



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA  
ENG07053 - TRABALHO DE DIPLOMAÇÃO EM ENGENHARIA  
QUÍMICA



# Estudo da Otimização do Posicionamento de Aerogeradores em Parques Eólicos

*Autor: Eduardo Ribas Nowaczyk*

*Orientador: Nilson Romeu Marcilio*

*Co-Orientadores: Luiz Elody Sobreiro*

*Marcelo Farenzena*

Porto Alegre, julho de 13

## Sumário

Agradecimentos	iii
Resumo	iv
Lista de Figuras	v
Lista de Tabelas	vii
Lista de Símbolos	viii
Lista de Abreviaturas e Siglas	xi
1 Introdução	1
2 Revisão Bibliográfica	3
2.1 Energia Eólica no Mundo	4
2.2 Energia Eólica no Brasil	6
2.3 Aerogeradores	8
2.4 Estudos realizados sobre a energia gerada em um parque eólico	12
3 Materiais e Métodos	16
3.1 Formulação Teórica	16
3.1.1 Cálculo da Potência Total sem o Efeito de Esteira	18
3.1.2 Cálculo da Potência Total com o Efeito de Esteira	19
4 Formulação Matemática	22
5 Resultados	26
6 Conclusões e Trabalhos Futuros	33
7 Referências	34
Apêndice A	36
Apêndice B	38

## **Agradecimentos**

Aos meus pais, Fábio e Cristiane, pelo apoio e carinho durante todos os anos, além da formação de caráter e educação.

A minha família, em especial as minhas avós, Teresa e Nahyr, pelo grande carinho, apoio e incentivo em todos os instantes, tanto em assuntos acadêmicos como do cotidiano.

Aos meus amigos, pela presença ao meu lado sempre que preciso, pelos momentos de alegria e companheirismo.

Aos meus colegas, formandos ou não, pelos estudos e dedicação durante todos esses anos, compartilhando conhecimentos e momentos alegres.

Ao orientador desse trabalho, Nilson, pelo conhecimento transmitido durante a vida acadêmica e orientação nos momentos de dúvidas e definições.

Ao co-orientador desse trabalho, Luiz Elody, pelo conhecimento transmitido durante a vida acadêmica, ensinamentos e prestatividade para comigo e este trabalho.

Ao co-orientador desse trabalho e homenageado dos formandos, Marcelo Farenzena, pelo conhecimento, ensinamentos paciência e auxílio nas tarefas diárias para este trabalho e nas disciplinas acadêmicas.

Ao professor paraninfo dos formandos, Pedro, pelo auxílio na formatação inicial da modelagem deste trabalho, além, é claro, dos ensinamentos transmitidos durante o período acadêmico.

À empresa Ventos do Atlântico S.A. pela colaboração quanto aos dados medidos e utilizados neste trabalho.

Ao DEQUI, a todos os professores e à UFRGS, pelo ensino e condições de excelência que proporcionaram a necessária estrutura para a minha formação.

## Resumo

Este trabalho tem como objetivo gerar uma ferramenta de fácil utilização e rápida solução para a otimização do posicionamento de aerogeradores em parques eólicos. Os dados utilizados foram obtidos a partir das medições realizadas na cidade de São José do Norte, no Rio Grande do Sul, Brasil, a partir da empresa Ventos do Atlântico S.A.. Para análise e otimização foram utilizados os softwares Microsoft Excel e MATLAB. Neste, programou-se uma modelagem simplificada para um parque eólico hipotético 100x10 buscando um posicionamento parcial a partir do cálculo da potência total gerada pelo parque. Após, foram realizados tipos de otimização desta alocação sendo um deles via implementação matemática de algoritmos genéticos, e o outro uma formulação baseada na tentativa e erro. As restrições necessárias para a realização do trabalho não interferiram no funcionamento do software e o resultado nos remete a uma alternativa econômica mais viável que programas especializados, além de uma maior facilidade propiciada pelo já difundido conhecimento do software MATLAB.

## Lista de Figuras

<b>Figura 2.1:</b> Variação da camada limite de acordo com a altura. Fonte: Custódio (2009) .....	3
<b>Figura 2.2:</b> Distribuição global da capacidade energética total instalada. Fonte: GWEC (2012).....	5
<b>Figura 2.3:</b> Distribuição global da capacidade energética instalada apenas em 2012. Fonte: GWEC (2012).....	6
<b>Figura 2.4:</b> Potencial Eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7 m/s no ano de 2001. Fonte: CRESESB (2001). .....	7
<b>Figura 2.5:</b> Exemplos de turbinas eólicas de eixo vertical e horizontal. Fonte: PUCRS (2013).....	9
<b>Figura 2.6:</b> Principais constituintes de um aerogerador. Fonte: CRESESB (2006). .....	9
<b>Figura 2.7:</b> Exemplos de turbinas de arraste. Fonte: Custódio (2009).....	11
<b>Figura 2.8:</b> Representação esquemática do fluxo de vento na seção da pá do rotor. Fonte: Custódio (2009).....	11
<b>Figura 2.9:</b> Configuração estrutural do parque eólico de Mosqueiro proposto por Saraiva (2007).....	13
<b>Figura 2.10:</b> Representação esquemática das velocidades em um aerogerador. Fonte: Saraiva (2007). .....	14
<b>Figura 2.11:</b> Turbinas 1 (TE1) e 2 (TE2) e o cone de sombra gerado por 1 em 2. Fonte: Saraiva (2007) .....	15
<b>Figura 2.12:</b> Área varrida pela turbina 1 sobre a turbina 2 - sombreamento parcial. Fonte: Koch et al. (2005).....	15
<b>Figura 3.1:</b> Coordenadas cardeais e subcolaterais da rosa dos ventos considerados para o trabalho.....	17
<b>Figura 3.2:</b> Curva de Potência para a turbina Gamesa G80 via catálogo da empresa.....	18
<b>Figura 3.3:</b> Curva do coeficiente de potência da turbina Gamesa G80 via catálogo da empresa.....	20
<b>Figura 3.4:</b> Velocidade das pás do rotor em relação à velocidade do vento da turbina Gamesa G80 via catálogo da empresa. ....	21
<b>Figura 5.1:</b> Rosa dos ventos relativa à velocidade média anual (em m/s).....	27
<b>Figura 5.2:</b> Rosa dos ventos relativa à frequência média anual (em %). .....	27
<b>Figura 5.3:</b> Disposição dos aerogeradores após implementação da simulação <i>Avaliação da Potência</i> . .....	28
<b>Figura 5.4:</b> Disposição dos aerogeradores após implementação da otimização relacionada a algoritmos genéticos.....	29
<b>Figura 5.5:</b> Disposição dos aerogeradores após implementação da otimização Tentativa e Erro anterior a regeneração dos pontos inadequados.....	30
<b>Figura 5.6:</b> Disposição dos aerogeradores após implementação da otimização Tentativa e Erro posterior à regeneração dos pontos inadequados.....	30
<b>Figura A.1:</b> Layout das considerações iniciais do modelo <i>Avaliação da Potência</i> . .....	36

<b>Figura A.2:</b> Layout da geração do cone de sombra e verificação de possíveis influências.	36
<b>Figura A.3:</b> Layout da verificação dos inconvenientes e cálculo da potência com e sem o efeito de esteira.....	37
<b>Figura B.1:</b> Layout da otimização matemática baseada em algoritmos genéticos.....	38
<b>Figura B.2:</b> Layout da geração dos chutes e plotagem da otimização <i>Tentativa e Erro</i> . ....	38

## Lista de Tabelas

<b>Tabela 2.1:</b> Capacidade eólica mundial regionalmente instalada. ....	5
<b>Tabela 3.1:</b> Valores de $\tan\alpha$ para os diferentes casos de vento incidente. ....	19
<b>Tabela 4.1:</b> Entrada de dados para o modelo via algoritmos genéticos.....	24
<b>Tabela 4.2:</b> Entrada de dados para o modelo <i>Tentativa e Erro</i> .....	25
<b>Tabela 5.1:</b> Valores relativos ao mês de Novembro de 2011. ....	26
<b>Tabela 5.2:</b> Valores médios da velocidade (m/s) ao longo de 1 ano. ....	26
<b>Tabela 5.3:</b> Entrada dos dados para <i>software</i> MATLAB no modelo <i>Avaliação da Potência</i> .....	28
<b>Tabela 5.4:</b> Resultados para a simulação <i>Avaliação da Potência</i> .....	28
<b>Tabela 5.5:</b> Resultados para a simulação <i>Genético</i> .....	29
<b>Tabela 5.6:</b> Resultados para a simulação <i>Tentativa e Erro</i> .....	29
<b>Tabela 5.7:</b> Resultados comparativos da simulação .....	31
<b>Tabela 5.8:</b> Resultados comparativos para diferentes valores de gerações.....	31

## Lista de Símbolos

$F_s$	Força de Sustentação
$F_e$	Força de Empuxo
$F_a$	Força de Arraste
$v$	Velocidade do fluxo de ar
$\alpha$	Ângulo de mudança de direção forçada do fluxo de ar na pá do rotor
$E$	Energia gerada
$P$	Potência da máquina
$FC$	Fator de capacidade
$C_f$	Coefficiente de eficiência
$\Delta t$	Variação do tempo
$j$	Direção do vento
$E_{est}$	Energia resultante do parque considerando as perdas por efeito de esteira
$f_j$	Função densidade de probabilidade
$f_{dir}$	Frequência direcional
$P_e$	Característica elétrica da turbina
$\bar{v}$	Velocidade média do vento
$n$	Número de aerogeradores existentes
$C_{est}$	Coefficiente de esteira
%	Porcentagem
$\rho$	Densidade do ar
$k$	Parâmetro de forma de Weibull sem dimensões
$c$	Parâmetro de escala de Weibull com dimensões de velocidade
$v_0$	Velocidade do vento incidente na turbina
$v_{w0}$	Velocidade do vento atrás da turbina
$r(x)$	Raio do cone de sombra



$r_{rot}$	Raio do rotor (neste caso, tamanho das pás)
$\tan(\alpha)$	Tangente do fator de vértice do cone de sombra
$x$	Distância radial entre a turbina e uma localidade arbitrária
$v_w(x)$	Velocidade incidente em uma turbina dentro do cone de sombra
$d1$	Distância transversal entre o centro do cone de sombra e a intersecção deste com a turbina atrás localizada
$d$	Distância transversal entre o centro das turbinas
$z$	Altura entre o centro do cone de sombra e a intersecção deste com a turbina atrás localizada
$\cos^{-1}$	Arco cosseno
$E_{tot\_est}$	Energia resultante do parque considerando todas as direções do vento e as perdas por efeito de esteira
$E_{tot}$	Energia total anual produzida pelo parque sem considerar o efeito de esteira
$Cp_{teo}$	Coeficiente de potência teórico
$P_{mec\_teo}$	Potência mecânica teórica
$P_0$	Potência total disponível no vento
$Cp$	Coeficiente de potência da turbina
$Cp_{opt}$	Coeficiente de potência ótimo
$Cp_{max}$	Coeficiente de potência máximo
$\lambda$	<i>Tip Speed Ratio</i> (velocidade na extremidade da pá)
$\omega_t$	Velocidade angular da pá do rotor
$poptot$	População total
$Pot_{tot\_ano}$	Potência total sem considerar o efeito de esteira em um ano
$Pot_{est\_ano}$	Potência total considerando o efeito de esteira em um ano
$Pot_{est}$	Potência total considerando o efeito de esteira
$Pot_{tot}$	Potência total sem considerar o efeito de esteira
$Pt$	Potência de um aerogerador sem considerar o efeito de esteira
$Pte$	Potência de um aerogerador considerando o efeito de esteira

$v_{on}$	Velocidade de cut-in
$v_{off}$	Velocidade de cut-off

---

## **Lista de Abreviaturas e Siglas**

BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CRESESB	Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
CTA	Centro Técnico Aeroespacial
ELETRONBRAS	Centrais Elétricas Brasileiras
GWEC	Global Wind Energy Council
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica



## 1 Introdução

Com o crescente aumento da preocupação mundial com poluentes gerados devido às fontes tradicionais (fósseis) de energia, há um número cada vez maior de países investindo em fontes de energia renováveis. Em países desenvolvidos se espera que a implementação de tecnologias limpas ocorra de forma significativa nos próximos anos.

Ademais, os países mais adiantados projetam, em alguns anos, a alteração de suas matrizes energéticas para as fontes não poluidoras. É visível que em algumas décadas não mais poderá se abordar acerca de energia sem considerar fortemente àquelas ditas limpas.

Os investimentos crescentes na busca de uma matriz energética mais limpa são evidenciados na edição de 2011 do relatório mundial de energia eólica que traz um acréscimo de mais de 200 bilhões de dólares de investimento global entre os anos de 2004 e 2011. Um modelo dessa realidade é a Europa que, apesar de todos os recursos que detém, cada vez mais investe em obtenção de energia limpa, mesmo que esta tenha de ser fora de seus limites terrestres, como, por exemplo, os parques eólicos em alto-mar.

O Brasil, por sua vez, devido, principalmente, a sua vasta área, detém grande privilégio neste quesito, uma vez que grande parte de sua matriz energética provém de hidrelétricas. Graças a ela, no entanto, é considerada tardia a chegada das demais matrizes renováveis como a energia solar e a energia eólica. Todavia, a crescente dificuldade no licenciamento ambiental e a vasta área atingida pelas hidrelétricas tem tornado atrativas as demais fontes renováveis.

A energia eólica, foco nos planos imediatos e de longo prazo para obtenção de energia, tem se tornada atrativa devido a vários motivos. Dentre eles, os principais são a segurança na aquisição energética, além de raros incidentes relacionados a tragédias como quedas de pás, por exemplo, e a possibilidade de contorno quanto aos impactos ambientais por ela gerada, sendo esses basicamente o visual e o sonoro. Ademais, é extremamente comum a coexistência de parques eólicos e fazendas, de modo apenas a limitar a área do entorno da torre para um acesso restrito.

Apesar do impulso nacional brasileiro a partir da década de 70, e mesmo o salto mundial desde o fim da Segunda Guerra Mundial, ainda há um grande estudo a ser realizado quanto ao aproveitamento pleno dos parques eólicos. Em outras palavras, busca-se, cada vez mais, tecnologia capaz de aperfeiçoar a transformação da potência dos ventos em energia mecânica e esta, por sua vez, em elétrica. Desde a década de 90, quando houve grande evolução nos tipos e modelos de aerogeradores, observou-se que o maior tamanho das pás também trazia dificuldades quanto a sua montagem e/ou transporte, uma vez que, em geral, estes locais não são de acessibilidade facilitada.

Assim sendo, verificou-se a partir de 2000 um crescente avanço em estudos de modo a otimizar o rendimento desta transformação de energias (Koch, 2005; Saraiva, 2007, Petry e Mattuela, 2007). Desde rotação diferenciada das pás à pequena movimentação angular da torre como um todo já foram propostas por pesquisadores. Entretanto, em geral, o custo de implementação, principalmente em um ambiente já construído, é alto, mesmo que os resultados se mostrem satisfatórios em longo prazo.

Outra abordagem, mais recente, pode ser feita de modo a buscar o melhor modelo para o parque sem precisar de sua montagem prévia. Graças à considerável procura por essa fonte de energia que, hoje, é a mais destacada entre as renováveis, e utilizando softwares comerciais para a otimização e projeto de parques eólicos, observou-se que otimizar todo o parque antes de sua construção pode trazer significativas mudanças em termos de rendimento individual e coletivo das turbinas. É fácil perceber que quanto maior o aproveitamento delas, maior será a obtenção de energia e, por conseguinte, maior o ganho. Entretanto, o acesso a estes programas especializados por vezes pode ser extremamente custoso.

É nesse contexto que esse trabalho se insere. Utilizando um software de fácil entendimento e implementação, o MATLAB, busca-se uma implementação simples, porém significativa, de uma otimização do posicionamento das torres em um parque eólico hipotético, mas com base em dados reais.

Assim, este estudo se dividiu em uma revisão bibliográfica abordando o histórico da energia eólica, nacional e internacional, uma breve explicação acerca de aerogeradores e uma rápida abordagem sobre a aplicação de técnicas de otimização na análise de viabilidade de parques eólicos. Posteriormente, explica-se toda a formulação do problema considerando os casos de possuir ou não perdas energéticas e evidencia-se toda a transferência da teoria para o software. Enfim, mostram-se os resultados obtidos, bem como se traça um rumo para os futuros estudos neste âmbito.

