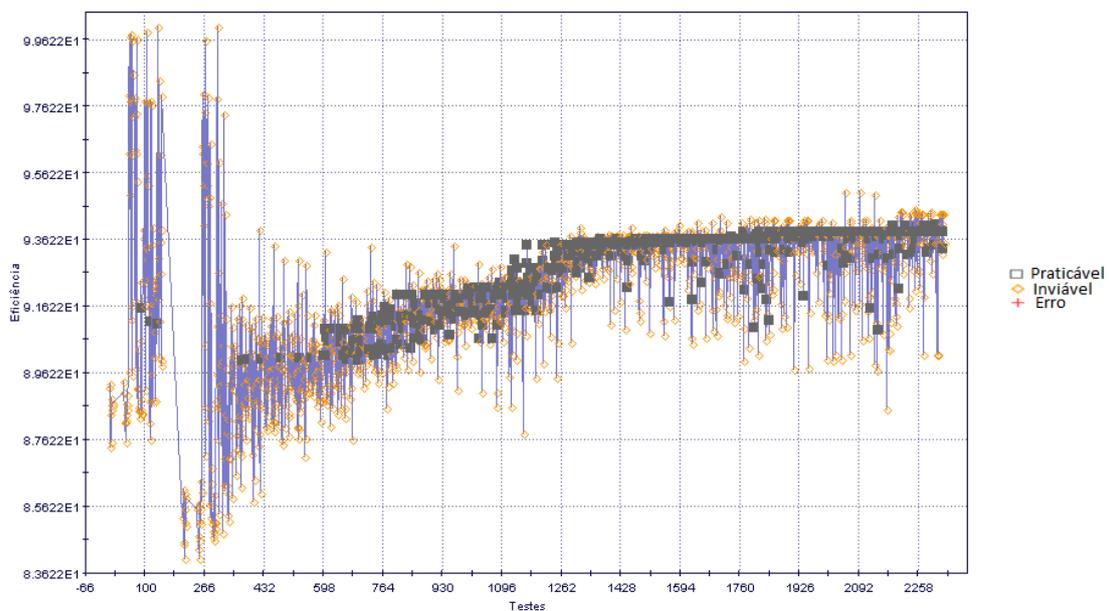


Figura 5.25: Simulação do CPMW com 32 aerogeradores no software modeFRONTIER.

Na Figura 5.26, obtemos uma produção total 14294 kW, e uma eficiência 85.9031%.

No comparativo com a utilização de 32 turbinas, foram utilizados resultados de layout dos trabalhos de Farias et al., (2013) e Marmidis (2007), O layout proposto foi calculado no software MATLAB com o código CPMW, obtendo-se os valores de produção total de energia de 15060 kW, e uma eficiência 90.5031%, com o layout de Marmidis (2007). Para o layout de Farias et al., (2013), a produção total 1.4495 kW, e uma Eficiência 87.1116%, valores próximos do encontrado de produção e eficiência para a otimização realizada.

