

**UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS - UNISINOS  
UNIDADE ACADÊMICA DE GRADUAÇÃO  
CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIA**

**HENRIQUE HONÓRIO HORN**

**OTIMIZAÇÃO DO PARQUE EÓLICO DE OSÓRIO UTILIZANDO ALGORÍTMO  
GENÉTICO**

**São Leopoldo**

**2018**

HENRIQUE HONÓRIO HORN

**OTIMIZAÇÃO DO PARQUE EÓLICO DE OSÓRIO UTILIZANDO ALGORITMO  
GENÉTICO**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado como requisito parcial para  
obtenção do título de Bacharel em  
Engenheiro de Energia, pelo Curso de  
Engenharia de Energia da Universidade do  
Vale do Rio dos Sinos - UNISINOS

Orientador: Prof. Dr. Rodrigo Marques de Figueiredo

São Leopoldo  
2018

# OTIMIZAÇÃO DO PARQUE EÓLICO DE OSÓRIO UTILIZANDO ALGORITMO GENÉTICO

Henrique Honório Horn\*

Rodrigo Marques de Figueiredo\*\*

**Resumo:** Dado o grande potencial eólico brasileiro e a atual busca e investimento em energias renováveis, este trabalho visa a otimização de geração de energia elétrica de um parque eólico dada uma área previamente estabelecida, seja ela fracionada, ou não. O estudo utiliza como base o Algoritmo Genético em que cada turbina aero geradora é codificada geneticamente como sendo um indivíduo. Os indivíduos são cruzados entre si e suas cargas genéticas são herdadas de maneira a gerar um novo indivíduo. Os indivíduos resultantes são selecionados em forma de torneio de acordo com seu fenótipo e com as restrições estabelecidas, obtendo assim uma solução otimizada para o layout, otimizando a geração e minimizando as perdas por esteira de vento na configuração em questão. No estudo de caso foram utilizadas as características das turbinas instaladas no parque eólico de Osório, assim como as características dos ventos presentes no local. A partir dos resultados conclui-se que a divisão do parque em subparques é considerável, uma vez que o ganho em área e consequentemente a economia em construção é mais relevante do que a quantidade de perda em eficiência no caso de termos o complexo inteiro sem as divisões propostas.

**Palavras-chave:** Parque eólico. Algoritmo genético. Subparques. Otimização. Osório.

## 1 INTRODUÇÃO

Este artigo tem como objetivo otimizar um parque eólico dispondo as turbinas em pontos de melhor geração de energia considerando as características do terreno, aumentando assim a eficiência energética da planta. Este estudo utiliza simulações numéricas baseadas em algoritmo genético para obter essa otimização e por consequência um melhor rendimento energético do conjunto de aero geradores. Foi

---

\* Graduando do curso de Engenharia de Energia na UNISINOS. Ex bolsista de iniciação científica UNIBIC. Técnico em eletrotécnica. E-mail: henriquehonoriohorn@gmail.com.

\*\* Possui doutorado em Geologia - Sensoriamento Remoto com Aplicação de Redes Neurais Artificiais (2016), mestrado em Computação Aplicada - Inteligência Artificial/Pesquisa Operacional (2009) e graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade do Vale do Rio dos Sinos (2005). Atualmente é Professor dos cursos de Engenharia Eletrônica, Engenharia Elétrica, Engenharia de Controle e Automação e Engenharia da Computação e pesquisador do Mestrado Profissional em Engenharia Elétrica da Unisinos. Também é coordenador dos cursos de Engenharia Eletrônica e Engenharia de Controle e Automação da Unisinos. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Circuitos Eletrônicos, Descrição de Hardware e Redes de Telecomunicações, atuando principalmente nos seguintes temas: microeletrônica, VHDL, FPGA, microcontroladores e sistemas de telecomunicações além de experiência com Redes Neurais Artificiais. E-mail: MARQUESF@unisinos.br

elaborado um pequeno estudo referente a energia eólica no panorama mundial para melhor visualização do assunto abordado.

## **2 REFERENCIAL TEÓRICO**

A fim de realçar a importância e a abundância da energia eólica disponível são apresentados dados sobre o uso da matéria prima em questão e sua disponibilidade em nosso país e no mundo.

### **2.1 Energia eólica no mundo**

A energia renovável como um todo teve a maior taxa de crescimento comparado com outras fontes em 2017, atendendo a um quarto do crescimento da demanda global de energia no mesmo ano. Essa energia de baixa pegada de carbono cresceu 6,3% (380 TWh) em 2017, correspondendo agora a 25% da energia mundial (IEA, 2017). De todo esse crescimento (380 TWh) a energia eólica foi responsável por 36% seguida da energia fotovoltaica (27%), hidrelétrica (22%) e bioenergia (12%) (IEA, 2017). O representativo aumento da geração de energia eólica dentro de diversas energias renováveis nos mostra sua importância para o cenário energético mundial. Prevê-se que até 2050 a contribuição da energia eólica mundial deverá estar em torno de 17% o que totaliza algo em torno dos 2800 GW instalados. Apesar do grande crescimento apresentado anteriormente ainda existe um grande potencial disponível.

### **2.2 Disponibilidade**

Para que a energia eólica seja considerada tecnicamente aproveitável, é necessário que sua densidade de potência de vento seja maior ou igual a  $500 \text{ W/m}^2$ , a uma altura de 50 m, o que requer uma velocidade mínima do vento de 7 a 8 m/s (GRUBB; MEYER, 1993). Segundo a Organização Mundial de Meteorologia, em apenas 13% da superfície terrestre o vento apresenta velocidade média igual ou superior a 7 m/s, a uma altura de 50 m. Essa proporção varia muito entre regiões e continentes, conforme Apêndice A.

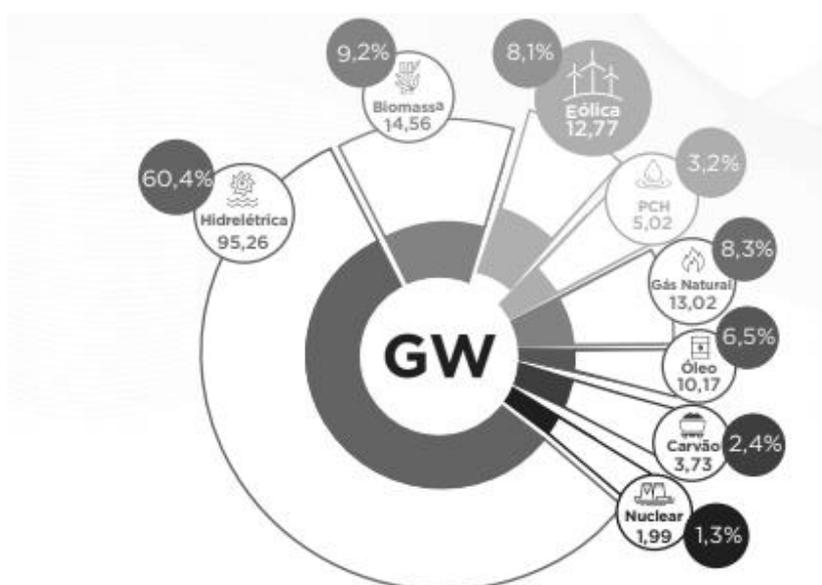
Mesmo assim, estima-se que o potencial eólico bruto mundial seja da ordem de 500.000 TWh por ano. Devido, porém, a restrições socioambientais (existência de áreas densamente povoadas e/ou industrializadas e outras restrições naturais, como regiões muito montanhosas, por exemplo.), apenas 53.000 TWh (cerca de 10%) são considerados tecnicamente aproveitáveis, Apêndice B. Ainda assim, esse potencial líquido corresponde a cerca de quatro vezes o consumo mundial de eletricidade.

É visto, portanto, que se comparado com o restante do mundo a América Latina tem um excelente potencial eólico disponível. Sendo o Brasil o maior país da América latina, ele detém a maior parte desse potencial descrito anteriormente.

### 2.3 Energia eólica no Brasil

A matriz energética brasileira conta com uma grande porcentagem de geração proveniente de fontes renováveis como mostra o gráfico.

Figura 1 – Matriz energética brasileira



Fonte: ABEEOLICA (2018).