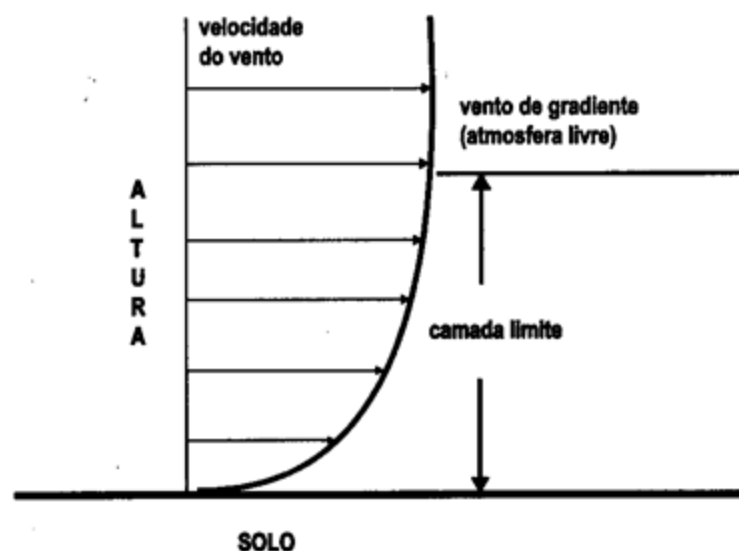
## 2 Revisão Bibliográfica

O vento é o ar em movimento, sendo este provocado pelo aquecimento desigual da terra (Custódio, 2009). A radiação solar incidente aquece o planeta de forma desigual, principalmente a baixas altitudes, gerando diferenças de densidade do ar. O aquecimento gera menor densidade do fluído que ascende formando uma zona de baixa pressão denominada de ciclone. Os locais de alta pressão, ou seja, com menor aquecimento, são denominadas de zonas de alta pressão ou anticiclone. O ar se desloca, então, das zonas de alta pressão para as de baixa pressão, retornando por regiões mais altas da atmosfera formando células de circulação (Vergara, 2005).

A energia eólica é a energia cinética do ar em movimento (Custódio, 2009). Esta é uma das fontes mais limpas, é renovável, sendo inesgotável a geração de energia elétrica e de riquezas, nos países que a utilizam (Petry e Mattuella, 2007). Além disso, é uma das tipos de energia renovável mais utilizada e de mais rápida expansão no mundo (Gavronski, 2007). O uso da energia eólica está associado a uma avaliação e estudo detalhado do local. Deste conjunto, destacam-se o terreno, o espaço disponível, a velocidade do vento e a altura de captação (Custódio, 2009).

O atrito do ar com a superfície terrestre resulta em uma força horizontal sobre o movimento eólico produzindo um retardo do fluxo nas proximidades do solo. Esta força decresce com o aumento da altura até tornar-se desprezível. Esta altura, denominada de camada limite, é onde há o balanço de forças sem atrito e se estabelece o fluxo de ar com a velocidade do vento de gradiente ao longo das isóbaras. A atmosfera acima da camada limite é denominada de atmosfera livre e possui o comportamento do vento apropriado para o projeto de turbinas eólicas (Custódio, 2009).

A Figura 2.1 ilustra o comportamento da camada limite de acordo com a altura.



**Figura 2.1:** Variação da camada limite de acordo com a altura.  
Fonte: Custódio (2009)

## 2.1 Energia Eólica no Mundo

O uso inicial da energia dos ventos teve seu início há 5000 anos quando os egípcios a utilizaram para movimentação de seus barcos a vela (Bandeira Junior, 2010). Com a evolução da agricultura, buscaram-se tecnologias que trouxessem suporte para a produção e beneficiamento dos alimentos que, inicialmente, utilizavam esforços humanos ou animais (Salino, 2011). Assim, supõe-se que, por volta do ano 1700 a.C., moinhos de vento foram usados na irrigação de plantações nas planícies mesopotâmicas. Todavia, a primeira máquina com registro confiável foi um moinho de eixo vertical datado de 644 d.C. (Ludwig, 2011).

Esta tecnologia, no entanto, chegou à Europa apenas em meados do século XI, durante as Cruzadas, sendo posteriormente muito utilizada por navegadores e para drenagem de terras (Bandeira Junior, 2010). Um exemplo deste cenário é o grande desenvolvimento na Europa, durante o século XV, possibilitando a existência de mais de 200.000 moinhos nesta região (Ludwig, 2011).

A utilização da energia eólica para geração de energia elétrica iniciou-se apenas no começo do século XIX, sendo que apenas em 1888 foi erguido por Charles F. Brush, em Cleveland (EUA), o primeiro cata-vento com esta finalidade. Mas, foi durante a Segunda Guerra Mundial (1939-1945) que houve o real desenvolvimento dos aerogeradores de médio e grande porte. Apesar disso, ao final da guerra, a tecnologia eólica ainda não era economicamente competitiva com os combustíveis fósseis e usinas hidrelétricas (Salino, 2011).

Foi na década de 70, com a crise mundial do petróleo e a conseguinte crise energética, o foco das autoridades mundiais voltou-se à procura de fontes alternativas de energia (Ludwig, 2011). O intenso esforço dos países gerou grande evolução do uso da energia eólica a fim de se obter energia elétrica, reduzindo o custo e aumentando a faixa operacional. Ao final dos anos 70, o resultado deste crescimento via-se na extração de 35% a 40% da energia contida nos ventos (Bandeira Junior, 2010).

Na década seguinte, países como Alemanha, Estados Unidos, França, Inglaterra e Dinamarca realizaram diversas pesquisas em aerogeradores (Salino, 2011). No início dos anos 80, as primeiras turbinas eólicas comerciais instaladas tinham rotor entre 10 e 20 metros de diâmetro e potência de 50 a 100 kW (Ludwig, 2011). Ao final desta década, os diâmetros já chegavam aos 25 metros com capacidade instalada de 200 kW (Bandeira Junior, 2010).

A partir da década de 90, as companhias elétricas e inúmeras pesquisas têm focado no aumento da capacidade elétrica instalada, levando à evolução dos tipos e modelos de turbinas no mercado (Salino, 2011). Atualmente, as turbinas eólicas são as maiores máquinas rotacionais do planeta, com pás que chegam a 110 metros de diâmetro (Ludwig, 2011).

Em 2012, segundo o Conselho Global de Energia Eólica (GWEC, 2012), foram instalados 44,7 GW em todo o mundo, totalizando uma capacidade mundial instalada de 282,5 GW. A exploração offshore, ou seja, parques eólicos instalados no mar, total mundial em 2012 chegou a 5,4 GW, um aumento de 1,3 GW em comparação ao final do ano de 2011 (GWEC, 2012).



A China tem se destacado nos últimos 5 anos como principal motor do crescimento global da energia eólica, representando, ao final de 2012, 30% da quantidade global instalada. Além disso, observa-se que apesar de ainda não poder compensar os mercados tradicionais (Europa, Estados Unidos e China), Brasil, Índia, Canadá e México são vistos como investimentos dinâmicos e potenciais, refletindo seus graduais índices de crescimento (GWEC, 2012).

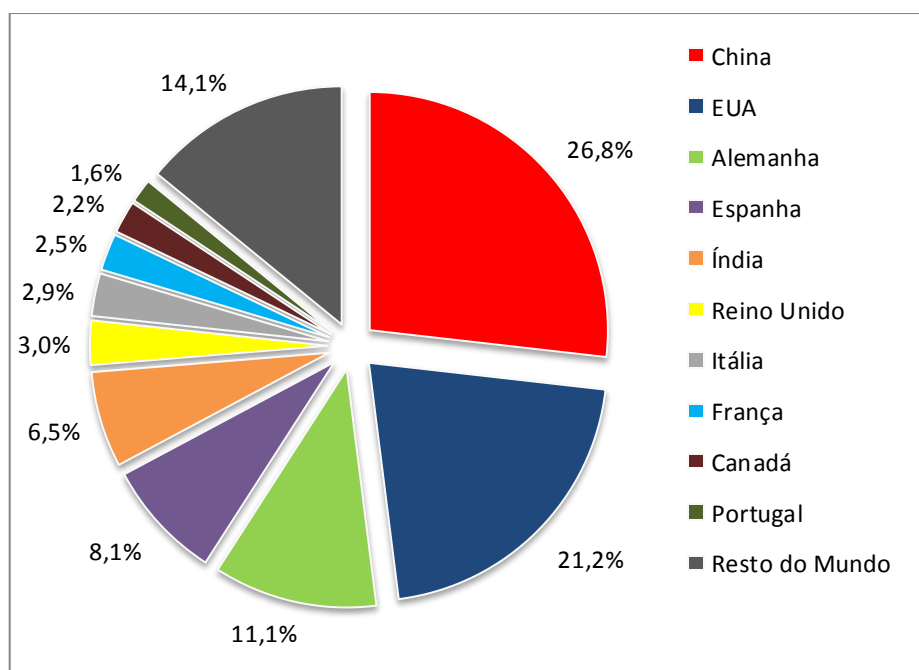
A distribuição regional referente à capacidade eólica instalada ao final dos anos de 2011 e 2012, assim como a quantidade instalada no ano de 2012 são mostradas na Tabela 2.1.

**Tabela 2.1:** Capacidade eólica mundial regionalmente instalada.

Região	Total em 2011 (GW)	Instalado em 2012 (GW)	Total em 2012 (GW)
África e Oriente Médio	1,033	0,102	1,135
América Latina e Caribe	2,280	1,225	3,505
América do Norte	52,763	14,860	67,576
Ásia	82,070	15,750	97,810
Europa	97,028	12,416	109,237
Região do Pacífico	2,861	0,358	3,219

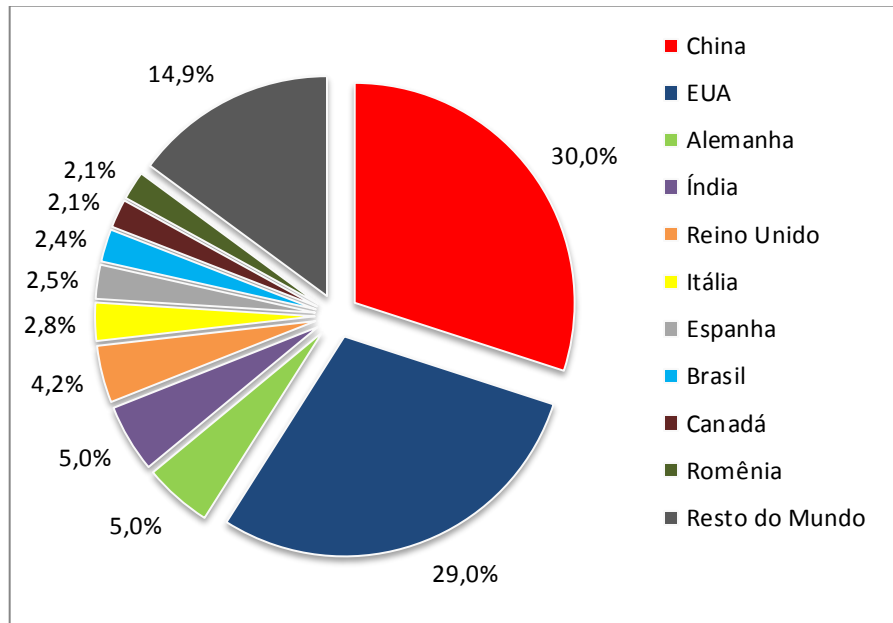
Fonte: GWEC (2012)

A distribuição global da capacidade instalada é mostrada na Figura 2.2, enquanto a porcentagem de instalações em 2012 pelo globo é mostrada na Figura 2.3.



**Figura 2.2:** Distribuição global da capacidade energética total instalada.

Fonte: GWEC (2012)



**Figura 2.3:** Distribuição global da capacidade energética instalada apenas em 2012.  
Fonte: GWEC (2012).

## 2.2 Energia Eólica no Brasil

Os primeiros relatos da utilização da energia eólica no Brasil remetem ao final do século XIX, nos sistemas de bombeamento de água isolado e de pequena escala com a utilização de moinhos de vento do tipo leque (Marques, 2004).

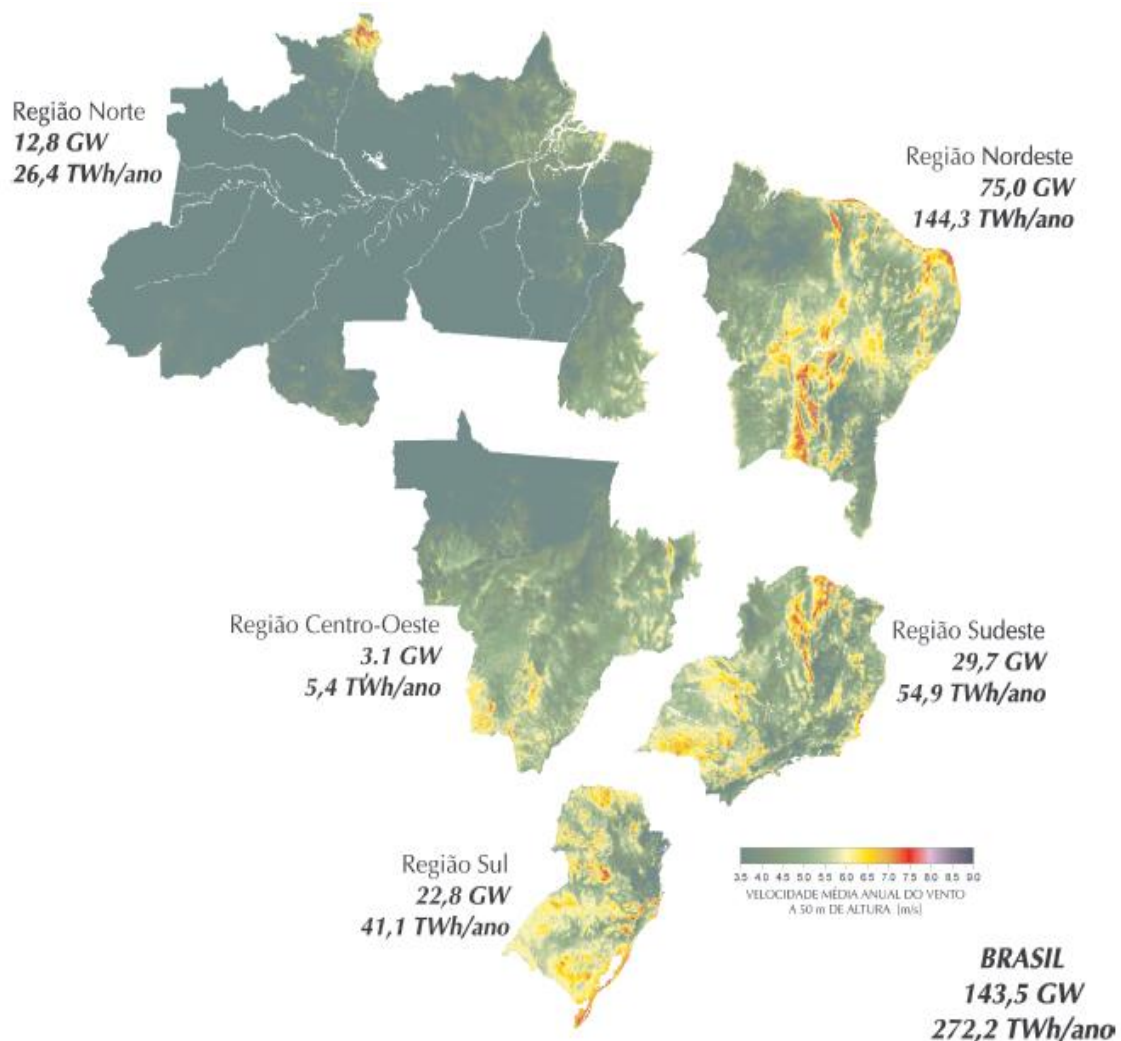
Mediante a crise mundial do petróleo e incentivo à procura de novas fontes de energia, algumas universidades e instituições de pesquisa voltaram-se ao desenvolvimento de moinhos de vento e turbinas eólicas de pequeno porte (Marques, 2004). Dentre os primeiros estudos no país, destacam-se os iniciados em 1976 nos laboratórios do Centro Técnico Aeroespacial (CTA). Em 1979 foi construído o primeiro gerador de 5 kW e 8 metros de diâmetro. Até 1983, foram construídos ao todo 15 protótipos, porém as atividades do CTA foram encerradas por motivos de diretrizes internas (Carvalho, 2003).