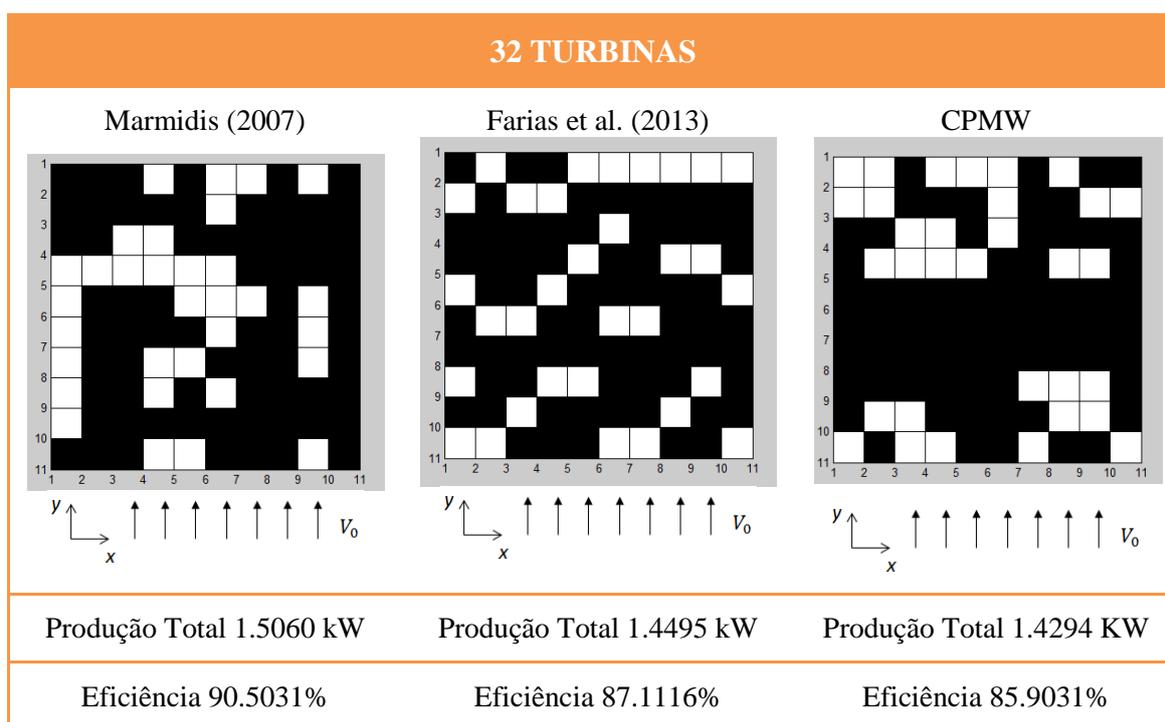


Figura 5.26: Comparativo entre produção total e eficiência para otimização com 32 turbinas.

5.4.5 Quadro resumo das eficiências.

A Tabela 5.8, mostra os valores das eficiências para 26, 30 e 32 turbinas de para diferentes autores.

Tabela 5.8: quadro resumo com valores das eficiências

	Mosetti et al. (1994)	Grady et al. (2005)	Marmidis (2007)	Farias et al. (2013)	CPMW
26	93.08 %			92.11%	92.61 %
30		91.93 %		90.94%	91.40 %
32			90.50 %	87.11%	85.90 %

6. CONCLUSÃO

Neste capítulo, os resultados obtidos no presente trabalho, são analisados e comentados. Esta pesquisa buscou estudar a influência do efeito esteira e propor uma metodologia para redução dos efeitos desse fenômeno.

A pesquisa permitiu conhecer dados muito interessantes no que diz respeito ao efeito esteira, destacando o comportamento do vento para os modelos estudados, bem como o perfil das esteiras e as características mais comuns para os modelos proposto por Jensen e Werle, que influenciam no desempenho de produção e eficiência do parque eólico, o que permitiu a obtenção de alguns resultados que quantificam as perdas devido ao efeito de esteira à jusante das turbinas em funcionamento.

A análise comparativa entre os modelos de esteira de Werle e Jensen, o estudo dos parâmetros variáveis e a junção dos modelos foram de grande importância para comparar o crescimento e o comportamento das esteiras bem como a produção do parque eólico com a utilização de cada modelo.

As análises realizadas tornaram possível a obtenção dos seguintes dados:

➤ Construção gráfica da esteira para o modelo Jensen, com a finalidade de verificar sua expansão e crescimento.

➤ A influência da rugosidade para o modelo de Jensen, onde foi verificado a variação do diâmetro para diferentes valores, concluiu-se que quanto menor a rugosidade menor é o diâmetro da esteira, sendo comprovado que a configuração geográfica do terreno é um fator que tem influência no efeito esteira dos parques eólicos de forma que para cada rugosidade do terreno percebe-se que as perdas podem ser maiores ou menores.

➤ A contribuição na variação da produção de um parque eólico, com a variação da altura do rotor no modelo de Jensen, ficou comprovado que quanto maior a altura do rotor, maior é a intensidade do vento, pois sofre pouca influência dos obstáculos. Foi verificado que o ganho de velocidade é pequeno considerando a variação da altura do rotor. Na primeira diferença de altura do rotor de 50 m para 80 m, ou seja, uma variação de 30m o ganho em velocidade do vento foi de 0,0008 m/s.

A modelagem da esteira de Werle, com diferentes valores da constante absoluta K, foi realizada com a finalidade de obtenção do local de início da esteira

distante. Com a utilização de uma constante absoluta $K=0.9$ verificou-se que o local em que a esteira próxima se iguala a esteira distante é igual a 156.8m a jusante do aerogerador.