Embora ainda haja divergências entre especialistas e instituições na estimativa do potencial eólico brasileiro, vários estudos indicam valores extremamente consideráveis. Até poucos anos, as estimativas eram da ordem de 20.000 MW. Hoje a maioria dos estudos indica valores maiores que 60.000 MW. Essas divergências decorrem principalmente da falta de informações (dados de superfície) e das

diferentes metodologias empregadas. De qualquer forma, os diversos levantamentos e estudos realizados e em andamento (locais, regionais e nacionais) têm dado suporte e motivado a exploração comercial da energia eólica no País (ABEEOLICA, 2018). Os primeiros estudos foram feitos na região Nordeste, principalmente no Ceará e em Pernambuco. Com o apoio da ANEEL e do Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT, 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, conforme Apêndice C.

Com os dados apresentados percebe-se o grande potencial eólico existente em nosso território e o quanto ele ainda não foi explorado, caracterizando-se por ser um grande campo econômico sustentável para o desenvolvimento do país em diversos âmbitos.

## 2.4 Potencial de energia eólica

Existem diversas variáveis das quais se deve fazer uso para que se atinja uma boa estimativa e um bom dimensionamento de potencial eólico presente em determinada região.

### 2.4.1 Potência do vento

De acordo com a teoria dinâmica de Betz (1922-1925), considerando um fluxo de ar, com massa  $m$ , movendo-se a uma velocidade  $v$ , perpendicular à seção transversal de um cilindro imaginário, com uma seção  $A$ , representa o fluxo de ar através das pás de uma turbina eólica, definida pela área de arraste das pás do rotor da turbina. Portanto a potência do vento que passa pela seção pode ser descrita pela Equação 1:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (1)$$

Nesta equação é definido  $P$  como sendo a potência do vento em [W],  $\rho$  como a massa específica do ar em [kg/m<sup>3</sup>],  $A$  é a área da seção transversal do rotor da turbina em [m<sup>2</sup>] e  $v$  a velocidade do vento em [m/s]. Conforme análise da Equação 1 temos a potência gerada pela turbina diretamente ligada com o cubo da velocidade incidente

de vento, podendo assim associarmos um acréscimo de 10% na velocidade do vento com 33% de acréscimo na potência, ou também o inverso (PINTO,2013).

Considerando uma turbina aero gerador de eixo vertical e  $D$  o diâmetro do rotor em [m],  $A$  é obtida através da Equação 2.

$$A = \frac{\pi}{4} D^2 \quad (2)$$

#### 2.4.2 Coeficiente de potência ou limite de Betz para turbinas eólicas

O coeficiente de potência de saída é expresso pela relação da potência extraída do vento ( $P_{ext}$ ) e a potência disponível anteriormente mostrada (PINTO,2013).

$$C_p = \frac{2P_{ext}}{\rho A v^3} \quad (3)$$

A taxa de giro do rotor está diretamente relacionada com a sua eficiência, portanto, conhecer a velocidade de ponta (TSR, *tip-speed ratio* ou  $\lambda$ ) das pás é fundamental. Quando uma turbina eólica está em movimento, a velocidade tangencial na ponta da pá é maior do que a velocidade no meio da pá. A velocidade tangencial na ponta da pá de uma turbina de raio  $r$  [m], que gira a uma velocidade angular  $\omega$  [rad/s] em relação à velocidade do vento incidente  $v$  [m/s] (TSR, *tip-speed ratio* ou  $\lambda$ ), é representada como a Equação 4 (PINTO, 2013):

$$\lambda = \frac{u}{v} \quad (4)$$

Tendo  $u$  como sendo a velocidade tangencial da ponta da pá dada por  $u = \omega r$  e  $D = 2r$ , aplica-se essas expressões na Equação 4 e se obtém a Equação 5:

$$\lambda = \frac{\pi f D}{v} \quad (5)$$

Onde  $f$  [Hz] é a rotação do rotor e  $\lambda$  adimensional. A determinação da velocidade de ponta é bastante importante porque indica a magnitude ideal de velocidade com que as pás devem girar em relação ao vento incidente, obtendo assim o melhor coeficiente de potência (PINTO, 2013). Teoricamente o coeficiente de

potência aumenta proporcionalmente ao número de pás. As turbinas eólicas de três pás dominam o mercado pois apresentam alto  $\lambda$ , baixo torque de partida, estética visual melhor em relação as demais turbinas e um nível de ruído baixo. O desempenho ótimo para uma turbina de três pás acontece na faixa de  $\lambda$  entre 7 e 8 (PINTO, 2013).

O Limite de Lanchester-Betz-Joukowski, comumente conhecido como Limite ou Lei de Betz, diz respeito a potência máxima que pode ser extraída do vento, ou seja, a máxima quantidade de energia cinética do vento que pode ser convertida em potência mecânica. O vento que passa pela turbina, tem a velocidade e pressão reduzidas, ocasionando a expansão do ar atrás da turbina (PINTO, 2013). Este limite é derivado a partir da teoria de hélices e assume que o processo de conversão de energia ocorre sem perdas e com um rotor de um número infinito de pás. Com estas simplificações, o limite de Betz é calculado como 59,3%, sendo esse o limite máximo que uma turbina eólica pode extrair da potência disponível do vento. Nas melhores condições de operação as turbinas podem alcançar 80% do limite, o que remete a uma faixa de 45% a 50% de eficiência em conversão de energia (cinética mais mecânica em elétrica) (PINTO, 2013).

#### 2.4.3 Velocidade do vento

Devido a sazonalidade do vento, há períodos do ano em que existe uma grande variação de sua velocidade, portanto é necessário usarmos ferramentas estatísticas para a sua obtenção, elaborando assim um perfil de velocidade para a região em questão. Assim, a distribuição da velocidade do vento ( $v$ ) pode ser representada por uma função densidade de probabilidade  $p(v)$ .

$$v = \int_0^{\infty} p(v)dv \quad (6)$$

Para aplicações eólicas, a função densidade mais utilizada para a caracterização da velocidade do vento é a distribuição de Weibull, descrita pela Equação 7:

$$p(v) = \begin{cases} \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}; & v \geq 0 \\ 0; & v < 0 \end{cases} \quad (7)$$

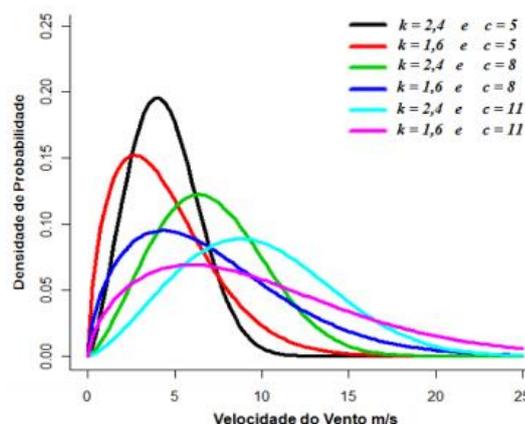
Os parâmetros apresentados no cálculo de Weibull, “c” e “k”, representam:

- “k”- parâmetro ou fator de forma da distribuição dos ventos, é adimensional;
- “c”-parâmetro ou fator de escala, a velocidade média, dado em m/s.

O parâmetro “c”, fator de escala, define a escala da distribuição e está diretamente relacionado com a velocidade média. O parâmetro “k” é denominado de parâmetro de forma, define a forma da distribuição e está relacionado com o desvio padrão k na curva de distribuição.

Valores maiores de k indicam maior constância dos ventos, com menor ocorrência de valores extremos. Em geral, nas distribuições anuais da velocidade do vento o parâmetro k situa-se entre 2 e 3. Excepcionalmente, o parâmetro k da distribuição mensal da velocidade do vento pode atingir valores superiores a 6 em regiões de ventos alísios, como no Nordeste brasileiro (Amarante et al., 2001). Por sua vez, o fator de escala c tem relação com a velocidade média. Na Figura 2 pode ser observado o comportamento da velocidade do vento associado a uma distribuição Weibull com diferentes valores de k e c.

Figura 2 – Influência do parâmetro de forma



Fonte: ABEEOLICA (2018).