Segundo Carvalho (2003), em Novembro de 1984, firmou-se um convênio entre as Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRAS) e a Fundação Padre Leonel França (ligada à PUC-RJ) com a finalidade da elaboração do Atlas do Potencial Eólico Nacional. Este primeiro esforço na viabilidade do uso da energia eólica no Brasil foi feito regionalmente, obtendo-se uma síntese para todo o país.

Durante a década de 1990, ocorreram encontros visando à discussão sobre o rumo da energia eólica no país. Após o “I Encontro para Definição de Diretrizes para o Desenvolvimento de Energias Solar e Eólica no Brasil”, realizado em Belo Horizonte em 1994, verificou-se a necessidade de formação de um centro de referência de energia solar e eólica no Brasil. Assim, em 1995, o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito iniciava suas atividades. Os demais encontros, em 1995 e em 1996, tiveram como foco a apresentação do Plano Nacional de Ação para o Desenvolvimento de Energia Renováveis (Carvalho, 2003).

No início da década de 2000, começaram a surgir os primeiros mapas eólicos regionais do Brasil. Assim, em 2001, foi lançado o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro cujo principal objetivo era fornecer informações para capacitar tomadores de decisão na identificação de áreas adequadas para o aproveitamento eólico no país (Carvalho, 2003). Este atlas se tornou possível graças a um estudo realizado via amostragens significativas dos regimes eólicos e variáveis meteorológicas entre o período de 1983 e 1999, além de um sistema de modelamento numérico dos ventos de superfície (Oliveira, 2011).

A Figura 2.4 apresenta os resultados do estudo em termos de velocidade média anual a 50 metros de altura para todas as regiões brasileiras. Além disso, também apresenta o potencial eólico estimado para ventos com intensidade igual ou superior a 7 m/s.



**Figura 2.4:** Potencial Eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7 m/s no ano de 2001.

Fonte: CRESESB (2001).

Segundo Silva (2006), o incentivo à viabilidade do aproveitamento do elevado potencial eólico brasileiro foi aumentado devido ao endurecimento da crise no abastecimento energético nacional. Este fato, aliado aos apelos ambientais, levou o Governo Federal a agir institucionalmente de modo a encorajar o uso de tecnologias renováveis. O crescente destaque do aproveitamento dos ventos denotou a necessidade de uma política de restrições e incentivos para impulsionar tal mercado.

A Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002 criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) (Carvalho, 2003). Os objetivos deste programa são a promoção e diversificação da Matriz Energética Brasileira, buscando alternativas para aumentar a segurança no abastecimento de energia elétrica. Além disso, permitir a valorização das características e potencialidades regionais e locais e desenvolver a tecnologia para exploração dos novos recursos (Oliveira, 2011). Resumidamente, o programa foi baseado em um sistema de tarifas de aquisição, destinadas a atrair investimentos em eólica, biomassa e pequenas hidrelétricas (GWEC, 2011).

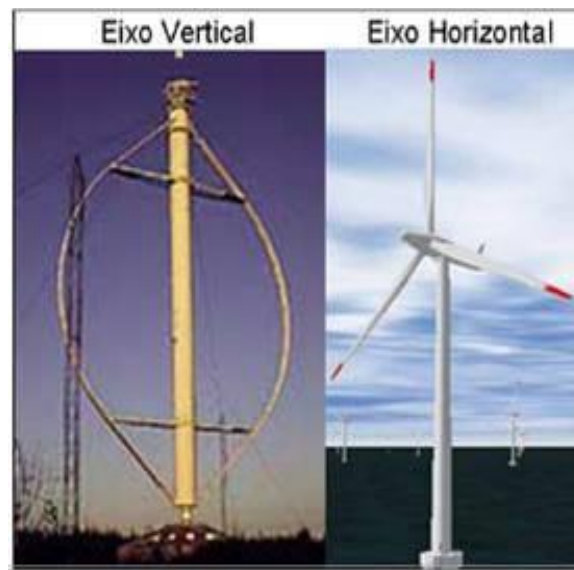
O primeiro leilão de energia eólica no Brasil foi realizado em 14 de Dezembro de 2009 quando 1.805 MW foram adicionados à quantidade contratada pelo PROINFA. Com ele, marcou-se o início de uma nova etapa do desenvolvimento da energia eólica no país. Além disso, novas políticas de financiamento foram introduzidas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), dando um impulso para o programa, bem como para a nova dinâmica criada pelos leilões de energia eólica que foram realizadas em 2009, 2010 e 2011 (GWEC, 2011).

Em 2011, o mercado eólico adicionou 582 MW, evoluindo a capacidade instalada acumulada para 1.509 MW. Isto representou um aumento de 63% na capacidade instalada, além de um crescimento de 56% em termos de mercado de energia. Em Agosto de 2012, o Brasil atingiu o marco de 2 GW, além de deter mais de 7 GW em projeto a ser concluído até 2016. Projeções do governo atual remetem um aumento de 16 GW instalados no país até o fim de 2021 (GWEC, 2012).

### **2.3 Aerogeradores**

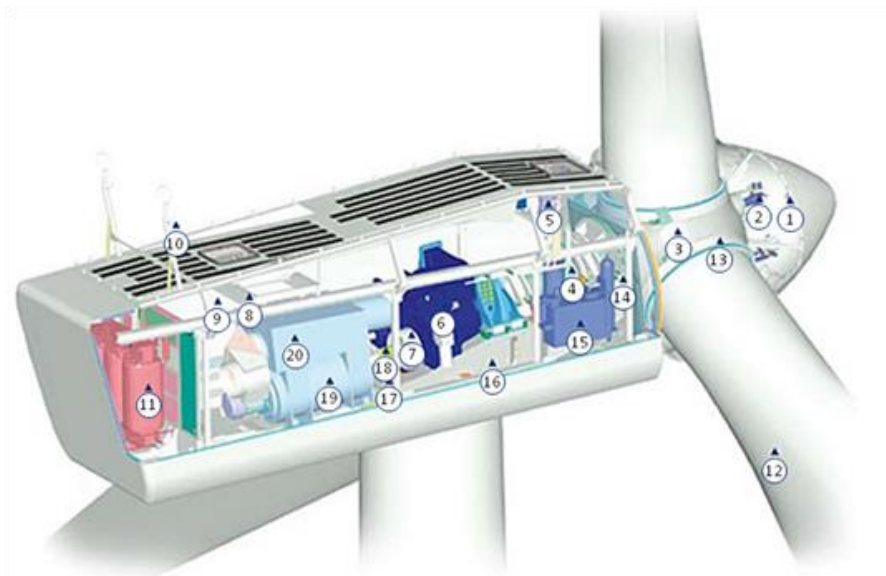
A produção da energia elétrica a partir da força eólica baseia-se na transformação da energia cinética dos ventos em energia mecânica e em seguida esta é transformada em elétrica. Os ventos impulsionam a hélice que, por sua vez, faz girar o rotor (Koto, 2009). A caixa multiplicadora transmite esta energia mecânica até o gerador, que é responsável pela conversão para a energia elétrica (Bandeira Junior, 2010). Assim sendo, segundo Krummenauer (2009), aerogeradores são máquinas desenhadas para realizar esta transformação.

Segundo Custódio (2009), as turbinas eólicas podem ser construídas com o eixo horizontal ou vertical. As horizontais precisam se manter perpendiculares à direção do vento para máxima captação de energia. Já as verticais não necessitam de mecanismos direcionais, além de deter a vantagem do gerador e da transmissão ficarem no solo. Exemplos de cada tipo de turbina eólica estão mostrados na Figura 2.5.



**Figura 2.5:** Exemplos de turbinas eólicas de eixo vertical e horizontal.  
Fonte: PUCRS (2013).

Os principais constituintes das turbinas mais utilizadas em instalações de produção de energia elétrica, de eixo horizontal (Custódio, 2009), estão mostrados na Figura 2.6.



- |                                       |  |
|---------------------------------------|--|
| 1 – Controlador de Cubo               | 11 – Transformador de alta tensão        |
| 2 – Controle <i>pitch</i>             | 12 – Pás                                 |
| 3 – Fixação das pás no cubo           | 13 – Rolamento das pás                   |
| 4 – Eixo principal                    | 14 – Sistema de trava do rotor           |
| 5 – Aquecedor de óleo                 | 15 – Sistema hidráulico                  |
| 6 – Caixa multiplicadora              | 16 – Plataforma da nacele                |
| 7 – Sistema de freios                 | 17 – Motores de posicionamento da nacele |
| 8 – Plataforma de serviços            | 18 – Luva de acoplamento                 |
| 9 – Controladores e Inversores        | 19 – Gerador                             |
| 10 – Sensores de direção e velocidade | 20 – Aquecimento de ar                   |

**Figura 2.6:** Principais constituintes de um aerogerador.  
Fonte: CRESESB (2006).

Segundo o CRESESB (2006), pode-se decompor o aerogerador nos seguintes subconjuntos:

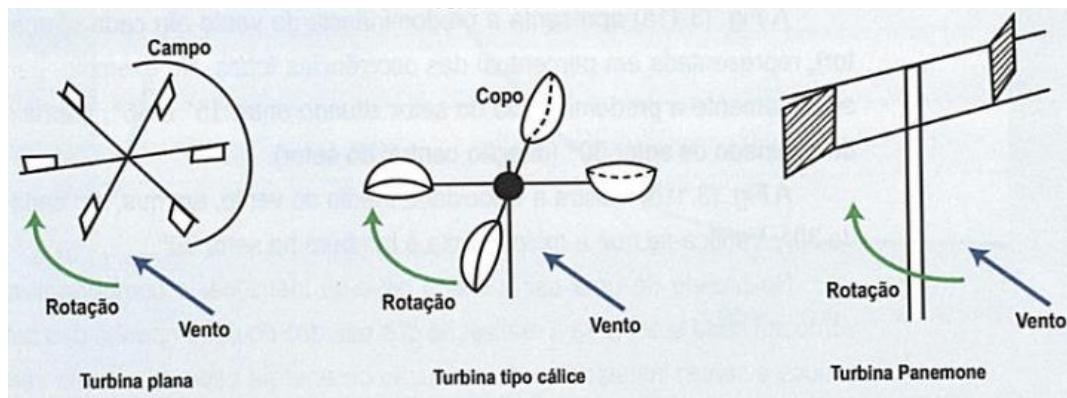
- Rotor: onde são fixadas as pás (hélice) da turbina. O conjunto é conectado a um eixo que transmite a rotação da hélice para o gerador, em geral via uma caixa multiplicadora. É o componente que transforma a energia cinética dos ventos em energia mecânica de rotação.
- Nacele: compartimento que abriga todo o mecanismo do gerador, instalado no alto da torre. Pode incluir os seguintes componentes: caixa multiplicadora, freios, embreagem, mancais, controle eletrônico, sistema hidráulico, entre outros.
- Torre: item estrutural de grande porte que sustenta o rotor e a nacele na altura adequada ao funcionamento da turbina eólica. Representa grande custo inicial e, em geral, são fabricadas de metal ou concreto. As torres de aerogeradores de pequeno porte são estaiadas, sustentadas por cabos tensores. Já as torres de médio e grande porte são auto-portantes.

Alguns modelos de aerogeradores apresentam mais de um gerador, de diferente potência. O gerador de maior potência é projetado para operação à potência nominal do aerogerador a partir de uma determinada velocidade do vento. O segundo gerador, de menor potência, é usado para iniciar o processo, a uma velocidade eólica menor. O limitador da ação deste é quando o vento chega à rapidez determinada para início da operação do gerador de maior potência (Krummenauer, 2009).

A energia elétrica produzida deve ser padronizada com a da rede a qual será interligada. Além disso, há a necessidade de um transformador que eleve a tensão de geração até a indicada para a conexão. Este pode ser instalado na torre preso a uma altura intermediária, no chão, ou nas proximidades do aerogerador (Krummenauer, 2009).

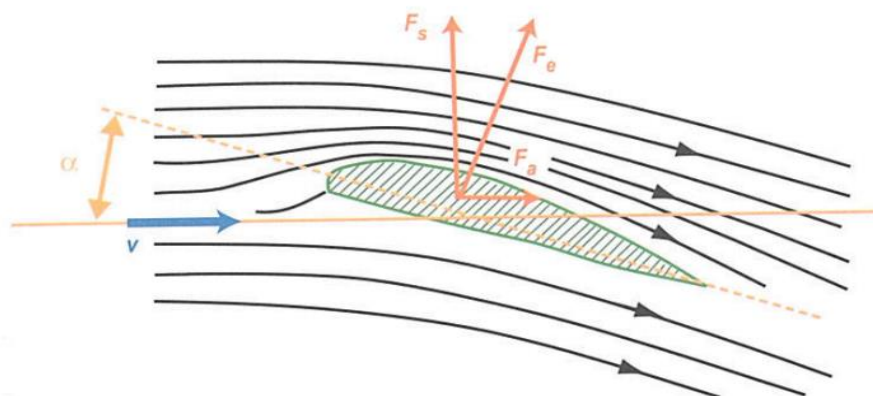
Segundo Marques (2004), a energia disponível para uma turbina eólica é a energia cinética associada a uma coluna de ar que se desloca a uma velocidade uniforme e constante. Todavia, a classificação das turbinas não é feita pela energia, mas pela potência do vento. Esta é convertida no rotor da turbina em potência mecânica via redução da velocidade do vento. As turbinas podem ser movidas via duas forças: arraste ou sustentação.

As turbinas de arraste utilizam a força que atua sobre uma área perpendicular à direção do vento. O desempenho aerodinâmico da turbina é descrito pelo coeficiente de arraste (Marques, 2004). Nestas, a velocidade das pás não pode ser maior que a velocidade eólica, limitando sua eficiência. Geralmente, são usadas para moer grãos e bombear água, devido à baixa rotação e ao alto torque. Apresentam potências por volta de 0,5 kW para um rotor com diâmetro da ordem de 5 m (Custódio, 2009). Exemplos deste tipo de turbinas estão evidenciados na Figura 2.7.



**Figura 2.7:** Exemplos de turbinas de arraste.  
Fonte: Custódio (2009).

As turbinas de sustentação utilizam pás com perfil aerodinâmico, semelhante às asas dos aviões. O fluxo de ar incidente na turbina tem sua direção forçadamente alterada, o que varia a sua velocidade e implica no surgimento de uma força de empuxo (Custódio, 2009). Esta força resultante da interação do vento com o rotor possui uma componente perpendicular à velocidade relativa, além da componente de arraste, denominada de força de sustentação. Geralmente, são usadas para geração de eletricidade, devido à alta rotação e ao baixo torque (Marques, 2004). A Figura 2.8 apresenta uma representação esquemática do fluxo na seção da pá de um rotor de uma turbina de sustentação.



**Figura 2.8:** Representação esquemática do fluxo de vento na seção da pá do rotor.  
Fonte: Custódio (2009).

A Figura 2.8 mostra o surgimento de uma força de empuxo na pá,  $F_e$ , devido à mudança de direção forçada do fluxo de ar na pá, devido ao ângulo  $\alpha$ , variando a sua velocidade. Esta força de empuxo pode ser dividida em duas parcelas. A primeira é a força de sustentação,  $F_s$ , que é responsável pelo sustento aerodinâmico da pá. A segunda parcela é a força de arraste,  $F_a$ , que é provocada pela pressão do vento sobre a superfície da pá, empurrando-a de modo similar às turbinas de arraste (Custódio, 2009).

Segundo Vergara (2005), os materiais mais empregados para a fabricação da hélice das turbinas eólicas são aço, alumínio e materiais compósitos de madeiras, fibra de vidro e fibra de carbono. O material ideal para a hélice deve apresentar uma boa relação de resistência por peso e atender os requisitos de custo e facilidade de fabricação. A hélice deve ser leve o suficiente para minimizar as cargas inerciais e giroscópicas que contribuem para a fadiga do material e atender os requisitos de rigidez e resistência mecânica.

## 2.4 Estudos realizados sobre a energia gerada em um parque eólico

A viabilização econômica e técnica de um empreendimento para geração de energia a partir da energia dos ventos tem como peça fundamental a correta avaliação do potencial eólico da localidade (Petry e Mattuella, 2007). Todavia, é necessária a atenção às perdas de produção devido ao efeito de esteira. Denomina-se efeito de esteira àquele provocado pelo vento de reduzida velocidade e regime turbulento que se forma atrás da turbina eólica (Saraiva, 2007).