A obtenção do coeficiente de empuxo e o campo de velocidade nas esteiras, e a comparação dos modelos apresentados, mostraram a importância do estudo deste coeficiente para obtenção da esteira, pois os aerogeradores utilizam princípios aerodinâmicos para capturar a energia do vento, sendo importante o valor de C_t para calcular os valores resultantes da velocidade da linha central, u_i , e a taxa de crescimento da esteira, $\frac{D_i}{D_p}$ para uma gama completa de C_t até o atingir o limite $C_t = 1$.

O cálculo do modelo de esteira composta de Werle, visando à definição da origem virtual da esteira distante em X_0 , de tal forma que as duas velocidades, u_i e u_v , foram iguais no ponto de partida, X_m , gerando resultados para descrever a correta expansão da esteira.

Foram realizadas varias simulações para encontrar um valor de constante absoluta que tivesse uma expansão semelhante ao modelo de Jensen com a finalidade de obtenção da comparação do crescimento dos diâmetros da esteira nos modelos Jensen e Werle.

No código CPMW implementado no software MATLAB, foi considerado o diâmetro da esteira do aerogerador de referência e as diversas posições ocupadas pelo aerogerador livre com a finalidade de realizar a análise do sombreamento no aerogerador onde foram plotadas todas as possibilidades de um não sombreado, um sombreamento parcial ou completo.

A implementação do código CPMW no software MATLAB permitiu o cálculo de produção energética para dois aerogeradores, sua comparação, e avaliação da qualidade do modelo Werle em relação ao de Jensen, sendo verificado que ambos realizam uma boa simulação do efeito esteira.

O teste do código CPMW para dois aerogeradores, com um fixo e outro móvel, com a utilização de uma distância fixa, possibilitou um comparativo de cálculo de produção energética considerando o efeito esteira. No modelo de Jensen os parâmetros utilizados foram a altura do cubo e a rugosidade do terreno; no modelo de Werle, a constante absoluta.

No código implementado no MATLAB foi considerando o diâmetro da esteira do aerogerador de referência e as diversas posições ocupadas pelo aerogerador livre analisando o sombreamento no aerogerador com as possibilidades de ocorrer um não sombreamento, um sombreamento parcial ou completo.

Da análise das possibilidades de sombreamento e cálculo da perda de produção dos geradores em estudo, conclui-se que o aerogerador livre: quando parcialmente sombreado resulta numa perda de produção proporcional a área sombreada; completamente sombreado resulta numa perda máxima de produção e o não sombreado sem perdas de produção.

Visando a análise da influência da constante absoluta K no sombreamento do aerogerador livre, foi realizada a variação da área sombreada de dois aerogeradores para diferentes constantes absolutas com a utilização da modelagem de Werle. A área em estudo do aerogerador foi calculada considerando a área varrida pelas pás em movimento, possibilitando calcular a variação da produção de energia do aerogerador livre.

Na modelagem de Jensen utilizando um aerogerador de referência fixo e outro móvel, foi analisado a área sombreada para diferentes valores de rugosidade, verificando o sombreamento e o impacto na geração de energia, concluindo-se que a rugosidade tem grande influência na produção de um parque eólico.

O teste de otimização no software modeFRONTIER, considerando duas turbinas correspondeu à expectativa do estudo, ou seja, a visualização de algumas posições ótimas para dois aerogeradores, com a utilização da função objetivo (produção total do parque) e do algoritmo genético, foi escolhida a maximização desse parâmetro. A otimização realizada permitiu posicionar os aerogeradores de forma a não existir o sombreamento entre eles chegando assim a uma produção máxima.

No comparativo de layout, produção total e eficiência para 26 turbinas eólicas, os resultados da simulação de otimização realizada com a utilização do código CPMW, implementado utilizando o software MATLAB integrado com o software modeFRONTIER, buscando maximizar a produção total do parque em função da eficiência, os resultados foram satisfatórios, quando comparados com os de Farias et al. (2013) e Mosetti et al., (1994).

A otimização com 30 turbinas eólicas, o comparativo de layout, produção total e eficiência, foi satisfatória, no comparativo com os resultados de layout proposto nos trabalhos de Farias et al. (2013) e Grady et al. (2005).