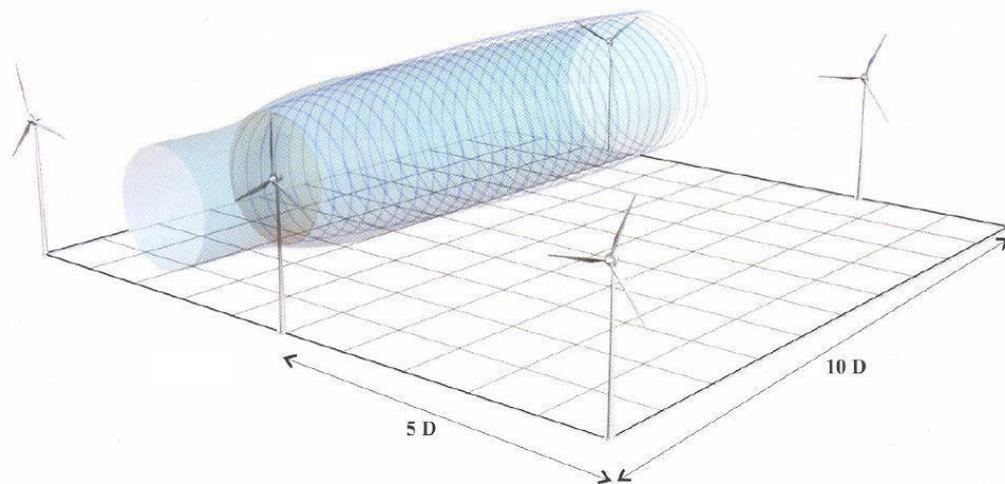
De posse da potência que é possível obter em uma determinada localização, deve-se também calcular e considerar as perdas para que assim se obtenha uma real

estimativa de geração no local desejado e assim estudar a viabilidade de um possível projeto.

#### 2.4.4 Efeito esteira de vento

Ao extrair a energia cinética presente no vento, o rotor freia o vento incidente, ocasionando turbulências no escoamento pós-turbina e reduzindo sua velocidade. Gradualmente essa velocidade se recupera, ao se misturar com as massas de ar do entorno livre. As forças de sustentação aerodinâmica nas pás do rotor geram uma esteira helicoidal de vórtices, conforme Figura 3, que também se dissipa ao se afastar da esteira causadora da turbulência (LOPEZ, 2012). Após percorrer certa distância, o escoamento recupera quase que totalmente sua velocidade inicial, e outras turbinas podem ser instaladas na esteira da turbina.

Figura 3 – Esteira de vento



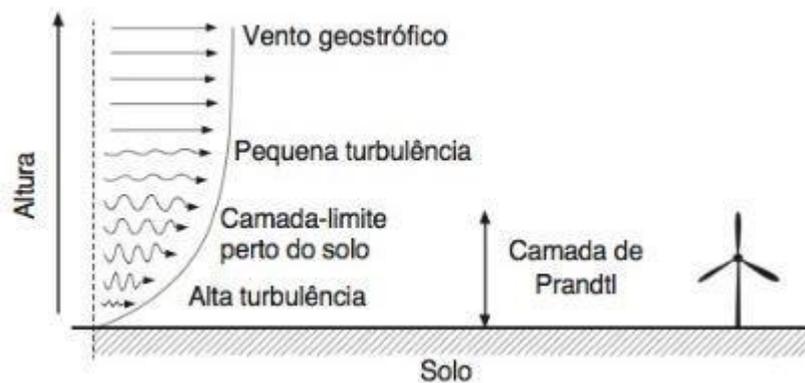
Fonte: Lopez (2012).

O espaçamento entre as turbinas afeta diretamente a eficiência de cada turbina e do parque como um todo. Os parques eólicos de forma geral têm perdas de 10% a 20% devido ao efeito esteira. Para turbinas espaçadas entre 8 a 10 vezes o diâmetro do rotor, as perdas são ao redor de 10%. Normalmente as distâncias utilizadas entre os aero geradores é de 3D a 5D lateralmente e 5D a 7D longitudinalmente (PINTO, 2013). Assim como as próprias turbinas acabam por interferirem umas nas outras, de acordo com a sua localização, a rugosidade do solo também influencia no comportamento do vento que por ele passa.

#### 2.4.5 Camada limite atmosférica e camada de Prandtl

As correntes de ar que circulam a Terra sofrem um atrito ao tocarem sua superfície, resultando em uma força horizontal contrária ao fluxo e decrescente com a altura, até o ponto chamado de camada-limite. Além dessa camada, existe a atmosfera livre. Nessa região o vento circula ao longo de linhas de mesma pressão (isóbaras). A faixa em que a velocidade do vento não é perturbada é chamada de camada-limite atmosférica, e encontra-se na faixa de 600 a 2000 m de altura. A camada limite sofre influência da rugosidade do solo. A região da camada limite próxima ao solo é a camada de Prandtl, Figura 4. Durante a noite a espessura dessa camada é de 10 a 50 m, e durante o dia a espessura é de 50 a 150 m. Estudos apontam que o rotor de uma turbina eólica a 60 m de altura permanece 30% das horas anuais dentro da camada de Prandtl (PINTO, 2013).

Figura 4 – Camada de Prandtl



Fonte: (PINTO, 2013).

O comportamento dos ventos na Camada de Prandtl, pode ser analisado por um modelo exponencial ou logarítmico. A equação exponencial mais utilizada é chamada de lei de potência ou fórmula da altitude de Hellman, expressa na Equação 8 (PINTO, 2013):

$$v(z) = v_{ref} \left( \frac{z}{z_{ref}} \right)^\alpha \quad (8)$$

Onde  $v_{ref}$  é a velocidade do vento medida a uma altura de referência  $z_{ref}$  e  $\alpha$  é o expoente de Hellman. Existem tabelas para  $\alpha$  em lugares específicos, mas também existem métodos empíricos como a correlação de Justus (1978), Equação 9:

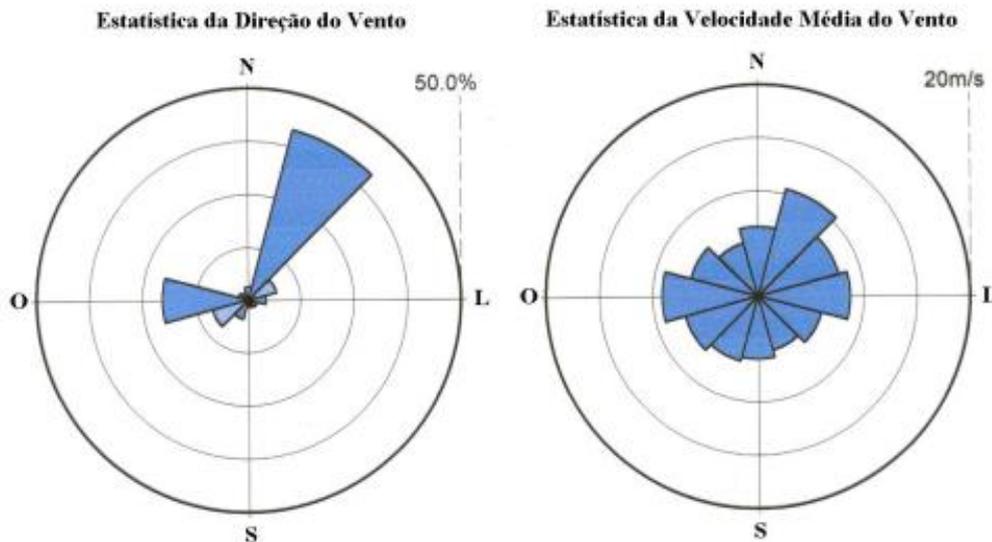
$$\alpha = \frac{[0,37 - 0,088\ln(v_{ref})]}{[1 - 0,088\ln(\frac{z_{ref}}{10})]} \quad (9)$$

É necessário saber não só o módulo da velocidade do vento na Camada de Prandtl mas também seu histórico de direções.

#### 2.4.6 Direção do vento

Como o vento varia também em direção, deve-se estudar este comportamento (TROEN e PETERSEN, 1989) e (SNEL, 2000). Normalmente, as direções são divididas em setores onde são medidas a intensidade e a frequência dos ventos. Assim, determina-se a rosa dos ventos que pode ser representada graficamente, como ilustrado na Figura 5.

Figura 5 - Rosa dos ventos (setores de 30°)



Fonte: Custódio (2002).

Na Figura 5 as linhas circulares representam o percentual de incidência do vento, com separação dos setores em 30°. A rosa dos ventos é uma ferramenta importante para a definição do layout de parque eólicos. De acordo com os dados do INMET, que disponibiliza a frequência dos ventos em 16 direções, a rosa dos ventos, portando, tem suas divisões de 22,5° para cada uma dessas direções. Com todos

esses dados e variáveis é natural se recorrer a meios de otimização para projetar parques de geração de energia eólica mais eficientes utilizando pouco esforço.