O estudo proposto por Petry e Mattuella (2007) envolveu identificação de uma série de dados, via software ALWIN, para aproveitamento da geração eólica em determinada área: a leitura da velocidade do vento por dois anemômetros para desenvolvimento do perfil de velocidades na camada limite atmosférica; o cálculo da velocidade média diária, mensal e anual; utilização da distribuição de Weibull, importante ferramenta estatística. Petry e Mattuella (2007) definem como função objetivo:

$$E = P \cdot FC \cdot Cf \cdot \Delta t \quad (2.1)$$

Na Equação 2.1,  $E$  é a energia gerada,  $P$  corresponde à potência da máquina e  $\Delta t$  é a variação do tempo. O termo  $FC$  é o fator de capacidade, índice que expressa a qualidade de um projeto em termos de potencial eólico, e este varia na razão direta do potencial eólico. Já o termo  $Cf$  é o coeficiente de eficiência da transformação da energia eólica em mecânica e esta em elétrica.

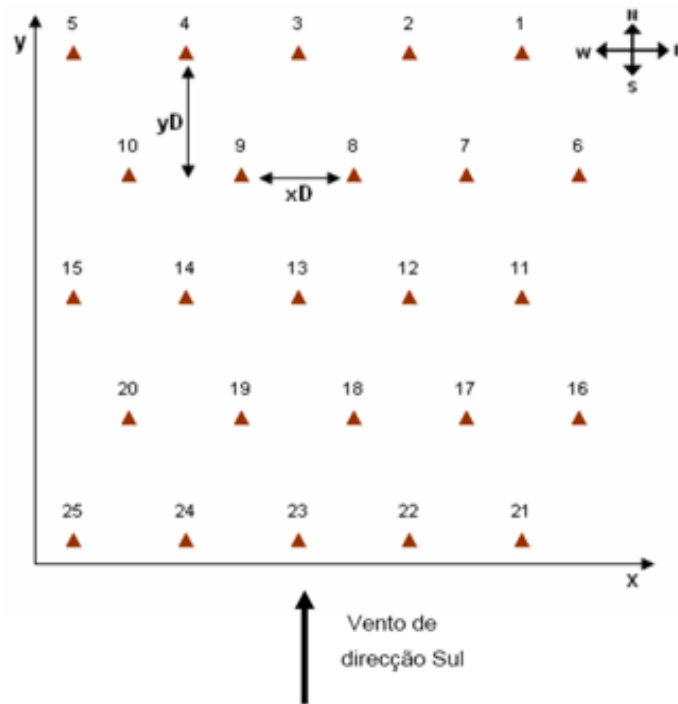
Para Saraiva (2007), a função objetivo deve levar em consideração as perdas pelo efeito de esteira, que impacta diretamente na velocidade incidente do aerogerador traseiro. A equação a ser resolvida é apresentada na Equação 2.2.

$$E_{est\_j} = \{8760 \cdot \sum_{v_0}^{v_{max}} f_j(\bar{v}) \cdot P_e(\bar{v}) \cdot C_{est\_j}(\bar{v})\} \cdot f_{dir\_j} \cdot n \quad (2.2)$$

Na Equação 2.2,  $E_{est\_j}$  é a contribuição para a energia resultante considerando as perdas por efeito de esteira pelo setor  $j$ ,  $f_j$  corresponde à função densidade de probabilidade do setor  $j$ ,  $f_{dir\_j}$  é a frequência da direção do vento segundo o setor  $j$ ,  $P_e(\bar{v})$  é a característica elétrica da turbina eólica e  $n$  é o número de turbinas existentes. O termo  $C_{est\_j}$  é o coeficiente de esteira tendo em conta o ângulo da direção do vento segundo o setor  $j$  e este é definido como sendo a razão entre a potência total considerando o efeito de esteira sobre a potência total sem considerá-la.

Em seu estudo, Saraiva (2007) estabeleceu que mediante o espaçamento calculado, as perdas totais da energia variam entre 5% a 8% em relação à direção predominante do vento. Seu trabalho consistiu na variação horizontal e vertical, via plano cartesiano, das turbinas eólicas, em função da frequência direcional predominante do vento e da velocidade eólica máxima. Saraiva (2007) concluiu que apenas para o caso considerado em função da maior frequência direcional do vento e para o espaçamento de 4 e 7 e 5 e 9 vezes o diâmetro da pá do rotor, respectivamente horizontal e vertical, a porcentagem de perda estava dentro da esperada. A disposição final para o projeto encontra-se na Figura 2.9.





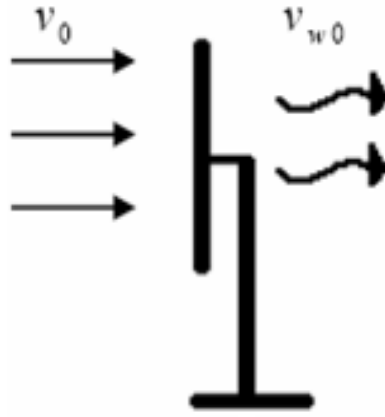
**Figura 2.9:** Configuração estrutural do parque eólico de Mosqueiro proposto por Saraiva (2007).

Tanto Saraiva (2007) quanto Petry e Mattuella (2007) definem como principal ferramenta probabilística para expressar matematicamente a variação do vento para uma localização específica a distribuição probabilística de Weibull. Para Petry e Mattuella (2007), a distribuição de Weibull é uma generalização da distribuição de Rayleigh, usualmente utilizada na previsão da produção nas especificações técnicas fornecidas pelas fabricantes. Todavia, para as séries completas de dados coletados, a indicação técnica é a análise pelo cálculo de Weibull. Esta é uma distribuição contínua que usualmente mais se aproxima à distribuição discreta representada nos histogramas de velocidade, porque tem maior precisão na descrição das circunstâncias do vento.

A função de Weibull leva em conta o desvio padrão dos dados coletados, que é um importante parâmetro estatístico, pois introduz uma informação acerca das incertezas com que podem ocorrer as velocidades previstas a partir dos dados coletados no período (Petry e Mattuella, 2007). Saraiva (2007) define a função como a apresentada na Equação 2.3.

$$f(\bar{v}) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{\bar{v}}{c}\right)^{-1} \cdot \exp\left\{-\left[\left(\frac{\bar{v}}{c}\right)^k\right]\right\} \quad (2.3)$$

Na Equação 2.3,  $\bar{v}$  a velocidade média do vento,  $k$  é um parâmetro de forma adimensional e  $c$  é um parâmetro de escala com as dimensões da velocidade. Para Koch et al. (2005), a imagem esquemática é apresentada na Figura 2.10 e o cálculo da velocidade exatamente atrás da turbina é representado pelo teorema de Rankine-Froude e sua formulação é apresentada na Equação 2.4.



**Figura 2.10:** Representação esquemática das velocidades em um aerogerador.  
Fonte: Saraiva (2007).

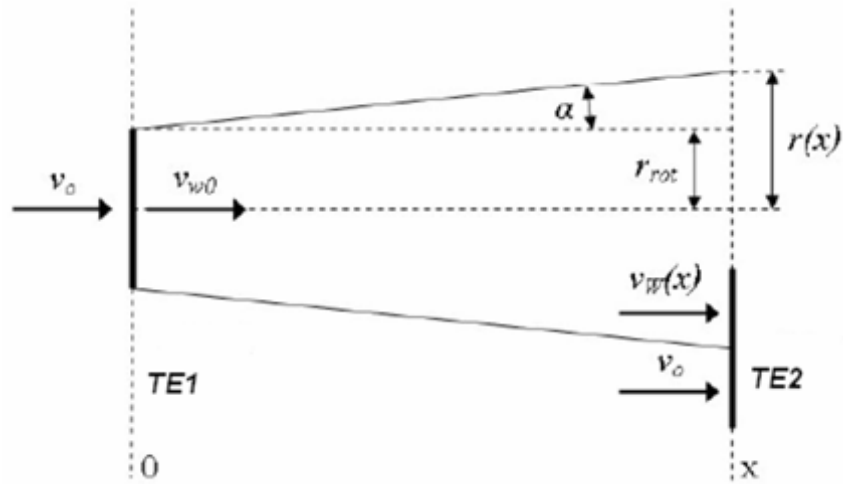
$$v_{med} = \frac{v_0 + v_{w0}}{2} \quad (2.4)$$

Koch et al. (2005) apresentam que uma relação funcional entre a velocidade do vento e a localização das turbinas eólicas no parque é necessária. O vento passado pela turbina apresenta um caminho representado por um cone. O raio do cone de sombra, como uma função da distância radial a partir da localização da turbina, pode ser calculado como mostrado na Equação 2.5.

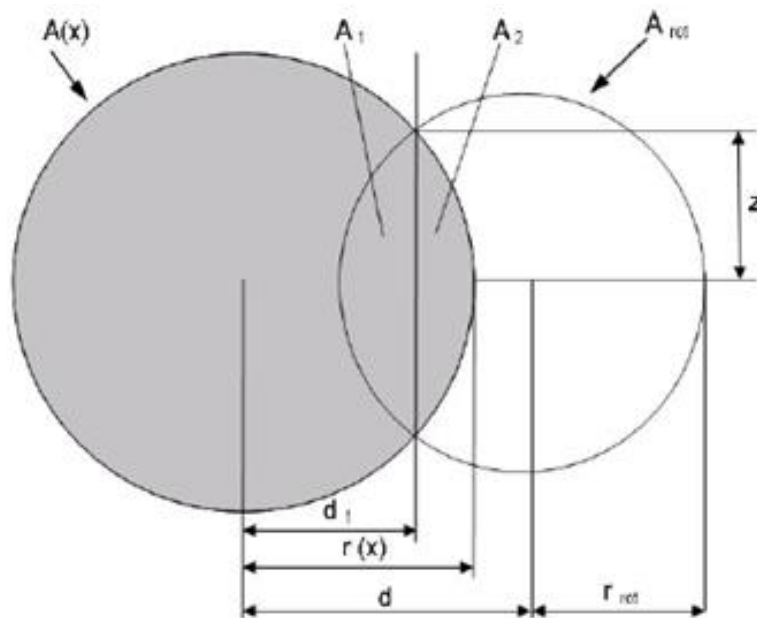
$$r(x) = r_{rot} + \tan(\alpha) \cdot x \quad (2.5)$$

Na Equação 2.5,  $r(x)$  é o raio do cone de sombra,  $r_{rot}$  é o raio de sombreamento da turbina,  $x$  é a distância radial entre a turbina e uma localidade arbitrária. O termo  $\alpha$  refere-se ao fator de vértice do cone de sombra e o valor de sua tangente depende da natureza do vento incidente. Caso seja um vento livre de interferência, o valor é 0,04, mas, se for um vento afetado anteriormente por outra turbina eólica, seu valor é 0,08 (Koch et al., 2005). Uma esquematização do cone de sombra é mostrada na Figura 2.11.

Conforme o evidenciado na Figura 2.11 e segundo Koch et al. (2005), há quatro possibilidades distintas de sombreamento, ou seja, o sombreamento completo, o sombreamento completo Quasi, o sombreamento parcial e sem sombreamento. A turbina é dito ser totalmente sob a sombra se a área varrida pelo rotor da turbina de sombreamento ( $A_{rot}$ ) está completamente dentro da área do cone de sombra ( $A(x)$ ), caso contrário o sombreamento parcial ou nenhum. O sombreamento completo Quasi é uma versão completa de sombreamento com o raro caso especial onde a área do corte transversal de uma turbina a montante é menor do que a área de sombreamento da turbina anterior. A Figura 2.12 demonstra a situação para sombreamento parcial.



**Figura 2.11:** Turbinas 1 (TE1) e 2 (TE2) e o cone de sombra gerado por 1 em 2.  
 Fonte: Saraiva (2007)



**Figura 2.12:** Área varrida pela turbina 1 sobre a turbina 2 - sombreamento parcial.  
 Fonte: Koch et al. (2005)

### 3 Materiais e Métodos

Para este trabalho foi considerado o regime adotado por Saraiva (2007) em seu projeto realizado no parque eólico Mosqueiro, em Portugal. A obtenção dos dados foi feita junto à empresa Ventos do Atlântico S.A. que projeta um parque eólico no Rio Grande do Sul, Brasil. Para a composição do parque foi considerada a quantidade de 120 aerogeradores a serem instalados. Todas as turbinas eólicas serão da marca Gamesa, modelo G80, que apresentam as seguintes características:

- 1500 kW de potência;
- 100 metros de altura;
- 3 pás do rotor, cada uma com 40 metros de tamanho, do tipo *upwind*, turbina cuja orientação das pás do rotor é sempre de frente para o vento incidente.
- Controle da variação do ângulo de passo das pás  $\beta$ , do tipo “*pitch*”;
- Turbinas compostas por um gerador do tipo DFIG com rotor bobinado e escorregamento variável, permitindo variar a velocidade das pás do rotor em função da velocidade do vento. Isso permite ao sistema funcionar de forma consistente próximo do valor ótimo de  $\lambda$  (*Tip Speed Ratio*), estando o intervalo de operação da velocidade das pás do rotor entre 9 e 19 rpm.

Algumas considerações foram feitas a fim de simplificar a simulação. Primeiramente, desconsiderou-se a alteração de rugosidade do terreno, pois a região de implantação é basicamente plana e sob o mesmo tipo de vegetação. Considerou-se, também, que a altura da torre e a área varrida pelas pás estão acima da camada limite, ou seja, na zona de atmosfera livre (Figura 2.1), o que garante a disposição laminar do vento quando no encontro com a primeira turbina eólica.

A determinação da curva de potência depende do regime dos ventos no local onde a turbina eólica está instalada, bem como da densidade do ar ( $\rho$ ) e da temperatura. Deste modo, e a partir da consideração acima descrita, foi considerada a não variação destes dois parâmetros nas medições ( $\rho$  e temperatura), uma vez que esta não é significativa.

A ferramenta probabilística utilizada foi a função de Weibull (Equação 2.3). Nesta, necessita-se a determinação dos dois parâmetros, um de forma ( $k$ ) e outro de escala ( $c$ ), que foram obtidos a partir dos dados fornecidos pela empresa que projetou o aerogerador. Utilizaram-se, também, os valores médios para a velocidade do vento, sendo esta mais representativa para o sistema.

#### 3.1 Formulação Teórica

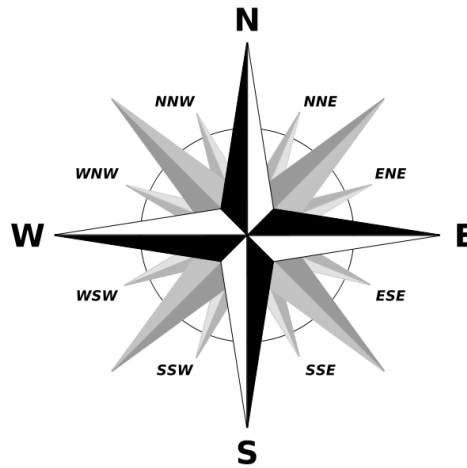
O objetivo deste trabalho é avaliar a energia total gerada no parque levando em consideração o efeito de esteira produzido pelas turbinas eólicas comparando este valor com o total de energia sem o efeito de esteira. Ao final, tem-se que os valores de perdas pelo efeito de esteira não podem superar os 8%, segundo Saraiva (2007).

O trabalho em gerar uma função que calcule a geração total de energia do parque eólico considerando o efeito de esteira, mostrada na Equação 3.1, e compará-la com a

geração total sem levar em conta o efeito de esteira (Equação 3.2). Nela,  $Pot_{est\_ano}$  refere-se à potência total produzida no parque em 1 ano; 8760 correspondem ao número de horas em 1 ano;  $v_{off}$  e  $v_{on}$  são as velocidades de *cut-off* e *cut-in*;  $f_j(\bar{v})$  é a função probabilística de Weibull para a direção  $j$ ;  $P_e(\bar{v})$  é a característica elétrica da turbina;  $C_{est\_j}(\bar{v})$  é o coeficiente de esteira para a direção  $j$ ;  $f_{dir\_j}$  é a frequência dos ventos na direção  $j$ ; e  $n$  é o número de turbinas.

$$Pot_{est\_ano} = \sum_{j=1}^{12} [(8760 \cdot \sum_{v_{on}}^{v_{off}} f_j(\bar{v}) \cdot P_e(\bar{v}) \cdot C_{est\_j}(\bar{v})) \cdot f_{dir\_j} \cdot n] \quad (3.1)$$

Na Equação 3.1, o somatório inicial leva em conta as 12 direções do vento consideradas para o trabalho, sendo o valor 1 para o vento no sentido norte e segue-se em sentido horário levando em conta os pontos cardeais e subcolaterais. A Figura 3.1 evidencia os pontos da rosa dos ventos que serão considerados para a direção dos ventos.