O comparativo de layout, produção total e eficiência para otimização com 32 turbinas eólicas. Foram satisfatórios em relação aos trabalhos de Farias et al. (2013) e Marmidis (2007).

O estudo do comportamento do vento ao passar por um aerogerador para os modelos de Jensen e Werle, o estudo inicial deu subsídios para a realização de um comparativo entre os modelos, verificando que no proposto por Jensen, os parâmetros de rugosidade do terreno e a altura do aerogerador, são os principais fatores que influenciam na produção. No modelo de Werle a constante absoluta é o principal fator que influencia na produção.

A formulação do modelo de esteira de Jensen nessa análise tem a vantagem em relação ao modelo de esteira Werle, considerando a rugosidade do terreno e altura do rotor no cálculo da produção, sendo os dois parâmetros de fácil obtenção e de grande impacto na produção de energia e otimização do parque, pois tem influência direta na expansão, diâmetro e velocidade do vento no interior da esteira.

A análise inicial serviu de alicerce para a implementação do código CPMW no software MATLAB, que calcula a produção de um parque eólico considerando o efeito esteira. O cálculo da produção foi executado com a finalidade de realizar o comparativo entre a produção dos modelos.

Os resultados encontrados na otimização com a utilização do código CPMW para o cálculo de produção e eficiência de um parque eólico foram comparados com os dois modelos de esteiras utilizando 26, 30 e 32 turbinas. Na validação do comparativo foram utilizados os resultados de layout dos trabalhos de Farias et al. (2013), Marmidis (2007), Grady et al. (2005) e Mosetti et al., (1994).

Nos testes realizados a respeito do efeito esteira foi verificado que a utilização do código no software MATLAB integrado com o software ModeFRONTIER é uma boa alternativa para estimar o layout e a produção de energia em um parque eólico. Os resultados encontrados serviram para a validação da metodologia adotada a partir de um comparativo com os fornecidos por outros trabalhos já validados.

O estudo mostrou que a otimização gera um ganho expressivo de produtividade de energia, além da importância e a complexidade da configuração da posição de aerogeradores em um parque eólico. No projeto de aerogeradores e layout de parques eólicos, é imprescindível o estudo e análise do comportamento do vento e a sua modelagem matemática, para ser realizado um melhor planejamento, visando uma maior extração da energia disponível e minimização dos gastos.

SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS:

O estudo do efeito esteira para disponibilização de aerogeradores é uma área de pesquisa com grande importância e expansão.

Como se pode observar, ao longo deste trabalho, existem vários tópicos importantes, cujo estudo deve ser aprofundado. Dentre esses, pode-se enumerar como continuação natural desta dissertação, os seguintes tópicos:

Aperfeiçoar o código CPMW para diferentes direções de vento;

Utilização de outros algoritmos para otimização de parques eólicos;

Utilização de outras modelagens matemáticas para descrever estudo de efeito esteira;

Ampliar o modelo de Werle.

7. BIBLIOGRAFIA

- Ainslie, J. F.; Calculating the Flowfield in the Wake of Wind Turbine., In Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 27; 1988.
- ANEEL, 2006. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoGeracaoTipo.asp?tipo=7&ger=Outros&principal=E%C3%B3lica>, acessado em 22 de setembro de 2013.
- BASTOS, E. A.; Otimização de seções retangulares de concreto armado submetidas à flexo-compressão oblíqua utilizando algoritmos genéticos, Rio de Janeiro, RJ.,2004
- BOSKO; ALEKSANDAR.; Otimização da disposição de turbinas em um parque eólico., 2010.
- CARDOSO, E. L.; FONSECA, J. S. O.; Introdução a otimização estrutural teoria, métodos e soluções, DEMEC-UFRGS - Porto Alegre, RS., 2009.
- COUTO, T. G.; FARIAS, B.; DINIZ, A. C. G.C.; MORAIS, M. V. G.; Optimization of Wind Farm Layout Using Genetic Algorithm., Orlando, Florida, USA, 2013. 10th World Congress on Structural and Multidisciplinary Optimization.
- CRESESB.; Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/content.php?cid=231.>, Acesso em 18 de janeiro de 2014.
- ELKINTON; MANWELL.; Otimização do Layout de um Parque Eólico Offshore como um Desafio Significativo de Engenharia, 2011.
- EISENMANN, G. G.; Um Modelo Matemático de Otimização para Geração de Energia Elétrica a Partir de Correntes Hidrodinâmicas., Rio de Janeiro, 2013.
- EPE, 2013. Disponível em:https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2013_Web.pdf, acessado em 24 de setembro de 2013.
- EWC.; Disponíveis em: <http://evolucaoalp.wordpress.com/category/evolucao-da-ciencia/> acesso em 10 de março de 2014.
- FARIAS, B. E.; COUTO,T.G.; Posicionamento de Aerogeradores em Parque Eólico Utilizando Algoritmo Genético., Brasília, 2013.