## 2.5 Algoritmo Genético

Um dos meios de otimização utilizados para o problema em questão é o Algoritmo Genético. Considerando uma torre de geração eólica como sendo um indivíduo de capacidade de geração determinado pelos parâmetros descritos anteriormente, pode-se denominar um aereo gerador com outra localização e com uma geração maior, decorrente dessa nova localização, como um indivíduo mais evoluído que o anterior. Essa é a primeira premissa ao se analisar esse tipo de algoritmo de otimização.

### 2.5.1 Definição

Algoritmo Genético (AG) é um método de otimização que se baseia em computação evolutiva para a obtenção de um dos pontos com caracterização “ótima” dentre os pontos ótimos possíveis, permitindo de maneira computacional modelar problemas reais de maneira simplificada visando solucionar o problema achando uma configuração ótima para cada determinado caso considerando inúmeros problemas e restrições (SARAMAGO, 2003).

Algoritmos Genéticos são métodos que simulam o comportamento evolucionário das espécies, baseados no paradigma neodarwiniano. O parâmetro a ser otimizado é representado matematicamente por uma função objetivo. Para realizar a otimização desta função objetivo existem quatro procedimentos essenciais: reprodução, competição, mutação e seleção, imitando as interações físicas ocorridas na natureza. É um método pseudoaleatório, pois envolve um procedimento de exploração inteligente no espaço de parâmetros codificados (BRAGA, 1998). A teoria da evolução menciona que somente os indivíduos mais aptos de uma população sobrevivem e geram descendentes. Semelhantemente, o AG analisa um conjunto de soluções possíveis, devidamente codificado, que representa a população. Esses dados são então manipulados pelo AG, que identifica os indivíduos mais aptos, utilizando dois operadores genéticos, para a obtenção de uma população otimizada. A forma mais simples e comumente utilizada para representação dos indivíduos de

uma população, é a representação binária de tamanho fixo, em que cada indivíduo é uma cadeia de bits que representa o genoma e assumem valores 0 ou 1 (SARAMAGO, 2003).

### 2.5.2 Caracterização

Cada indivíduo é codificado em termos genéticos com as suas características a serem otimizadas, este genótipo por sua vez caracteriza em fenótipo que será avaliado pela função objetivo afim de obtermos uma das possíveis configurações ótimas para o problema desejado. O método de avaliação da função objetivo (maximização/minimização) é dada por torneio, onde são atribuídos valores para cada indivíduo de acordo com objetivo proposto e esses valores são comparados, possibilitando assim, a reprodução somente do indivíduo com um ranking maior. A partir do resultado do torneio é feito o cruzamento genético de dois dos indivíduos vencedores, combinando informações, dessa maneira existe uma probabilidade razoável dos novos indivíduos produzidos serem melhores que seus “pais”, direcionando a função objetivo para uma de suas soluções ótimas. Para que seja evitado convergências prematuras em determinados pontos, é, logo após o cruzamento, o operador de mutação para determinados locais via amostragem, isso garante a diversidade da população e também a confiabilidade do resultado.

### 2.5.3 Metodologia

Devido aos objetivos e restrições existentes, acaba havendo uma série de conflitos. Devido a esses conflitos multiobjetivos, acabam surgindo várias soluções para a simulação proposta, portanto assim se fazendo necessário o uso do algoritmo genético para a resolução do problema. Esse trabalho utiliza uma toolbox de otimização “(gamultiobj)” presente no programa MATLAB. Essa toolbox por sua vez utiliza o algoritmo NSGA (*NonDominatedSortingGeneticAlgorithm*).

O algoritmo encontra todos os indivíduos não dominados da população e insere-os na Classe 1. A busca por indivíduos não dominados segue sendo feita, assim como as suas classificações nas Classes subsequentes, até que não haja mais indivíduos para serem classificados. Os Indivíduos pertencentes à Classe 1 recebem rank 1. Atribui-se um *rank* aos demais indivíduos de acordo com o número de soluções

k que dominam esses indivíduos, acrescido de um. Os ranks são ordenados em ordem crescente e cada solução recebe um *raw fitness* (função de avaliação), de acordo com seu rank. Por fim, calcula-se a média das *raw fitness* das soluções de um mesmo *rank*. Essas *raw fitness*, funções de avaliação atribuídas, são então utilizadas para selecionar ou apagar as soluções encontradas.

## 2.6 Função Objetivo

Foi utilizado como base o algoritmo de Kusiak e Song onde previamente foi feito um estudo e elaboração da função objetivo partindo de pressupostos definidos pelos autores. São eles:

- O número N de turbinas eólicas;
- A localização das turbinas é caracterizada em duas dimensões cartesianas  $(x_i, y_i)$  sendo o terreno plano e com baixa rugosidade;
- As turbinas no parque eólico são homogêneas, com a mesma função da curva de potência;
- A velocidade do vento para um dado local, altura e direção, segue a distribuição de Weibull contínua em determinada direção  $(\theta)$ ;
- A distância mínima entre duas turbinas no parque eólico corresponde a 4 diâmetros de rotor (definido a partir do efeito da esteira de vento);
- O parque tem uma fronteira circular, com raio definido (posteriormente alterado).

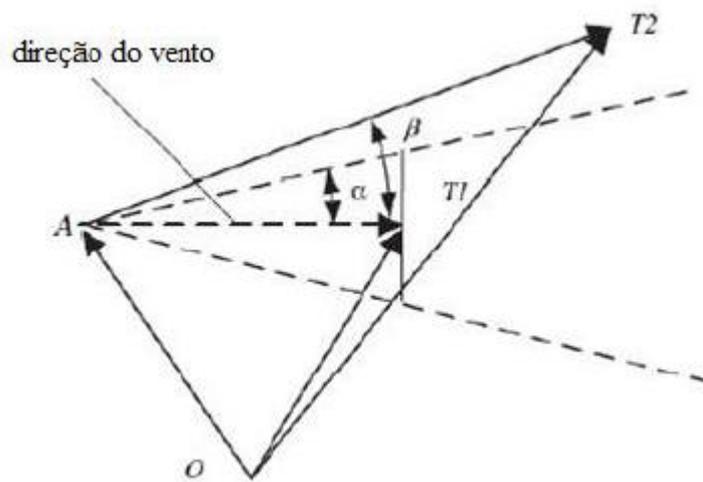
### 2.6.1 Perda por esteira

O vento ao passar por uma turbina eólica tem sua energia cinética extraída, ocasionando perda de velocidade atrás da turbina, bem como turbulência. Esse fato, faz com que a potência gerada pelas turbinas subsequentes, caso estejam na esteira da primeira, seja inferior a potência da primeira turbina atingida pelo vento. Esse déficit de velocidade pode ser calculado por meio do modelo de Katic conforme Equação 10:

$$v_{def} = \frac{1 - \sqrt{1 - C_t}}{\left(1 + \frac{k}{r}d\right)^2} \quad (10)$$

Sendo que  $C_t$  (coeficiente de empuxo) e  $k$  (constante de perda de esteira), são características do modelo de turbina,  $r$  é o raio do rotor, em metros, e  $d$  é a distância entre duas turbinas também em metros. A verificação que testa a posição de cada turbina, indicando se a mesma está na região (cônica) da esteira de outra turbina é quando o ângulo  $\beta$  é menor que o ângulo  $\alpha$ . A Figura 6 representa duas posições de turbinas, T1 e T2, e o cone formado por T1, nesse caso como o ângulo de abertura de T2 ( $\beta$ ) é maior que o ângulo de T1 ( $\alpha$ ), a segunda turbina está fora da esteira.

Figura 6 – Esteira formada por uma turbina



Fonte: (BRIZOLA, 2017).