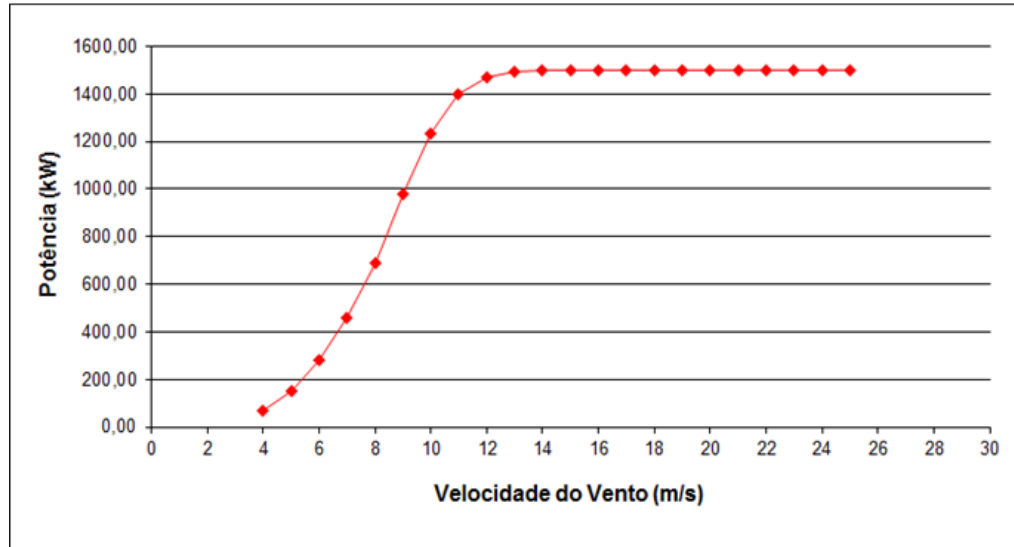
**Figura 3.1:** Coordenadas cardeais e subcolaterais da rosa dos ventos considerados para o trabalho.

A Equação 3.2 mostra a formulação para o cálculo da energia do parque eólico sem considerar o efeito de esteira.  $Pot_{tot\_ano}$  é a energia total anual produzida pelo parque sem considerar o efeito de esteira; 8760 correspondem ao número de horas em 1 ano;  $v_{off}$  e  $v_{on}$  são as velocidades de *cut-off* e *cut-on*;  $f_j(\bar{v})$  é a função probabilística de Weibull para a direção  $j$ ;  $P_e(\bar{v})$  é a característica elétrica da turbina; e  $n$  é o número de turbinas.

$$Pot_{tot\_ano} = (8760 \cdot \sum_{v_{on}}^{v_{off}} f_j(\bar{v}) \cdot P_e(\bar{v})) \cdot n \quad (3.2)$$

Tanto a Equação 3.1 quanto a Equação 3.2 têm suas variáveis em função da velocidade média do vento, conforme citado anteriormente. Ademais, ambas possuem somatórios delimitados pelas velocidades de *cut-in* e *cut-off*. Tais velocidades são aquelas que determinam o início e o fim, respectivamente, da faixa de operação da turbina eólica. O básico princípio para isso é o fato de que a turbina apenas funciona a partir de uma determinada velocidade do vento e, por motivos de segurança e prevenir danificação do material, encerra a sua atividade em outra velocidade. Assim, a função verifica se a velocidade média do vento ( $\bar{v}$ ) está dentro da faixa de operação da turbina, pois, se não estiver, a potência gerada será zero.

Nas Equações anteriores (3.1 e 3.2), nota-se a dependência de expressões matemáticas como da função de Weibull (explicada anteriormente), da característica elétrica da turbina e do coeficiente de esteira. A característica elétrica da turbina, segundo uma simples avaliação de unidades, é a potência da mesma, sendo este valor tirado da Figura 3.2. Já o coeficiente de esteira é obtido a partir da Equação 3.3.



**Figura 3.2:** Curva de Potência para a turbina Gamesa G80 via catálogo da empresa.

$$C_{est} = \frac{\text{Potência Total com Efeito de Esteira}}{\text{Potência Total sem Efeito de Esteira}} \quad (3.3)$$

Para se alcançar o valor do coeficiente de esteira, precisa-se abordar de modo diferente para chegar aos valores de potência total sem e com o efeito de esteira. Assim, dividem-se em subtens neste capítulo as explicações para as formulações sem e com efeito de esteira, respectivamente.

### 3.1.1 Cálculo da Potência Total sem o Efeito de Esteira

O valor de potência para cada turbina deve ser retirado da Figura 3.2, ou seja, para tal necessita-se saber a velocidade do vento incidente no aerogerador. Considerando que não haja cone de sombra, ou seja, o efeito de esteira inexista, as turbinas eólicas comportam-se como se não houvesse as demais ao seu redor. Deste modo, a velocidade  $v_0$  é idêntica a todos os aerogeradores gerando, assim, a mesma potência para cada. Por fim, a Equação 3.4 nos diz que a potência total produzida ( $Pot_{tot}$ ) é o somatório das potências individuais sem o efeito de esteira ( $Pt$ ) de todas as turbinas presentes no parque eólico ( $n$ ).

$$Pot_{tot} = \sum_{i=1}^n Pt_i \quad (3.4)$$

Um aspecto importante a se considerar é que a velocidade incidente deve estar na faixa entre as velocidades de *cut-in* e *cut-off* para que a rotação da turbina possa gerar energia elétrica. Ademais, caso as turbinas que serão utilizadas no parque eólico sejam as mesmas, a Equação 3.4 pode ser definida de modo mais simples, como o mostrado na Equação 3.5.

$$Pot_{tot} = Pt \cdot n \quad (3.5)$$

### 3.1.2 Cálculo da Potência Total com o Efeito de Esteira

Como mencionado anteriormente, o valor de potência para cada turbina deve ser retirado da Figura 3.2 e o valor total é calculado a partir da Equação 3.6 ou ainda, caso as turbinas sejam as mesmas, via Equação 3.7. Assim necessita-se saber a velocidade do vento incidente no aerogerador. Para quando a incidência é direta, sem obstáculos, o valor é a própria média anual calculada. Todavia, caso haja obstáculo(s) ou outra(s) turbina(s) a frente, é necessário calcular a velocidade do vento incidente.

$$Pot_{est} = \sum_{i=1}^n Pte_i \quad (3.6)$$

$$Pot_{est} = Pte \cdot n \quad (3.7)$$

Para este trabalho, fora feita a consideração de que o aerogerador é um ponto no eixo de coordenadas  $xy$ . Assim sendo, é inviável pensar nas disposições de sombreamento completo Quasi e parcial. Deste modo, esta avaliação resume-se à turbina estar dentro ou fora do cone de sombra da anterior (sombreamento completo ou sem sombreamento). Assim, para cada turbina, deve-se calcular o valor de  $v_w(x)$ , Equação 3.8, sendo esta a velocidade incidente na próxima turbina, estando esta dentro de um cone de sombra e a uma distância  $x$  do aerogerador criador do efeito de esteira.

$$v_w(x) = v_0 + (v_{w0} - v_0) \cdot \left(\frac{r_{rot}}{r(x)}\right)^2 \quad (3.8)$$

Para a Equação 3.8, considerada a uma posição arbitrária  $x$ , tem-se que as seguintes novas variáveis são mostradas na Figura 2.11, onde  $v_w(x)$  é a velocidade do vento incidente na turbina dentro de um cone de sombra;  $v_0$  e  $v_{w0}$  são, respectivamente, as velocidades de incidência do vento não afetado e a velocidade “que sai” da turbina; e  $r_{rot}$  é o raio da pá do rotor.

O raio do cone de sombra gerado,  $r(x)$ , é calculado a partir da Equação 2.5. Todavia, o valor da  $\tan(\alpha)$  varia de acordo com a incidência do vento livre, ou não, de obstáculos. A Tabela 3.1 traz os valores respectivos de  $\tan(\alpha)$  devido às circunstâncias citadas.

**Tabela 3.1:** Valores de  $\tan(\alpha)$  para os diferentes casos de vento incidente.

	$\tan(\alpha)$
Vento incidente não perturbado	0,04
Vento incidente perturbado	0,08

Para a Equação 3.8 é necessário calcular a velocidade atrás da turbina  $v_{w0}$ . Esta, por sua vez, é função do coeficiente de potência teórico que é definido na Equação 3.9, que é dependente dos valores da potência mecânica teórica ( $P_{mec\_teo}$ ) e da potência total disponível no vento ( $P_0$ ).

$$Cp_{teo} = \frac{P_{mec\_teo}}{P_0} = \frac{1}{2} \cdot \left(1 + \frac{v_{w0}}{v_0}\right) \cdot \left(1 - \frac{v_{w0}^2}{v_0^2}\right) \quad (3.9)$$

Deriva-se a Equação 3.9 em ordem à  $\frac{v_{w0}}{v_0}$  e iguala-se  $Cp_{teo}$  a zero. A partir disso, chega-se a um valor limite de  $Cp_{teo}$  de 59,3%, sendo mais conhecido como limite de Betz. Assim, constata-se que é impossível extrair mais que 59,3% da potência disponível no

vento. Como o valor mínimo de  $Cp_{teo}$  é zero, tem-se a seguinte relação entre ele e o  $v_{w0}$ , segundo Koch et al. (2005):

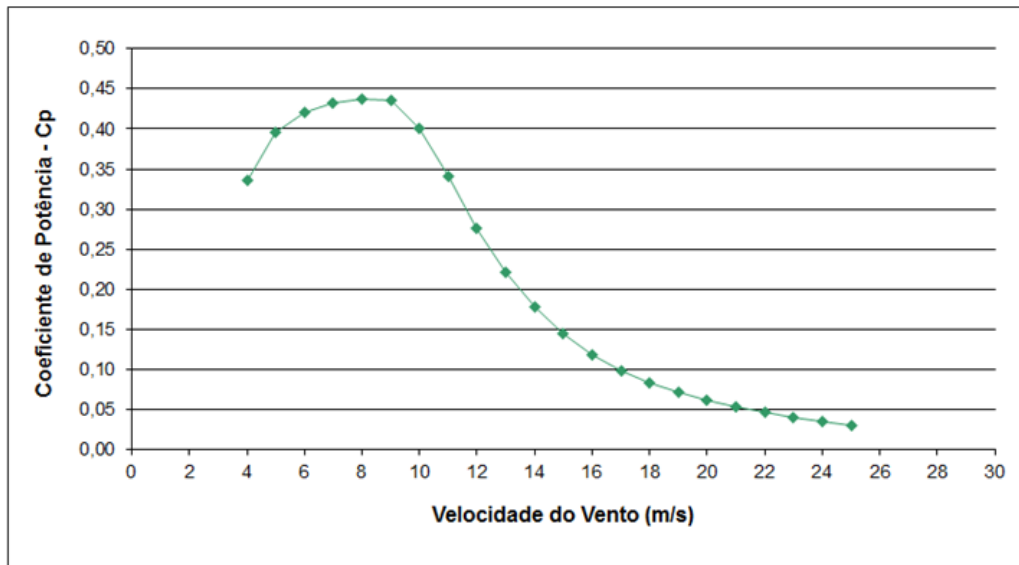
$$Cp_{teo} < \frac{8}{27} \rightarrow v_{w0} = -\frac{v_0}{3} \cdot \left(1 - 4 \cdot \cos\left(\frac{\varphi}{3}\right)\right); \varphi = \cos^{-1}\left(1 - \frac{27}{8} \cdot Cp_{teo}\right) \quad (3.10)$$

$$Cp_{teo} < \frac{8}{27} \rightarrow v_{w0} = -\frac{v_0}{3} \cdot \left(1 - 4 \cdot \cos\left(\frac{\varphi}{3}\right)\right); \varphi = \cos^{-1}\left(1 - \frac{27}{8} \cdot Cp_{teo}\right) \quad (3.11)$$

Definidas as relações entre  $v_{w0}$  e  $Cp_{teo}$ , é necessário identificar o valor do coeficiente de potência teórico para se alcançar o valor da velocidade atrás da turbina. Para tal, tem-se a Equação 3.12 que relaciona o  $Cp_{teo}$  com o coeficiente de potência ótimo ( $Cp_{opt}$ ), o coeficiente de potência máximo ( $Cp_{max}$ ) e o coeficiente de potência da turbina em avaliação ( $Cp$ ).

$$Cp_{teo} = Cp \cdot \frac{Cp_{opt}}{Cp_{max}} \quad (3.12)$$

A Figura 3.3 nos traz a curva do coeficiente de potência em função da velocidade incidente do vento no aerogerador. Nesta figura tem-se que o valor máximo da curva é o  $Cp_{max}$  e o valor de  $Cp$  é obtido a partir da velocidade do vento incidente. Ressalta-se que a curva é limitada pelas velocidades de *cut-in* e *cut-off*, pois não há sentido avaliar os  $Cp$  fora do range de operação da turbina.



**Figura 3.3:** Curva do coeficiente de potência da turbina Gamesa G80 via catálogo da empresa.

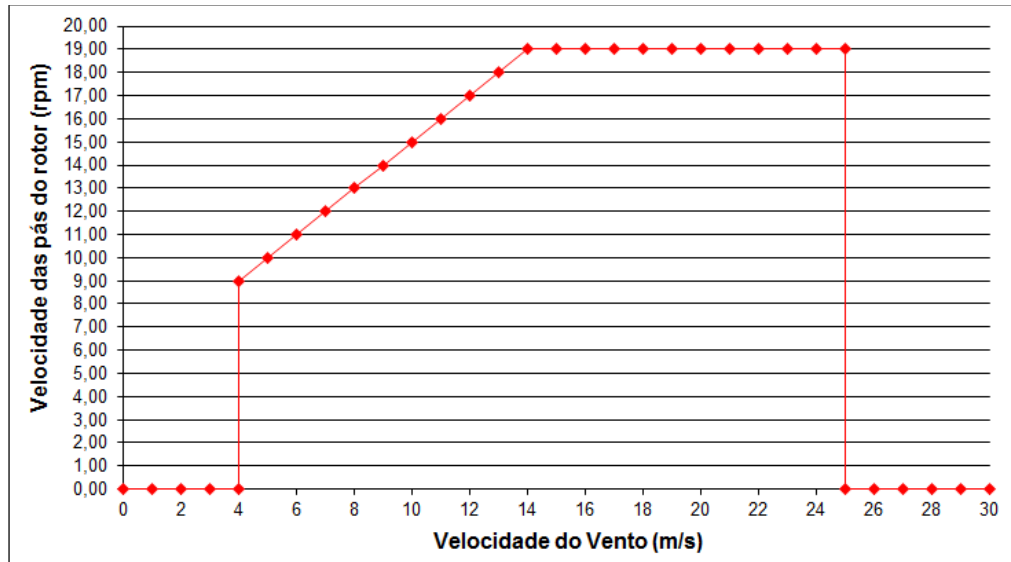
O cálculo do  $Cp_{teo}$  também depende do valor do coeficiente de potência ótimo que ainda não é conhecido. Tendo em vista que não se pode obtê-lo via os outros valores de  $Cp$  e nem pela Figura 3.3, o único modo de consegui-lo é via a *Tip Speed Ratio* (TSP). A TSP é a velocidade no extremo da pá da turbina e seu valor é obtido pela Equação 3.13 e o valor de  $Cp_{opt}$  é alcançado via Equação 3.14. Nesta,  $\omega_t$  representa a velocidade angular da pá da turbina e  $v$  é a velocidade do vento incidente.

$$\lambda = \frac{\omega_t \cdot r_{rot}}{v_0} \quad (3.13)$$



$$Cp_{opt} = \frac{16}{27} \cdot \left( 1 - \frac{0,219}{\lambda^2} - \frac{0,106}{\lambda^4} - \frac{2}{9} \cdot \frac{\ln \lambda^2}{\lambda^2} \right) \quad (3.14)$$

Da Equação 3.13, têm-se os valores de  $v_0$  e  $r_{rot}$  como dados, ou seja, resta apenas saber o valor de  $\omega_t$  que é obtido a partir da Figura 3.4, curva da velocidade das pás do rotor em função da velocidade incidente do vento. A base para montagem de tal diagrama é feito a partir do obtido da empresa criadora da turbina.



**Figura 3.4:** Velocidade das pás do rotor em relação à velocidade do vento da turbina Gamesa G80 via catálogo da empresa.