- GRADY, S. A.; HUSSAINI, M. Y.; ABDULLAH, M.M.; Placement of Wind Turbines Using Genetic Algorithms., Em: Renewable Energy 30, 2005.
- GONZALEZ, J. S.; RODRIGUEZ, A. G.G.; MORA, J, C.; SANTOS J, R.; PAYAN, M. B.; Optimization of wind farm turbines layout using an evolutive algorithm., Sevilla, Spain, 2010; Em: Renewable Energy 35.
- GONZÁLEZ-LONGATT, F.; WAL,P.; TERZIJA,V.; Wake effect in Wind Farm Performance: Steady-state and behavior., Em: Renewable Energy 39, 2012.
- HORN, D. A.; Análise Numérica da Esteira Aerodinâmica Formada por uma Turbina Eólica com Dimensionamento Ótimo de Betz., Porto Alegre, 2010.
- JENSEN, N.O.; A Note on Wind Generator Interaction., 1983.
- JORNAL DA ENERGIA, 2014. Disponível www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=17622&id_tipo=3&id_secao=9, acesso em 17 de agosto de 2014.
- MOSETTI, G.; POLONI, C.; DIVIACCO, B.; Optimization of Wind Turbine Positioning in Large Windfarms by Means of a Genetic Algorithm., In: Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 51, 1994.
- MALAQUIAS, N. G. L.; Uso dos algoritmos genéticos para otimização de rotas de distribuição., Uberlândia, 2006.
- MOSKALENKO, N., RUDION, K., ORTHS, A., Study of Wake Effects for Offshore Wind Farm Planning., 2010.
- MITTAL, A.; Optimization of the Layout of Large Wind Farms Usinga Genetic Algorithm., 2010.
- MARMIDIS, G.; LAZAROU, S.; PYRGIOTI, E.; Optimal placement of wind turbines in a wind park using Monte Carlo simulation., University of Patras, Patras, Greece, 2007.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME, 2012., Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa.; Acesso em 08/03/2014, Disponível em: <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa>.
- PETRY, A. P.; MATTUELLA, J. M. L.; Análise do Potencial Eólico e Estimativa da Geração de Energia Empregando o Software Livre ALWIN., Porto Alegre, 2007.
- PINTO, M.; Livro: Fundamentos de Energia Eólica., 2013

- SANSIGOLO, C.A.; Distribuições de Probabilidade de Velocidade e Potência do Vento.; São José dos Campos – SP, 2005.
- SILVA, E.C.N.; Apostila: Otimização Aplicada ao Projeto de Sistemas Mecânicos., Escola Politécnica da USP, 2010.
- VILLARREAL, I, C, M.; ESPIRITU, J, F.; Wind turbine placement in a wind farm using a viral based optimization algorithm., El pass- EUA, 2011.
- VITORINO, C. R. S.; Modelagem Dinâmica de Caixa Multiplicadora de Velocidades de Aerogeradores., Brasilia, 2012.
- VENTOS DO SUL, 2014; Acesso em 04/09/2014, Disponível em <http://www.ventosdosulenergia.com.br/highres.php>.
- WENZEL, G. M.; Projeto Aerodinâmico de Pás de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal., Porto Alegre, 2007.
- WERLE, M.J.; A New Analytical Model for Wind Turbine Wakes, Flodesign, Inc., EUA. 2008.
- WENZEL, G. M.; Análise Numérica da Esteira de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal: Estudo Comparativo Com Modelos Analíticos., Porto Alegre, 2010.