### 2.6.2 Modelagem de potência de vento

Existem três velocidades que delimitam a conversão da energia cinética do vento. A primeira é a velocidade de partida (*cut-in windspeed*) da turbina, que é a velocidade mínima para que a máquina opere entregando valor útil de potência. A segunda é a velocidade nominal do vento (*rated windspeed*), sendo esse o ponto ótimo de operação do gerador, no qual está convertendo o máximo de energia para o qual foi projetado. A terceira é a velocidade de corte (*cut-off* ou *furling*), que é a velocidade máxima permitida, limitada pelo projeto de engenharia e por restrições de segurança (PINTO, 2013). A curva de potência  $P = f(v)$  de uma turbina eólica é aproximada por uma função linear da velocidade do vento incidente. A relação da curva de potência com a velocidade do vento está representado na função (Equação 11).

$$f(v) = \begin{cases} 0, v < v_{partida} \\ \lambda v + \eta, v_{partida} \leq v \leq v_{nominal} \\ P_{nominal}, v_{nominal} < v < v_{corte} \end{cases} \quad (11)$$

Para que haja uma produção inicial de potência, a velocidade do vento precisa atingir a velocidade mínima de partida  $v_{partida}$ . O valor nominal de potência da turbina é atingido na velocidade nominal  $v_{nominal}$  e a velocidade de corte  $v_{corte}$ , é a velocidade máxima possível para o dispositivo (KUSIAK e SONG, 2010). Acima da  $v_{nominal}$  a potência da máquina mantém se constante até bem próximo da  $v_{corte}$ , quando a potência começa a decair. Portanto a potência média gerada pela turbina em um determinado local com a sua variação estatística de vento já calculada se dá pela integral da curva de potência da turbina multiplicada pela distribuição de Weibull representada pela Equação 12.

$$E(P) = \int_0^{\infty} p(v)f(v)dv \quad (12)$$

Com um estudo detalhado para cada caso é possível quantificar a capacidade de geração de uma turbina eólica, assim como as perdas por esteira decorrentes de suas posições.

### 2.6.3 Algoritmo de Kusiak e Song

Considerando a Equação 12 como a função objetivo foi utilizado o MATLAB para obter a solução do layout ótimo para o parque eólico a partir do algoritmo genético. As restrições foram escritas em uma segunda função objetivo de forma que possamos minimiza-las. Este problema de otimização de minimização tem o objetivo de “extrair” a maior potência com a menor perda possível, obtendo assim o melhor layout para a produção de energia eólica para uma determinada área. O modelo com as duas funções objetivo está representado como:

$$\min\{Obj_1, Obj_2\} \quad (13)$$

Onde:

$$Obj_1 = \frac{1}{\sum_{i=0}^N E(P_i)} \quad (14)$$

$$Obj_2 = \sum_{i=1}^N \max\{0, x_i^2 + y_i^2 - R^2\} + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1, j \neq i}^N \max\{0, 64r^2 - (x_i - x_j)^2 - (y_i - y_j)^2\} \quad (15)$$

Sendo  $x_i$  e  $y_i$  representam as posições de cada uma das turbinas em metros,  $N$  o número de turbinas,  $r$  é o raio do rotor da turbina e  $R$  é o raio da circunferência também em metros. Minimizar  $Obj_1$  é o mesmo que maximizar a potência produzida. E o mínimo do  $Obj_2$  é igual a zero. Devido a limitações matemáticas do programa utilizado, a função a ser minimizada deve ser rebatida negativamente para que assim possa ser maximizada até zero. Isso se deve ao fato de não haver a possibilidade de minimização matemática na função objetiva proposta. A solução ótima só ocorre quando as duas restrições forem satisfeitas assim obtendo a maior potência gerada para o local proposto.

De acordo com o código proposto por Kusiak e Song (2010) existem duas restrições, uma delas em relação ao espaçamento mínimo entre duas turbinas e outra em relação a área limite que cada turbina pode ocupar. Portanto as turbinas devem seguir a restrição de área circular, considerando um raio máximo de 500 m conforme a Equação (16), ou seja, o vetor posição de cada turbina não pode exceder o limite do raio da área considerada, e a restrição de espaçamento, que corresponde a quatro diâmetros de rotor ( $4D = 8r$ ) de distância entre duas turbinas, Equação 17:

$$(x_i)^2 + (y_i)^2 \leq R^2, i = 1 \dots N \quad (16)$$

$$(x_i - x_j)^2 \geq 64r^2, i, j = 1 \dots N, i \neq j \quad (17)$$

#### 2.6.4 Modificações de área

No código base de Kusiak e Song (2010) foram alteradas as configurações de área para um melhor aproveitamento da mesma. Essas alterações fazem parte do upgrade de código elaborado por Brizola (2017). Foi introduzido um novo código de

restrição de área substituindo a Equação 16 de modo que o algoritmo possa ser aplicado em regiões de formato arbitrário e não apenas círculos.

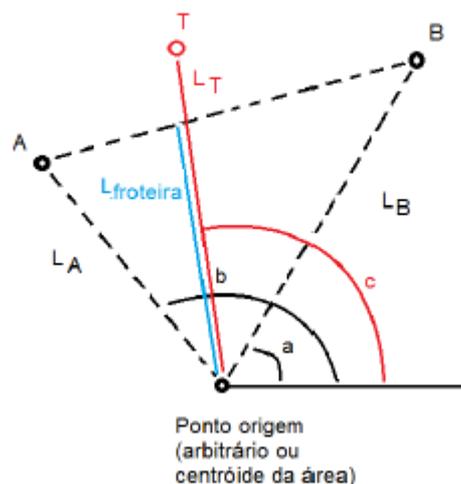
O código propõe novos limites de área pontuais (A, B, C, D, E) delimitando as fronteiras do terreno. Um desses pontos é um ponto central que não é necessariamente o centroide. Assim, linhas radiais conectam o ponto central aos pontos limites do terreno, formando os setores do terreno. Uma linha horizontal define o ângulo polar zero, então, a partir desses dados, pode-se calcular um ângulo polar e vetor de distância entre o ponto central e a posição de um gerador eólico.

O cálculo das áreas formadas entre as coordenadas e o ponto de origem entre a turbina e o ponto de origem e as coordenadas deve ser realizado somente quando a turbina se encontrar entre essas coordenadas anteriormente estabelecidas. A partir de um ponto central, denominado como a origem na área do parque, os ângulos de cada ponto foram calculados conforme a Equação 18:

$$\phi = \text{atan} \frac{y_i}{x_i} \quad (18)$$

A Figura 7 ilustra a situação sendo examinada. Para se determinar se a posição da turbina T se encontra em um ângulo de varredura entre os pontos A e B que delimitam a área do parque, calculam-se os ângulos correspondentes c, a e b. No caso da Figura 5,  $a < c < b$  confirma a posição da turbina T.

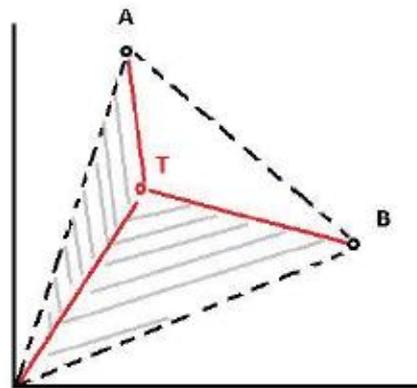
Figura 7 - Ângulos das posições em relação ao eixo x



Fonte: (BRIZOLA, 2017).

Após a determinação dos pontos A e B, consideram-se as áreas formadas pela triangulação dos pontos de interesse conforme a Figura 8:

Figura 8 – Áreas formada entre pontos



Fonte: (BRIZOLA, 2017).

Primeiramente calcula-se a área formada pelas linhas tracejadas em preto, unindo a origem ao ponto A-B, faz-se o módulo do vetor A e B, Equação 19:

$$(x_i)^2 + (y_i)^2 = a^2 \quad (19)$$

Calcula-se então a terceira aresta do triângulo mais externo, pela diferença entre os dois pontos (A e B), Equação 20:

$$(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2 = base^2 \quad (20)$$

De acordo com a equação de Heron calcula-se a área do triângulo “OAB”, que representa 1/5 da área limite do terreno. A área limite foi dividida em 5 partes, já que são 5 coordenadas espaciais (pontos A, B, C, D e E). Para todas as áreas são usados os mesmos procedimentos. A Equação 21 e 22 demonstram como o cálculo é realizado:

$$semi\ perímetro = p = \frac{a + b + base}{2} \quad (21)$$

$$area = \sqrt{p(p - a)(p - b)(p - base)} \quad (22)$$

Após isso é calculada a área hachurada da Figura 8, que representa uma turbina situada dentro dos limites delimitados pelos pontos do parque eólico. Esse cálculo é dividido em duas partes (duas áreas), sendo este método o mesmo para todos e quaisquer outros pontos. Através da diferença entre os pontos correspondentes a posição da turbina “T” e a coordenada “A”, foi possível obter a terceira aresta,  $a_2$ , do triângulo “OAT”, Equação (23):

$$a_2 = \sqrt{(x_i - x_T)^2 + (y_i - y_T)^2} \quad (23)$$

O módulo do vetor “T” é calculado conforme Equação (24):

$$T = \sqrt{x_T^2 + y_T^2} \quad (24)$$

Repetem-se os cálculos para a coordenada “B”, e calcula-se a área do triângulo “OBT”. Obtém-se então a área da posição da turbina em relação a dois pontos, conforme a Equação 25:

$$A_{ptur} = A_{AT} + A_{BT} \quad (25)$$

Após localizar a posição da turbina através dos ângulos, é realizado o cálculo das áreas, e compara-se as mesmas. Obtendo-se assim a nova restrição, que está descrita na Equação 26:

$$A_{ptur}(i) = \text{area}(\text{coordenadas}) \quad (26)$$

Se essa restrição e a restrição da Equação 17 forem atendidas, então Obj2 será igual a zero, indicado que todas as restrições foram satisfeitas e a solução ótima foi encontrada, para a máxima potência possível em determinada configuração.