Na Figura 3.4 nota-se que os valores de velocidade das pás até e após, respectivamente, às velocidades de *cut-in* e *cut-off*, são nulos, respeitando as condições de *start* da turbina eólica e *desgaste* da mesma. Ademais, como o sistema de controle da velocidade das pás não é conhecido, assumiu-se que a variação da velocidade em função do vento seja como mostrado na Figura 3.4, para que se consiga calcular o valor de  $\lambda$ .

## 4 Formulação Matemática

A compilação e realização da otimização do posicionamento de aerogeradores em parques eólicos foi realizada no software MATLAB®, versão 7.8.0.347 (R2009a), ferramenta adequada para simulação dos efeitos de perdas pelo efeito de esteira, novas configurações quanto ao espaçamento entre as turbinas eólicas e apresentação dos resultados já na forma de posicionamento dos aerogeradores. Para tal, utilizou-se computador com processador Intel® Core™ i5-2400 CPU @ 3.10GHz, presente no laboratório computacional (LACOMP) do Departamento da Engenharia Química (DEQUI) na Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS).

A otimização baseou-se na criação de 3 diferentes arquivos de MATLAB: *Avaliação da Potência*, *Genético* e *Tentativa e Erro*. Deste modo, consegue-se realizar as diferentes ações do projeto sem que os demais sejam influenciados. Assim, para cada implementação foi concedida uma detalhada explicação, seguindo a ordem da resolução do problema.

### 4.1 Cálculo da potência total do parque eólico

Esta implementação foi feita tendo como objetivo o cálculo da potência total do parque considerando o efeito de esteira e comparando este resultado com o valor total sem levar em conta as perdas. A denominação utilizada para ela foi *Avaliação da Potência* e o código pode ser visto no Apêndice A.

Para esta parte, foram consideradas, inicialmente, os parâmetros de entrada como número de aerogeradores (*naero*), velocidade do vento incidente inicialmente (*wind*) e os valores do diâmetro do rotor (*drot*). Ademais, foram criadas as curvas referentes à turbina Gamesa G80 a partir dos dados presentes no catálogo da empresa. Estes podem ser vistos na Figura A.1.

Na seção seguinte, observa-se a criação do cone de sombra para cada turbina. Inicialmente, utilizou-se o vento incidente para todas como sendo o valor médio para a direção considerada. Assim, o programa gera um posicionamento aleatório das torres, que também é mostrado na Figura A.1. Em seguida, ele “observa” as turbinas e procura se há interferência de uma em outra(s). Este código pode ser observado na Figura A.2.

Em seguida, consta uma série de iterações de modo a avaliar os pontos “inconvenientes”, ou seja, aqueles cuja norma (distância) para os demais seja menor que um valor atribuído. Obtendo os aerogeradores que fazem parte deste “seleto” grupo, zeram-se os valores de potência deles para que, mais adiante, eles sejam realocados. Então, calcula-se a potência total com e sem efeito de esteira (código na Figura A.3). Por fim, constrói-se um novo esquema de como seria a disposição do parque eólico.

Tendo já a disposição “ideal”, verifica-se a possível influência de uma turbina nas demais, ou seja, se os aerogeradores estão ou não dentro do cone de sombra de algum outro. Para o próximo cálculo considerou-se todas as propriedades de um vento incidente não perturbado, ou seja, desconsiderando a existência do cone de sombra. A finalidade aqui é a determinação da potência total máxima que o parque geraria se não houvesse perdas, o que é fisicamente impossível.

Após, em meio ao *loop while*, verifica a presença ou não do aerogerador em um cone de sombra (um a um). Caso não esteja, considera-se que a velocidade incidente é a do vento. Apesar desta facilidade, é necessário calcular a velocidade atrás desta turbina uma vez que pode haver outras dentro do cone de sombra que esta gera.

Caso a turbina esteja sendo sobreposta por uma área de cone de sombra, deve-se, antes de tudo, saber a velocidade incidente nela. Para tal, neste trabalho, considerou-se que caso haja mais de uma incidência, deve ser considerada a de menor rapidez. Tendo esta, calculam-se os valores de velocidade angular, *Tip Speed Ratio* e os valores dos coeficientes de potência ótima e o da turbina em si para se determinar a velocidade atrás do aerogerador. A partir disso, avalia-se a distância e velocidade que incidirá na próxima turbina.

Finaliza-se este *loop* com o cálculo do “erro”. Este é, basicamente, uma avaliação da velocidade incidente na turbina analisada. Caso o valor seja o mesmo, ou seja, erro seja igual a zero ou inferior a uma tolerância, a função *while* força o sistema a realizar ao *looping* e determina que a nova velocidade avaliada seja a incidente no próximo aerogerador. Caso seja um valor maior que 0,001, o *looping* não é realizado e a função segue para a próxima etapa.

A etapa final desta determinação é a avaliação da potência gerada. Insere-se os valores referentes à função probabilística de Weibull ( $c$  e  $k$ ), a frequência do vento na direção considerada e o valor da velocidade de *cut-in*. A primeira avaliação é acerca da rapidez eólica incidente, pois caso ela seja menor que a *cut-in*, é certeza que mesmo com as pás do rotor do aerogerador girando, a potência não será gerada. Caso esta primeira avaliação seja falsa, o programa irá buscar o valor da velocidade incidente na curva de potência da turbina, o fator de potência.

Finalizando, calcula-se o coeficiente de potência já com os valores de cada turbina via a curva de potência e, por fim, obtém-se o valor final para a potência do parque eólico, considerando o efeito de esteira e sem considerar o efeito de esteira. Para este processo de otimização, buscou-se maximizar o valor da potência com as perdas, comparando-o, no final, com o valor sem as perdas para que não haja incoerência, ou seja, o maximizado ultrapassar aquele no qual não houve perdas.

## 4.2 Otimização do posicionamento dos aerogeradores

O objetivo sob o ponto de vista matemático é maximizar a potência dos aerogeradores de modo a apenas posicioná-los melhor dentro dos limites do parque eólico. Para este fim, utilizando o programa MATLAB, foi implementado um sistema de algoritmos genéticos, ou seja, usou-se a premissa da evolução para evidenciar as modificações no parque, e um sistema mais “arcaico” onde o próprio programa realoca os aerogeradores aleatoriamente buscando o aumento do valor da potência gerada. A denominação utilizada para a primeira foi *Genético* e para a segunda foi *Tentativa e Erro* e a visualização do código pode ser feita no Apêndice B.

#### 4.2.1 Otimização via implementação matemática de algoritmos genéticos

Tendo como enfoque o arquivo *Genético*, tem-se que a primeira consideração a ser efetuada são as populações de soluções que, para este trabalho, trata-se de um conjunto de soluções, sendo a partir das combinações entre elas chega-se a uma resposta final e mais satisfatória. Então, inicialmente, consideraram-se como 50 estas diferentes soluções de posicionamento total do parque eólico. Setou-se, então, o número de gerações, o percentual de mutação, o percentual de clonagem e, por fim, o percentual de reprodução, evidenciado na Tabela 4.1.

**Tabela 4.1:** Entrada de dados para o modelo via algoritmos genéticos

<b>População Inicial</b>	50
<b>Número de Gerações</b>	2
<b>Taxa de Mutação</b>	0,2
<b>Taxa de Clonagem</b>	0,2
<b>Taxa de Reprodução</b>	0,6

A geração inicial é feita tendo como base uma “prole” randômica, onde as aptidões são calculadas a partir do arquivo *Avaliação da Potência*, ou seja, os valores de potência total considerando o efeito de esteira é a função objetivo desta otimização. Resumidamente, busca-se maximizar o valor da aptidão do parque eólico. Os valores resultantes são dispostos no mesmo dimensionamento do teste *Avaliação da Potência*, para um parque eólico retangular 100x10.

A próxima etapa, denominada de “evolução dos tempos”, organiza as aptidões em ordem descendente. Após, iniciam-se as iterações para a modificação da população. Entende-se, em algoritmos genéticos, que uma taxa de substituição com elevados valores diz que a população necessita de uma elevada renovação, bem como baixos valores de alteração demonstra uma estagnação.

Assim, os primeiros 30 valores (os maiores, no caso) são enquadrados nos indivíduos mais capazes e estes devem ser reproduzidos. Deste modo, são cruzados 2 a 2, gerando dois novos indivíduos, estes com porcentagens de 70% e 30%. A Figura B.1 mostra o *layout* do editor do MATLAB que exemplifica essa realidade. Calcula-se a nova aptidão de cada descendente e o incorpora na população.

A sequência seguinte segue a premissa de que os posicionados de modo intermediário sofrer mutação para serem gerados indivíduos com melhores características, ou seja, maior aptidão. Como mostrado na Figura B.1, estas soluções são substituídas por outras dez. Então, destas são calculados os valores de potência, ou nova aptidão, e são inseridas na nova população.

Por fim chega-se à clonagem que, nos termos do algoritmo, seria(m) a(s) cópia(s) do(s) melhor(es) indivíduo(s) de modo que a próxima geração seja, de fato, melhor que a anterior. Para esse trabalho, foram clonadas as primeiras dez soluções, ou seja, as melhores possíveis dentre as geradas. A Figura B.1 demonstra como esta função foi montada.

Enfim, tem-se a população total esperada que, basicamente, é a multiplicação da população dita inicialmente, *poptot* (50), e o número de gerações (*ngera*) definida como 2.

#### 4.2.2 Otimização via implementação matemática de tentativa e erro

Nesta outra opção de maximizar a potência gerada considerando o efeito de esteira, inserem-se, inicialmente, os valores base para a simulação como o número de aerogeradores, o diâmetro do rotor e o comprimento do cone de sombra. Ademais, para a otimização, especifica-se a quantidade de valores a serem arbitrados, bem como se atribui um posicionamento randômico das turbinas e que a aptidão é calculada a partir da função objetivo (resultado da função *Avaliação da Potência*). Por fim, define-se a matriz dos pontos inadequados que, por enquanto é vazia, mas futuramente irá servir de guiar para o reposicionamento dos aerogeradores inadequados. Os valores de entrada são mostrados na Tabela 4.2.

**Tabela 4.2:** Entrada de dados para o modelo *Tentativa e Erro*

<b>Número de Chutes Iniciais</b>	1000
<b>Número de Reposicionamento dos Inadequados</b>	1000

O primeiro enfoque é gerar certa quantidade de soluções (posicionamentos das turbinas) para o parque eólico sempre buscando maximizar a potência gerada. São arbitrados 1000 valores para que o programa, caso encontre uma colocação dos aerogeradores melhor que a anterior, este deve ser considerado o melhor, e assim adiante. Esta seção é mais bem visualizada na Figura B.2.

Na sequência, um diagrama é plotado de modo a mostrar como ficará a disposição ótima, até então, dos aerogeradores. Todavia, como nesse trabalho estes foram considerados como pontos, há uma alta probabilidade que alguns deles estejam muito próximos, o que poderia ser inviável ou, até mesmo, perigoso. Assim, necessita-se “tratar” esses pontos para que se alcance não apenas a maior potência, como também a maior segurança.

Para calcular um espaçamento mínimo, utilizou-se a função norma que gera uma espécie de área circular em torno dos pontos (aerogeradores) de raio determinado, sendo esta a “zona proibida” para outra turbina estar. A Figura B.3 mostra esse cálculo ( $g(i,j)$ ) e, após, faz-se uma varredura para cada aerogerador se ele está ou não dentro da zona proibida de algum outro. Caso esteja, a turbina tem sua identificação armazenada em uma função que, posteriormente, é convertida em pontos inadequados.

Finalmente, esses pontos inadequados são gerados novamente, randomicamente. A nova aptidão é calculada e comparada com o valor de potência anterior à geração dos pontos inadequados. Caso essa nova seja maior que a anterior, esta passa a ser a considerada ótima e “alvo” das demais que virão a seguir. Para este cálculo são arbitrados mais 1000 valores. Por fim, plota-se um novo diagrama. Caso uma nova aptidão seja encontrada nessa iteração, a disposição dos aerogeradores deve ser diferente do mostrada antes da armazenagem dos pontos inadequados.

## 5 Resultados

O trabalho foi realizado a partir de dados obtidos junto à empresa Ventos do Atlântico S.A. que desenvolve um projeto de construção de um parque eólico no município de São José do Norte, no Rio Grande do Sul, Brasil. As medidas relacionadas ao vento foram feitas durante um ano, setembro de 2011 até agosto de 2012, via uma torre anemométrica. Assim sendo, segue, na Tabela 5.1, para exemplificar, as medições de novembro de 2011.

**Tabela 5.1:** Valores relativos ao mês de Novembro de 2011.

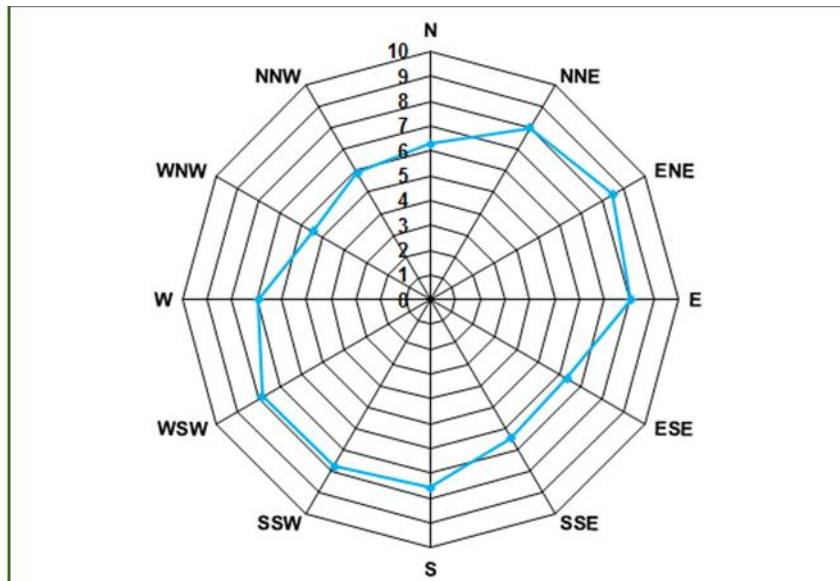
nov/11 Setor	c (m/s)	k	v_med m/s	Frequência %
N	6,65	2,038	5,89	2,04
NNE	10,02	3,804	9,06	13,84
ENE	9,52	4,524	8,69	28,40
E	10,04	4,473	9,16	25,19
ESE	6,86	2,561	6,09	9,56
SSE	6,95	3,217	6,23	8,54
S	10,96	4,027	9,94	6,27
SSW	9,12	2,250	8,08	2,11
WSW	11,73	2,623	10,42	2,50
W	4,27	4,203	3,88	0,39
WNW	6,78	1,805	6,03	0,16
NNW	7,85	3,402	7,05	1,00
<b>Mean</b>	<b>8,40</b>	<b>3,244</b>	<b>7,54</b>	<b>100,00</b>

A Tabela 5.1 demonstra os valores dos parâmetros de Weibull ( $c$  e  $k$ ), a velocidade média e a frequência para todas as direções avaliadas (pontos cardeais e subcolaterais). Os valores que são objetivos de foco a cada mês são os relativos às frequências e as médias dos demais. Então, em outra aba, foram reunidos todos os valores e realizada a média de cada. Um exemplo desta compilação está mostrado na Tabela 5.2.

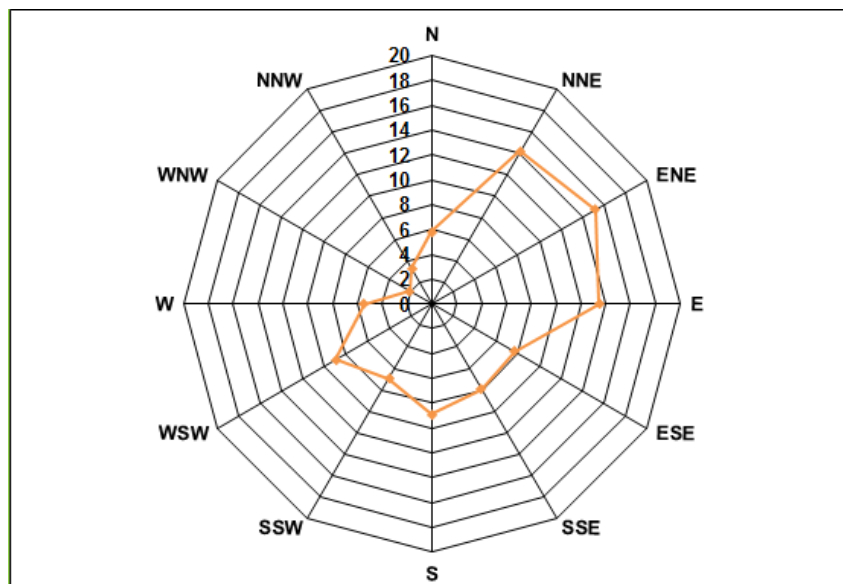
**Tabela 5.2:** Valores médios da velocidade (m/s) ao longo de 1 ano.

v_med	2011				2012								7,095
	set	out	nov	dez	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	
N	7,20	4,77	5,89	4,17	6,70	6,58	5,10	5,34	5,61	7,39	7,61	8,82	6,27
NNE	9,51	7,72	9,06	5,80	8,94	7,17	6,93	7,26	7,80	8,19	6,54	10,93	7,99
ENE	11,39	10,18	8,69	8,34	8,74	7,01	7,82	8,50	8,15	6,64	7,70	8,75	8,49
E	9,21	9,39	9,16	9,64	8,87	7,09	6,21	7,34	7,08	5,35	10,22	7,51	8,09
ESE	7,69	6,94	6,09	7,79	7,84	6,52	5,01	5,47	4,60	3,89	7,03	7,35	6,35
SSE	6,77	5,81	6,23	8,33	7,81	7,44	5,77	5,17	4,51	4,93	7,65	7,03	6,45
S	7,35	7,82	9,94	6,90	8,00	7,58	7,45	7,37	3,77	7,76	8,09	8,85	7,57
SSW	8,79	8,41	8,08	5,42	8,19	7,00	6,86	7,20	7,36	7,87	9,24	8,71	7,76
WSW	9,51	8,81	10,42	6,55	4,83	7,51	8,42	8,39	8,35	6,99	8,24	5,86	7,82
W	9,26	8,14	3,88	6,97	5,61	7,08	10,40	5,40	5,64	7,50	8,07	5,49	6,95
WNW	7,43	6,07	6,03	3,67	3,93	5,32	5,43	5,43	5,24	4,70	6,83	5,64	5,48
NNW	6,87	5,13	7,05	2,60	3,27	6,57	5,14	4,49	6,89	8,50	7,08	7,36	5,91

O valor com fundo em azul na Tabela 5.2 é a média das médias que, como evidenciado no valor acima, felizmente, é o mesmo da média das planilhas mensais. Mas, como o âmbito deste trabalho é relacionado à obtenção de energia através do vento, é mais comumente utilizada a rosa dos ventos para expressar as duas principais variáveis para o estudo: velocidade média e frequência. Assim, as Figuras 5.1 e 5.2, respectivamente, trazem estas visualizações.



**Figura 5.1:** Rosa dos ventos relativa à velocidade média anual (em m/s).



**Figura 5.2:** Rosa dos ventos relativa à frequência média anual (em %).

A partir dos valores médios, pode-se analisar, então, a disponibilidade do vento aliado com sua rapidez. Um parque eólico bem projetado é aquele que consegue unir alta velocidade média do vento com alta frequência. Para tal, contudo, são necessários anos de obtenção de dados, uma vez que quanto maior a amostragem, maior a certeza da modelagem do local.

Um dos objetivos deste trabalho era, depois de gerada toda a formulação do parque no *software* MATLAB, uma comparação entre os sentidos preferenciais do vento para a velocidade média, para a frequência e um que tivesse valores médios de ambos. Todavia, notou-se, como mostrado acima nas Figuras 5.1 e 5.2, que para a mesma direção (ENE, leste-nordeste) tem-se a maior frequência e a maior média de velocidades. Deste modo, selecionaram-se os dados abaixo de acordo com a direção escolhida e estes são apresentados na Tabela 5.3.

**Tabela 5.3:** Entrada dos dados para *software* MATLAB no modelo *Avaliação da Potência*

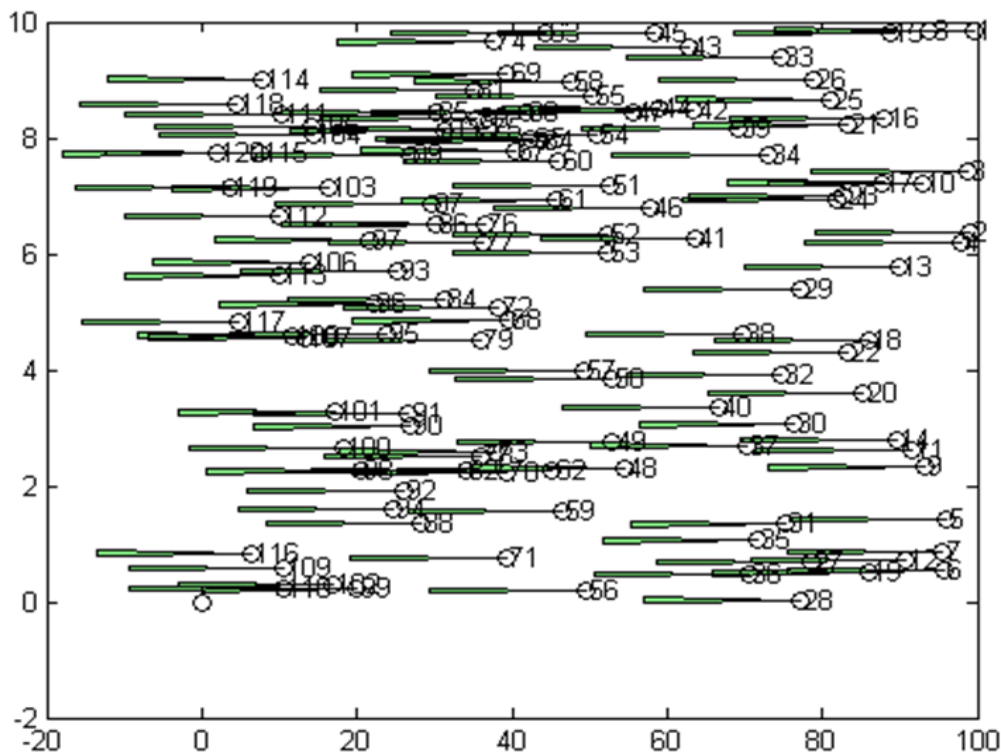
VALORES DE ENTRADA – VENTOS DO ATLÂNTICO S.A.		
Weibull	k	3,118
	c (m/s)	7,905
Frequência		15,19%
Velocidade do vento (m/s)		8,49

Com esses valores e as curvas geradas para a turbina Gamesa G80, a simulação *Avaliação da Potência* foi rodada gerando os seguintes resultados para a potência total sem efeito do cone de sombra e potência total considerando as perdas e os resultados são mostrados na Tabela 5.4.

**Tabela 5.4:** Resultados para a simulação *Avaliação da Potência*

$Pot_{tot}$ (W)	$10,495 \times 10^9$
$Pot_{est}$ (W)	$9,2333 \times 10^9$

Ademais, o programa gerou, na mesma simulação, um diagrama com a disposição por ele considerada ótima para o parque. Esta é demonstrada na Figura 5.3. Neste ponto, a simulação já recolheu os pontos considerados inconvenientes e gerou potência zero para eles, uma vez que estão dentro da zona proibida de algum outro aerogerador.

**Figura 5.3:** Disposição dos aerogeradores após implementação da simulação *Avaliação da Potência*.

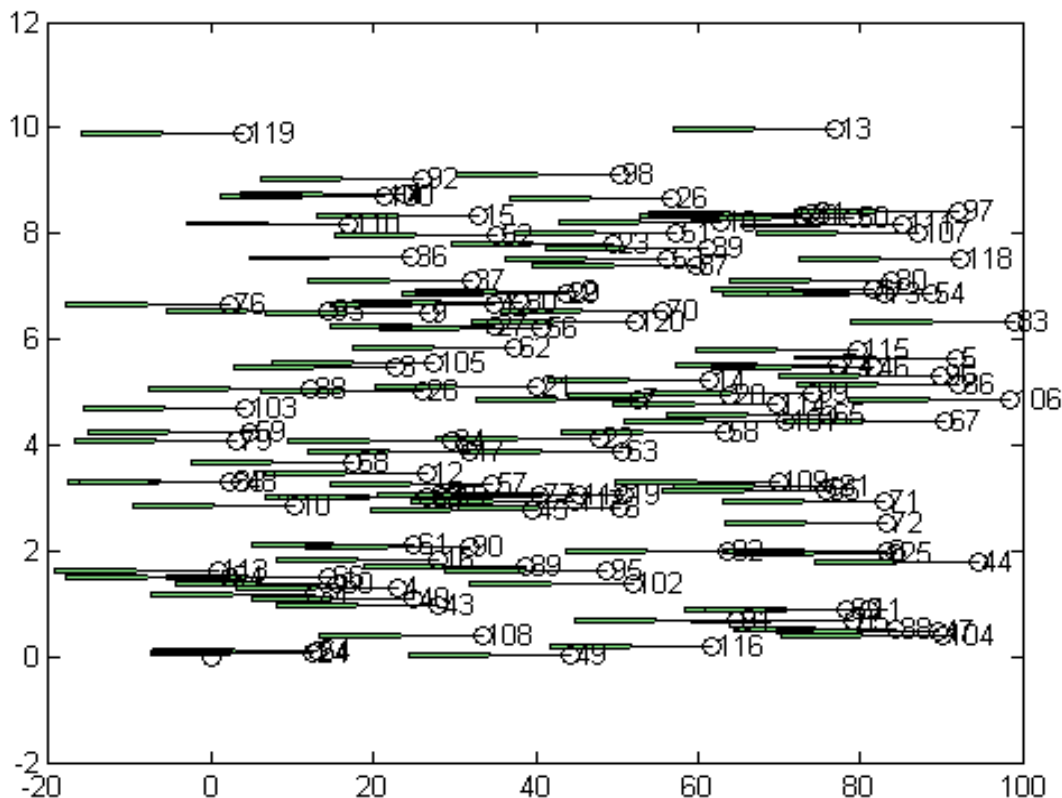
A segunda parte do trabalho diz respeito à comparação dos métodos para otimizar o posicionamento randômico das torres eólicas. O primeiro método testado foi o Algoritmo



*Genético*, ou seja, a resolução matemática via algoritmos genéticos. Assim, considerou-se a aptidão como o valor da potência do parque com efeito de esteira e buscou-se maximizá-la, sempre comparando com o valor da potência total sem perdas para que o sistema não se torne fisicamente impossível. A iteração termina e exibe, como diagrama, um novo posicionamento das torres, utilizando a solução com maior valor de aptidão. Os resultados desta simulação e a disposição gerada estão evidenciados, respectivamente, na Tabela 5.5 e na Figura 5.4.

**Tabela 5.5:** Resultados para a simulação *Genético*

$Pot_{tot}$ (W)	$10,495 \times 10^9$
$Pot_{est}$ (W)	$9,7650 \times 10^9$

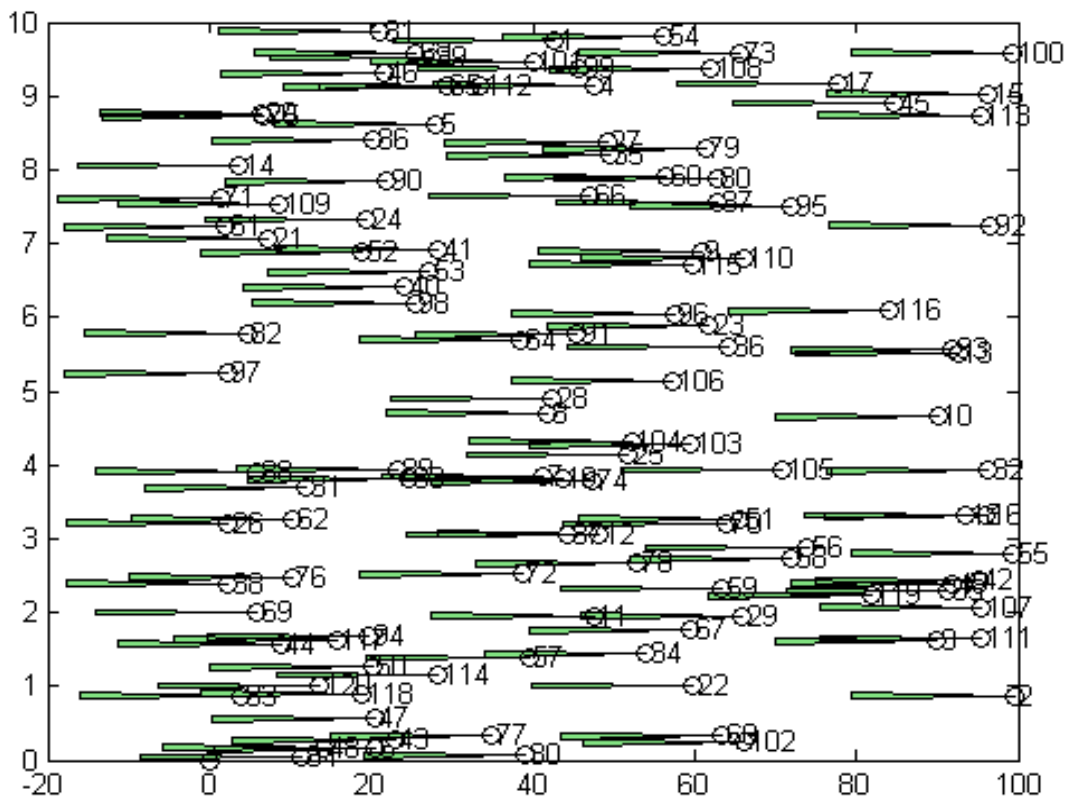


**Figura 5.4:** Disposição dos aerogeradores após implementação da otimização relacionada a algoritmos genéticos.

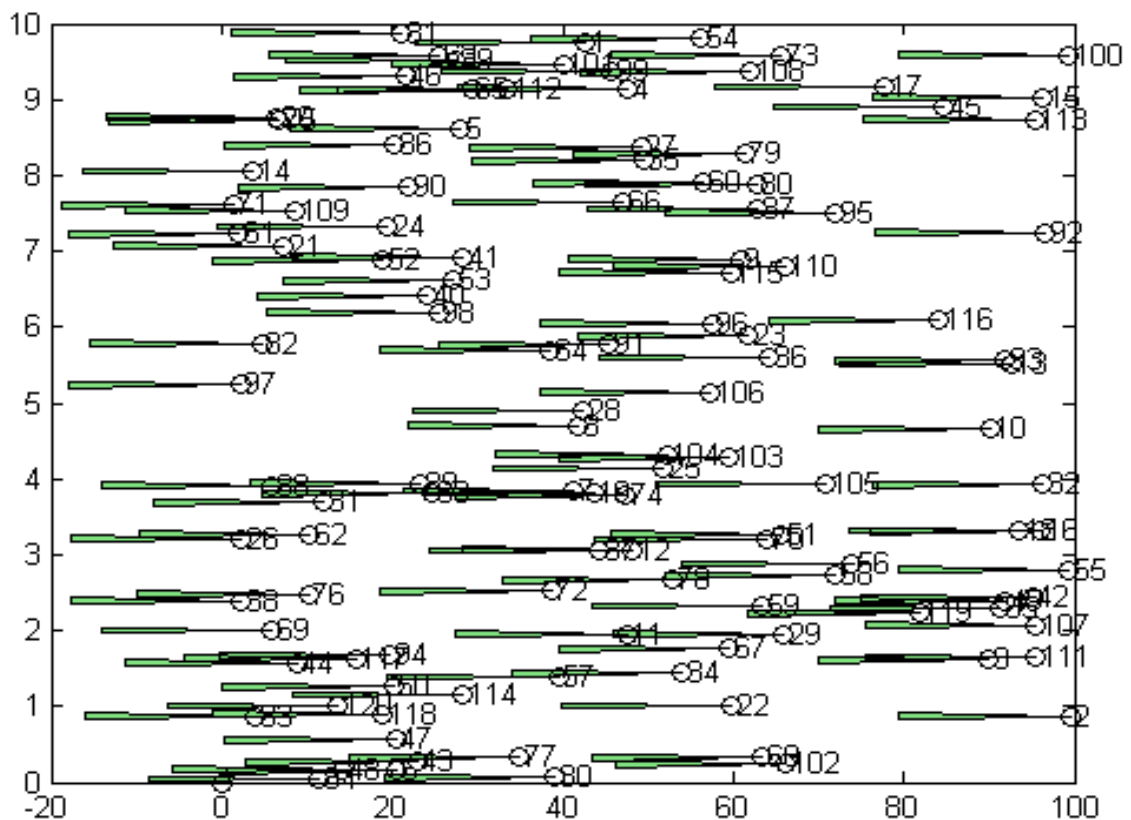
A terceira parte do trabalho conduz a uma otimização de tentativa e erro, via iterações e diversos valores arbitrados de modelos de parque eólico, sempre buscando a maior aptidão. Após, a simulação seleciona aqueles que estão na zona proibida e regenera-os de modo a não mais estarem em tal região. Deste modo, o programa nos apresenta dois modelos de disposição das torres, um anterior e um posterior a esta regeneração das turbinas na zona proibida. Tais resultados e disposições estão mostrados, respectivamente, na Tabela 5.6 e nas Figuras 5.5 e 5.6.