### 3 ESTUDO DE CASO

O parque eólico de Osório é subdividido em 9 parques menores totalizando 148 torres com capacidade média efetiva de geração de 51 MW, suficiente para suprir a demanda energética de uma cidade de 240 mil habitantes. As torres nestas subdivisões são dispostas paralelamente umas com as outras a fim de minimizar os custos de construção e cabeamento já que todas as torres são dispostas de forma radial para assim seguirem até a subestação de energia. A turbina tem uma capacidade nominal de 2,35 MW de potência sendo ela de modelo E-92 de fabricante

Enercon, pertencente ao grupo Wobben. As principais características da turbina seguem no Quadro 1:

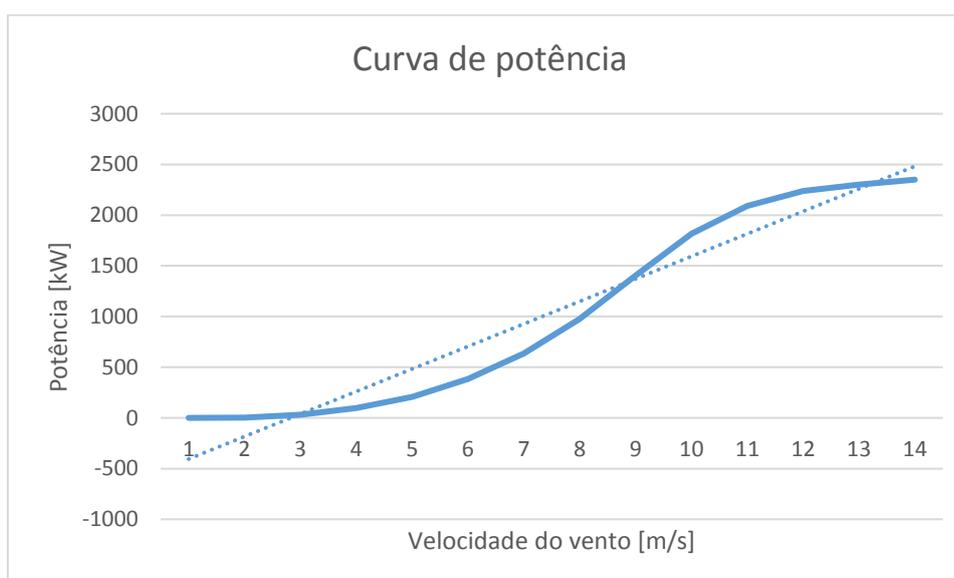
Quadro 1 – Dados da turbina E-92

<b>Turbina Wobben E-92</b>	
Potência nominal	2.350 kW
Diâmetro do rotor	92 m
Número de pás	3
Área varrida	6.648 m <sup>2</sup>
Velocidade rotor	5 – 16 rpm
Velocidade cut-in	2 m/s
Velocidade rated	14 m/s
Velocidade cut-out	28 – 34 m/s
Altura	98 m

Fonte: Elaborado pelo autor.

A curva de potência da turbina, está representada no Gráfico 1. Com base nas características técnicas da turbina e na curva de potência, foi possível obter a aproximação linear, e os parâmetros de declive e interceptação dessa reta.

Gráfico 1 – Curva de potência turbina E-92



Fonte: Elaborado pelo autor

Como o algoritmo assume uma linha reta para a curva de potência, a Equação 27, representa a equação da aproximação linear para a turbina E-92:

$$P = 222,09V - 627,54 \quad (27)$$

Para obtenção da velocidade média para a altura da torre foram obtidos primeiramente dados anemométricos do INMET para a localização desejada no presente estudo. Os registros da velocidade média de vento no local são coletados através de torres de monitoramento instaladas à 5 metros do solo, portanto é necessário calcular tanto a média da velocidade do vento incidente e a extrapolação dos dados para a altura da torre (98 metros).

A velocidade média calculada para a altura das torres de coleta é de 3,62 m/s e o coeficiente de Justus para a mesma altura e velocidade é de 0,2552. Portanto, de acordo com a Equação 8 pode-se estimar de maneira adequada a velocidade média do vento na altura de 98 metros. De acordo com o Gráfico 2 tem-se o perfil exponencial da velocidade do vento de referente a altura desejada, sendo assim 7,73 m/s para o caso proposto.

Gráfico 2 – Perfil de Velocidade



Fonte: Elaborado pelo autor.

Também é de suma importância a observação da direção e frequência dos ventos, que constam na Rosa dos Ventos dos locais, dados estes confirmados

diretamente com as estações de medições do parque de Osório. A Rosa dos Ventos é dividida em 16 subdivisões, onde cada direção corresponde a uma frequência e uma orientação espacial, que sofre um acréscimo de 22,5 graus a cada mudança de direção, no sentido horário, tendo como referencial 0 – 360 graus. O Quadro 2 demonstra essas subdivisões.

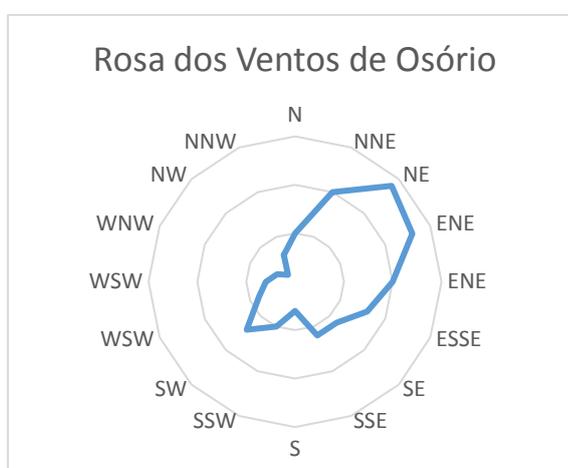
Quadro 2 – Direção e frequência do vento

Abreviatura	Direção	Graus	Frequência
N	Norte	0	0,05
NNE	Norte-Nordeste	22,5	0,1
NE	Nordeste	45	0,14
ENE	Leste-Nordeste	67,5	0,13
E	Leste	90	0,1
ESSE	Leste-Sudeste	112,5	0,08
SE	Sudeste	135	0,06
SSE	Sul-Sudeste	157,5	0,06
S	Sul	180	0,03
SSW	Sul-Sudoeste	202,5	0,05
SW	Sudoeste	225	0,07
WSW	Oeste-Sudoeste	247,5	0,04
W	Oeste	270	0,03
WNW	Oeste-Noroeste	292,5	0,02
NW	Noroeste	315	0,01
NNW	Norte-Noroeste	337,5	0,03

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Rosa dos Ventos correspondente a frequência dos ventos em cada direção é apresentada na Gráfico 3:

Gráfico 3 – Rosa dos Ventos de Osório

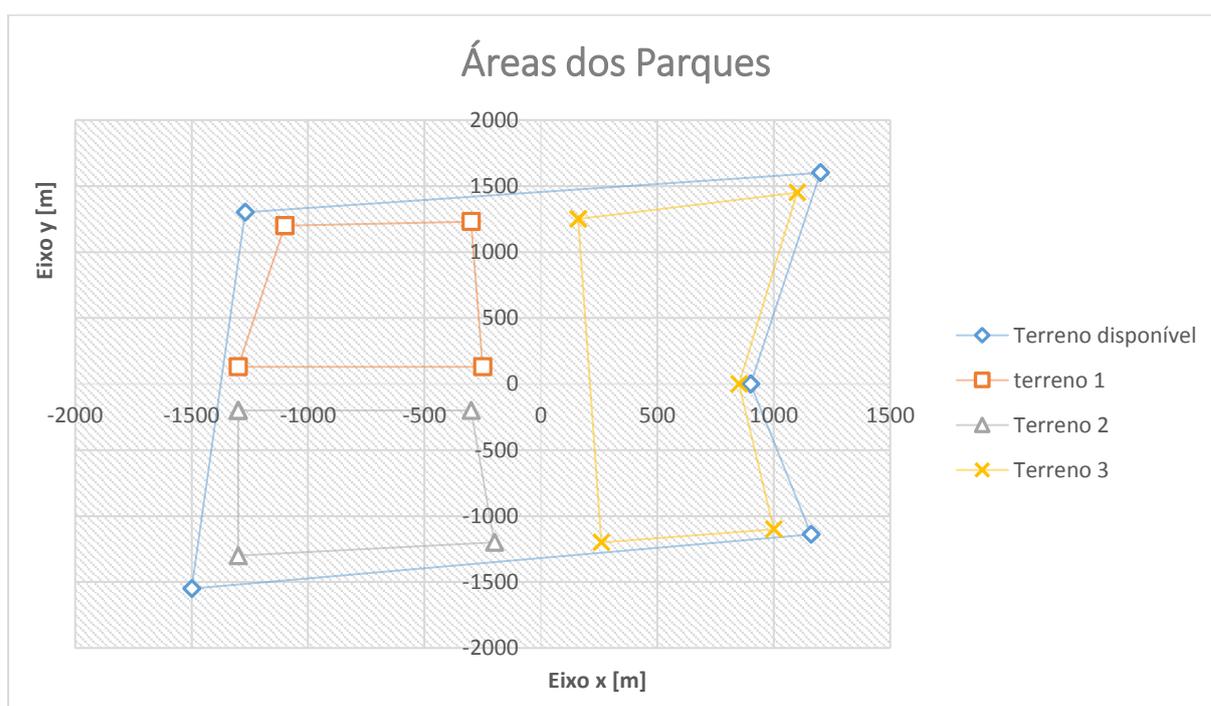


Fonte: Elaborado pelo autor.

Primeiramente, a área total disponível para o parque eólico foi dividida em três áreas menores para simplificar os cálculos e otimizar o tempo de processamento dos resultados. Todas as áreas foram representadas em coordenadas nos eixos x e y do plano cartesiano, como é mostrado na Figura 9, sendo nomeados como: terreno total, com as coordenadas (xi yi) [900 0; 1200 1600; -1270 1300; -1500 -1550; 1160 -1140]; terreno 1, com coordenadas (xi yi) [-1100 1200; -300 1230; -250 130; -1300 130]; terreno 2, com coordenadas (xi yi) [-1300 -200; -300 -200; -200 -1200; -1300 -1300]; terreno 3, com coordenadas (xi yi) [160 1250; 1100 1450; 850 0; 1000 -1100; 260 -1200; 160 1250].

Essas áreas menores são consideradas subparques pertencentes a um complexo eólico maior e podem ser adaptadas conforme necessidade.

Figura 9 – Área dos parques



Fonte: Elaborado pelo autor.

De acordo com o efeito de esteira de vento, que interfere diretamente na capacidade de geração de um complexo eólico, foi estipulado uma distância de 5 diâmetros de rotor para o espaçamento entre torres e assim calculado uma quantidade limite ótima de torres para cada terreno em questão, considerando 10% de perdas aceitáveis para essa configuração, que por sua vez é compensada pelo custo benefício considerando o valor de construção unitário dos aero geradores. O valor

numérico de torres para os terrenos 1, 2 e 3 são, respectivamente, 6, 6 e 10, totalizando um complexo de 22 aero geradores.

A potência nominal para cada uma das torres, conforme aproximação linear da Equação 31 é de 950 kW para a velocidade de vento de 7,73 m/s. Coeficiente de empuxo das pás do gerador de 0,8, constante de perda por esteira de 0,075 e demais dados dos aero geradores conforme Quadro 1.

Utilizando o programa MATLAB e aplicando sua ferramenta de otimização gamultiobj, foi possível utilizar o algoritmo para o dimensionamento e obtenção de uma das possíveis soluções ótimas para a configuração das torres aero geradoras dispostas em cada um dos terrenos. Os parâmetros complementares para a configuração do algoritmo seguem no Quadro 3 e foram retirados das simulações propostas pelo Algoritmo de Kusiak e Song, portanto, não foram alterados com o intuito de não modificar os critérios propostos pelo algoritmo base.

Quadro 3 – Parâmetros de dimensionamento

Tamanho da população	Seleção (torneio)	Reprodução	Mutação (Gaussiana)		Critério de parada
200	20	3%	0,353	0,632	20 gerações

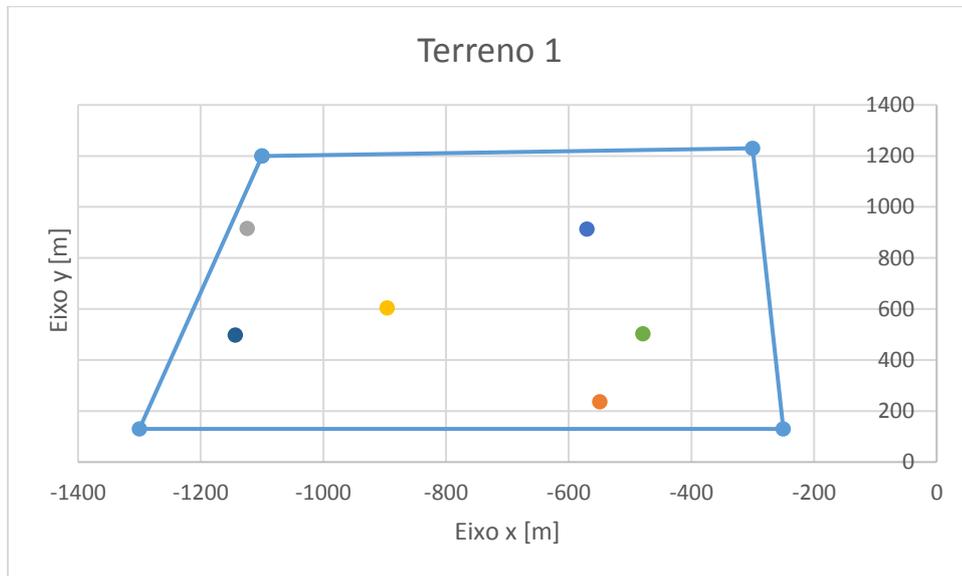
Fonte: Elaborado pelo autor.

A partir dos dados obtidos e do algoritmo configurado para o caso em questão, foi executado o programa para a visualização e interpretação dos resultados.

#### 4. ANÁLISE DE RESULTADOS

As simulações foram feitas e as turbinas foram dispostas em seus respectivos terrenos conforme propõe o algoritmo, juntamente com o layout também foi obtida a potência gerada pela planta e o tempo necessário para a otimização a fim de comparação para o terreno total (sem subdivisões). Terreno 1: Foram dispostas 6 turbinas totalizando 24.692,98 MWh/ano e com tempo de processamento de 45 segundos. O layout está representado na Figura 10:

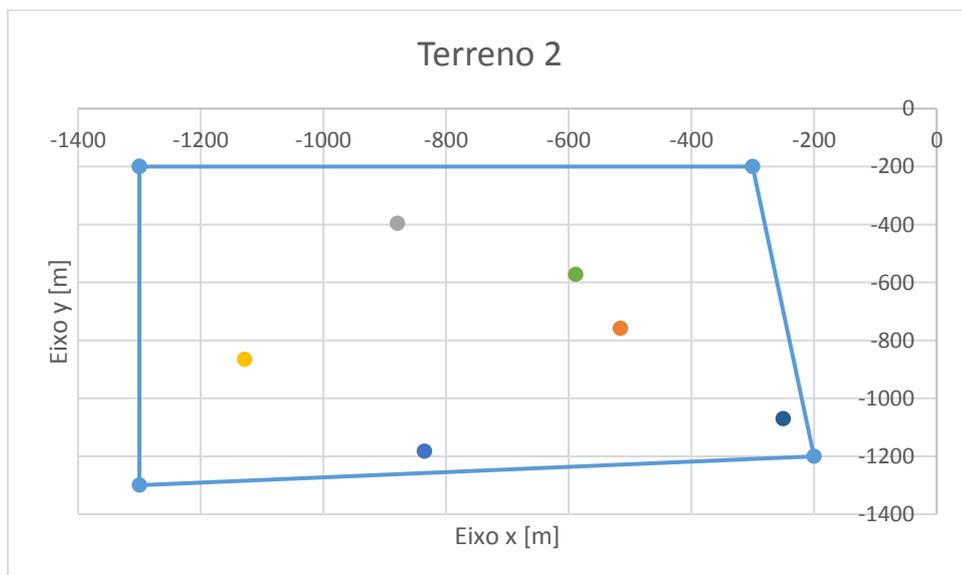
Figura 10 – Layout do terreno 1



Fonte: Elaborado pelo autor.