**Tabela 5.6:** Resultados para a simulação *Tentativa e Erro*

$Pot_{tot}$ (W)	$10,495 \times 10^9$
$Pot_{est}$ anterior (W)	$9,9485 \times 10^9$
$Pot_{est}$ posterior (W)	$9,9485 \times 10^9$



**Figura 5.5:** Disposição dos aerogeradores após implementação da otimização Tentativa e Erro anterior a regeneração dos pontos inadequados.



**Figura 5.6:** Disposição dos aerogeradores após implementação da otimização Tentativa e Erro posterior à regeneração dos pontos inadequados.

Por fim, devem-se avaliar os valores das aptidões de cada disposição. Tais aptidões estão dispostas na Tabela 5.7 que, também, traz o valor alvo, ou seja, a potência total sem perdas, e a porcentagem de perda para cada disposição. Em ordem, a Tabela 5.7 revela os valores das simulações para cada figura anteriormente mostrada.

**Tabela 5.7:** Resultados comparativos da simulação

	Disposição	Potência Total sem Perdas $\times 10^9$ (W)	Potência Total com Perdas $\times 10^9$ (W)	Porcentagem de Perda (%)
Avaliação da Potência	Figura 5.3	10,495	9,2333	12,02
Genético (2 gerações)	Figura 5.4	10,495	9,7650	6,96
Tentativa e Erro 1	Figura 5.5	10,495	9,9485	5,20
Tentativa e Erro 2	Figura 5.6	10,495	9,9485	5,20

A partir dos dados mostrados na Tabela 5.7, nota-se que o valor da porcentagem de perda para a *Avaliação da Potência* foi maior que o limitado na literatura, ou seja, 8%. Com isso, fica evidente que o uso da otimização é necessário para se alcançar um valor igual ou menor que o delimitado na literatura. Observando os valores das porcentagens referentes a ambos os tipos de otimização utilizados, evidencia-se que tanto a implementação via algoritmos genéticos como a implementação via tentativa e erro ficaram dentro da zona limite especificada, gerando resultados satisfatórios.

A implementação matemática via tentativa e erro, avaliada antes e depois do reposicionamento dos aerogeradores inadequados, teve resultados idênticos. A este fato considera-se que o posicionamento anterior à separação dos pontos inadequados já era considerado ótimo pelo programa. Quando realocados, esses aerogeradores podem ter sido influenciados, ou influenciaram outros, o que acabaria por reduzir o valor da potência total do parque considerando as perdas e, por consequência, aumentando o valor da porcentagem de perda.

Por fim, foi realizada uma avaliação da otimização matemática via algoritmos genéticos para ter certeza que este, apesar dos resultados piores que o modelo via tentativa e erro, realmente evolui com o passar das gerações, ou seja, se é um modelo confiável. Para tal, foram realizadas simulações variando o número das gerações (*n<sub>gera</sub>*) e observando os valores de potência total com perdas gerado. Os resultados são apresentados na Tabela 5.8.

**Tabela 5.8:** Resultados comparativos para diferentes valores de gerações

	Potência Total sem Perdas $\times 10^9$ (W)	Potência Total com Perdas $\times 10^9$ (W)	Porcentagem de Perda (%)
Genético (2 gerações)	10,495	9,7650	6,96
Genético (5 gerações)	10,495	9,7612	6,99
Genético (10 gerações)	10,495	9,7912	6,71
Genético (20 gerações)	10,495	9,8025	6,60

Os resultados mostrados na Tabela 5.8 mostram que o modelo de otimização matemática via algoritmos genéticos apresenta uma lenta evolução. A esta lentidão pode ser atribuído um fator que, por sua vez, também explica o motivo do modelo *Tentativa e Erro* ter um melhor resultado que o *Genético*: disposição inicial randômica. Para o início dos posicionamentos e cálculos, o programa gera um posicionamento base inicial aleatório. Este *start* pode levar a valores iniciais da potência total com perdas bem diferentes, resultando em valores finais diferentes do esperado.

## 6 Conclusões e Trabalhos Futuros

A otimização do posicionamento de aerogeradores em parques eólicos através da implementação do problema no *software* MATLAB trouxe resultados satisfatórios diante do evidenciado, tanto no trabalho proposto por Saraiva quanto nos demais trabalhos apresentados como na literatura, uma vez que a porcentagem de perda de potência total não alcançou os 8% depois de realizada a otimização. Diz-se isso porque a modelagem inicial, *Avaliação da Potência*, é uma disposição randômica dos aerogeradores dentro do terreno do parque, ou seja, há uma possibilidade considerável desta colocação não ser a ideal. De fato, durante algumas simulações, observou-se que a porcentagem de perda da potência total devido ao efeito de esteira superou os 8%.

A otimização realizada via algoritmos genéticos (*Genético*) mostrou-se pior que a via tentativa e erro (*Tentativa e Erro*). Este resultado indica que os valores arbitrados aleatórios tiveram mais sucesso que a iteração “genética”, muito provavelmente pelo alto valor de tentativas realizadas no segundo caso. Por fim, observou-se que o tempo de utilização de memória do computador pelo *software* (“*busy*”) é bem menor para o caso associado a algoritmos genéticos.

Ainda que os resultados tenham sido satisfatórios, algumas melhorias podem ser implementadas, não apenas no quesito estético, como na própria simulação. A modelagem do problema foi montada considerando os aerogeradores como pontos no diagrama e, deste modo, torna-se impossível evidenciar 2 dos 4 tipos de sombreamento de turbinas (sombreamento parcial e o sombreamento Quasi). Este problema pode ser solucionado aplicando a cada ponto, turbina eólica, retas condizentes com o tamanho de suas pás e, a partir delas, gerar os cones de sombra.

Ademais, explicou-se, durante o trabalho, que a distância do cone de sombra é função da velocidade incidente do vento na turbina. Assim, nota-se que nos diagramas os comprimentos são iguais, mesmo para os aerogeradores cujo vento vem com menor rapidez. Esta distância pode ser mais bem representada se as condições forem transportadas para um programa especializado capaz de gerar uma simulação da disposição do cone de sombra, como se a turbina estivesse em um túnel de vento e a rapidez fosse modificada de modo a montar-se uma curva representativa para a torre eólica.

Por fim, tendo como foco nos modelos de otimização e devido a importância do *start* relativo ao posicionamento randômico, pode-se realizar um estudo relativo somente ao incremento da função comparando os valores do *start* e o final. Outra alternativa é setar o *start*, ou seja, as duas funções de otimização iniciarem com uma mesma configuração, garantindo, assim, que o melhor modelo irá se sobressair.

## 7 Referências

- BANDEIRA JUNIOR, E. **Geração eólica: análise de investimentos**. 2010. 64 (Graduação). Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- CARVALHO, P. **Geração Eólica**. Imprensa Universitária, 2003. 146 ISBN 85-7485-039-X.
- CRESESB. Componentes de um Aerogerador. 2006. Disponível em <<http://www.cresesb.cepel.br/content.php>>.
- CRESESB. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. 2001. Disponível em <<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/index.php?task=livro&cid=1>>.
- CUSTÓDIO, R. D. S. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica**. ELETROBRAS. 2007. 280 ISBN 978-85-87083-09-8.
- GAVRONSKI, J.D. **Carvão mineral e as energias renováveis no Brasil**. 2007. 291 (Doutorado). Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais. Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report**. p.25 e 26. 2011.
- GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report**. p.35. 2012.
- GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Statistics**. 2012.
- KOCH, F. et al. **Consideration of Wind Farm Wake Effect in Power System Dynamic Simulation**. Anais do PowerTech Conference Proceedings, St. Petersburg, Russia. 2005.
- KOTO, S. M. **Fontes Renováveis para a Produção de Energia Elétrica no Contexto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo: Estudo de Caso de Duas Fontes - Eólica e Fotovoltaica**. 2009. 60 (Especialização). Gestão Ambiental e Negócios no Setor Energético, Instituto de Eletrotécnica e Energia - Universidade de São Paulo.
- KRUMMENAUER, L. **Fontes Alternativas e Renováveis para Geração de Energia Elétrica**. 2009. 76 (Graduação). Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- LUDWIG, D.E. **Análise numérica da influência de fatores atmosféricos na esteira aerodinâmica de turbinas eólicas**. 2011. 98 (Mestrado). Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- MARQUES, J. **Turbinas Eólicas: Modelo, Análise e Controle do Gerador de Indução com Dupla Alimentação**. 2004. 158 (Mestrado). Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria.
- OLIVEIRA, L. D. S. D. **Regras e Boas Práticas para Instalação de Torres Anemométricas Voltadas para Estudo de Potencial Eólico**. 2011. 115 (Mestrado). Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

PETRY, A.P; MATTUELLA, J.M.L. **Análise do potencial eólico e estimativa da geração de energia empregando o "software" livre Alwin**. 2007. 43

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL. Centro de Energia Eólica. Disponível em < <http://www.pucrs.br/ce-eolica/index.htm> >.

SALINO, P. J. **Energia Eólica no Brasil: Uma comparação do PROINFA e dos Novos Leilões**. 2011. 120 (Graduação). Engenharia Ambiental, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

SARAIVA, R.V. **Localização óptima dos conversores de um parque eólico para minimização de custos totais**. 2007. 68 (Mestrado). Engenharia Electrónica e de Computadores, Universidade Técnica de Lisboa.

SILVA, N.F.D **Fontes de energia renováveis complementares na expansão do setor elétrico brasileiro: o caso da energia eólica**. 2006. 267 (Doutorado). Ciências em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

VERGARA, R. F. **Análise Estrutural de Torres Anemométricas e de Sustentação de Turbinas Eólicas**. 2005. 161 (Mestrado). Engenharia Oceânica, Fundação Universidade do Rio Grande.

## Apêndice A

```

function potest = neoteste3(orig)
% -----
% Considerações Iniciais
naero = 120; % numero de aerogeradores
ndir = 1; % numero de direções a serem avaliadas
orig = [rand(naero,1)*100 rand(naero,1)*10];
[xord,iord] = sort(orig(:,1));
xord = flipud(xord);
iord = flipud(iord);
y = orig(:,2);
yord = y(iord,:);
orignew = [xord yord]; % atribui numeração de acordo com encontro com o vento
sobrep = zeros(naero,5);
sobrepuesto = [];
wind = 8.49;
v_old = wind;
erro = 1000;
drot = 80;
rrot = drot/2;
leng = 20;
% -----
% Curva: coeficiente de potência vs velocidade do vento
xcp = (0:30);
ycp = [0, 0, 0, 0, 0.336, 0.395, 0.421, 0.433, 0.438, 0.436, 0.400, 0.341, 0.276, 0.221,
curvcp = spline(xcp,ycp);
% -----
% Curva: potência vs velocidade do vento
xpot = (0:30);
ypot = [0, 0, 0, 0, 66.30, 152.00, 280.00, 457.00, 690.00, 978.00, 1233.00, 1398.00, 147
curvpot = spline(xpot,ypot);
% -----
% Curva: velocidade das pás vs velocidade do vento
xwt = (0:30);
ywt = [0, 0, 0, 0, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 19, 19, 19, 19, 19, 19,
curvwt = spline(xwt,ywt);
% -----

```

Figura A.1: Layout das considerações iniciais do modelo *Avaliação da Potência*.

```

% Cria a figura com cone de sombra
figure
plot(0,0,'ko')
hold on
for i = 1:size(orignew,1)
    plot(orignew(i,1),orignew(i,2),'ko')
    text(xord(i)+0.6,yord(i),int2str(i))
    fill([orignew(i,1) orignew(i,1)-leng orignew(i,1)+leng],[orignew(i,2) orignew(i,2)
end
% Encontra se o ventilador i influencia em j
for i = 1:size(orignew,1)
    p = 1;
    for j = 2:size(orignew,1)
        if i~= j
            heigcon = (orignew(i,1) - orignew(j,1))/leng*0.04;
            if orignew(i,1) > orignew(j,1) && abs(orignew(i,1) - orignew(j,1)) <= leng
                sobrep(i,p) = j;
                p = p + 1;
            end
        end
    end
end
end

```

Figura A.2: Layout da geração do cone de sombra e verificação de possíveis influências.



```
for i = 1:(naero-1)
    inconvenientes(i) = ~isempty(find(g(i,i+1:end) < 0.9));
end
inconvenientes = find(inconvenientes);
pot_est_tot_parq(inconvenientes) = 0;

pottot = sum(pot_tot_parq)
potest = sum(pot est tot parq);
```

**Figura A.3:** Layout da verificação dos inconvenientes e cálculo da potência com e sem o efeito de esteira.

## Apêndice B

```

% Algoritmo genetico gera_gen
clear
leng = 20;
% Gera populacao inicial
naero = 120;
poptot = 50;
ngera = 2;
permut = 0.2;
perclon = 0.2;
perrep = 1 - perclon - permut;
% geração dos individuos iniciais
for i = 1:poptot
    ind(i) = [rand(naero,1)*100 rand(naero,1)*10];
    apt(i) = neoteste3(ind(i));
end
% evolução dos tempos
for j = 1:ngera
    % organiza a populacao frente à aptidão
    [apt,ord] = sort(apt,'descend');
    % reproducao
    for i = 1:2:poptot*perrep-1
        nind(i) = ind(ord(i))*0.7 + ind(ord(i+1))*0.3; % pega 70% do primeiro(ex:pai) e 30% do segundo(ex:mae)
        nind(i+1) = ind(ord(i))*0.3 + ind(ord(i+1))*0.7; % pega 30% do primeiro(ex:pai) e 70% do segundo(ex:mae)
        napt(i) = neoteste3(nind(i));
        napt(i+1) = neoteste3(nind(i+1));
    end
    % mutacao
    for i = poptot*perrep + 1 : poptot*(perrep + perclon)
        mind(floor(i)) = [rand(naero,1)*100 rand(naero,1)*10];
        napt(floor(i)) = neoteste3(mind(floor(i)));
    end
    % clonagem
    for i = poptot*(perrep + perclon) + 1:poptot
        mind(floor(i)) = ind(ord(floor(i) - poptot*(perrep + perclon)));
        napt(floor(i)) = neoteste3(mind(floor(i)));
    end
    ind = mind;
    apt = napt;
end
[lixo,ptmx] = max(apt);
figure
plot(0,0,'ko')
hold on
for i = 1:size(ind(ptmx),1)
    plot(ind(ptmx)(:,1),ind(ptmx)(:,2),'ko')
    text(ind(ptmx)(i,1)+0.75,ind(ptmx)(i,2),int2str(i))
    fill([ind(ptmx)(i,1) ind(ptmx)(i,1)-leng ind(ptmx)(i,1)-leng], [ind(ptmx)(i,2) ind(ptmx)(i,2)+0.04 ind(ptmx)(i,2)-0.04])
end

```

Figura B.1: Layout da otimização matemática baseada em algoritmos genéticos.

```

% Layout
clear
naero = 120;
nchutes = 1000;
% indot = rand(naero,2)*10;
indot = [rand(naero,1)*100 rand(naero,1)*10];
drot = 80;
leng = 20;
apt = neoteste3(indot);
feios = [];

for i = 1:nchutes
    indc = [rand(naero,1)*100 rand(naero,1)*10];
    napt = neoteste3(indc);

    if napt > apt
        indot = indc;
        apt = napt;
    end
end

figure
plot(0,0,'ko')
hold on
for i = 1:size(indot,1)
    plot(indot(:,1),indot(:,2),'ko')
    text(indot(i,1)+0.75,indot(i,2),int2str(i))
    fill([indot(i,1) indot(i,1)-leng indot(i,1)-leng], [indot(i,2) indot(i,2)+0.04 indot(i,2)-0.04])
end

```

Figura B.2: Layout da geração dos chutes e plotagem da otimização *Tentativa e Erro*.