Terreno 2: Foram dispostas 6 turbinas, totalizando 28.398,825 MWh/ano e com tempo de processamento de 45 segundos. O layout está representado na Figura 11:

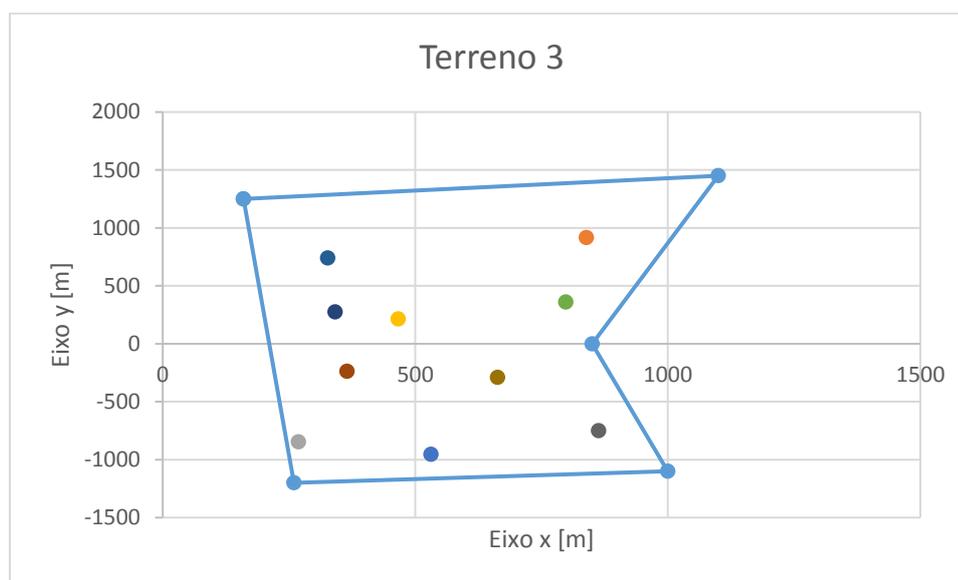
Figura 11 – Layout do terreno 2



Fonte: Elaborado pelo autor.

Terreno 3: Foram dispostas 10 turbinas, totalizando 44.081,05 MWh/ano e com tempo de processamento de 2 minutos e 02 segundos. O layout está representado na Figura 12:

Figura 12 – Layout do terreno 3



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para melhor exemplificar as simulações propostas foi feita também a simulação para o total do terreno disponível conforme dados do Quadro 4 e obtida sua potência gerada a fim de comparação com o somatório de todos os terrenos, que é de 97.172,855 MWh/ano e com tempo de simulação de 3 minutos e 32 segundos.

Quadro 4 – Tabela comparativa

	Nº de torres	Potência [MWh/ano]	Tempo de processamento [min]
Terreno 1	6	24.692,98	00:00:45
Terreno 2	6	28.398,825	00:00:45
Terreno 3	10	44.081,05	00:02:02
Terreno Total	22	97.382	00:10:15

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com base nos resultados obtidos pode-se fazer uma análise de possível mudança na função objetivo referente a esteira de vento. A direção do vento em sua maioria é oriunda ou de nordeste para sudoeste ou sudoeste para nordeste, portanto a possível alocação nesta situação ótima dentre as inúmeras possíveis, nos põe em

dúvida se a perda de 10% para a distância mínima proposta no algoritmo é mesmo pouco relevante para o estudo, visto que algumas torres se encontram dispostas umas das outras nas mesmas direções das médias dos ventos na região. Portanto, para próximas simulações seria cabível uma restrição um pouco maior para minimizarmos ainda mais as perdas por esteira de vento ou admitindo novos parâmetros de geolocalização.

Considerando a subdivisão do parque em áreas menores temos um decréscimo de 0,21% na capacidade de geração, claro que parece um número irrisório para gerações de pequeno e médio porte, porém para grandes gerações isso pode acarretar em perdas consideráveis, deve-se ponderar e analisar com mais cuidado pois a porcentagem de área melhor aproveitada e também o tempo de processamento de dados para casos de maior porte também se tornam itens a serem pontuados em uma eventual tomada de decisão para um projeto.

## **5. CONSIDERAÇÕES FINAIS**

Os parques eólicos em sua maioria são dispostos alinhados entre si, afim de diminuir os gastos com a construção do mesmo. Porém hoje em dia já está se tornando cada vez mais viável economicamente, baseado no aumento de geração, os parques que dispõem suas turbinas de maneira desigual, calculados por softwares de otimização. Este estudo foi além, e com esse tipo de layout configurado como “aleatório” se baseou na restrição de área para otimizar ainda mais os estudos recorrentes da área, fazendo assim uma compensação em áreas estratégicas para a diminuição dos custos das obras com um leve decréscimo em geração de energia, um decréscimo facilmente contornado somente com o deslocamento de equipes de manutenção e monitoramento.

A perda em geração com a subdivisão do parque é compensada com o ganho em área entre os parques, que é considerável. Nessa área podem-se alocar estruturas de controle e manutenção situadas no centro do parque, assim como também seria viável a construção da subestação diminuindo a necessidade de quilômetros a mais de cabeamento e gastos com construção.

A diminuição da potência gerada se dá pelo fato da restrição de área, aproximando assim as turbinas e aumentando a perda por esteira de vento.

Outra proposta do estudo era mostrar que se fracionarmos o montante das turbinas assim como a área de locação delas, obtemos um resultado não proporcional comparado com o complexo eólico completo.

## 7. TRABALHOS FUTUROS

Um trabalho pertinente para seguimento da linha de pesquisa deste trabalho, é, de alguma forma, alinharmos os aereogeneradores em sentido perpendicular as maiores frequências de vento e compararmos com a geração prevista pela simulação do algoritmo genético. Evidente que em termos de número de torres, teremos uma menor proporção com uma mesma área devido ao efeito de esteira de vento (não poderemos alocar uma fileira atrás da outra).

Cabe também uma análise de custo da modificação dos projetos, seria necessário um estudo de menor trajeto possível para interligação via cabos das torres e estimar seus custos a fim de compará-los com o custo do cabeamento com as torres alinhadas entre si, que por serem alinhadas menos quilômetros de cabos seriam necessários. O estudo dessa despesa a mais com cabos e com o acréscimo de geração é cabível para segmento do assunto proposto.

Devido à proximidade e as perdas eminentes em tais circunstâncias existe um número ótimo de torres para uma determinada área, ou seja, existe um limite de torres que um terreno de área conhecida consegue suportar sem que a sua eficiência de geração comece a decair. Ao adicionarmos uma torre extra a um terreno já saturado obteremos sim mais geração de energia, porém não tanto quanto seria acrescido se o terreno não estivesse saturado. Se dividirmos o número de torres pela capacidade de geração obteremos um dado que nos mostra esse dado, quando essa razão começar a decair quer dizer que chegamos a esse limite, por mais que a quantidade total de geração aumente nossa eficiência diminui e o projeto começa a se tornar economicamente inviável, ou pelo menos não otimizado.

Atualizar o sistema de programação para novos softwares e adicionarmos novas restrições como mudanças na rugosidade do solo, relevos e atividades climáticas seriam novas propostas de implementação.

## REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica, **ANEEL**. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia\\_eolica\(3\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica(3).pdf)>. Acesso em: 28/05/2018.
- Associação Brasileira de Energia Eólica, **ABEEÓLICA**. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2017/05/Dados-Mensais-ABEEolica-05.2017.pdf>>. Acessado em: 26/05/2018.
- Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/atlaseolicobrasil/atlas-web.htm>>. Acesso em: 20 de outubro de 2018.
- BRIZOLA, DENISE. **Otimização do Parque Eólico de Rio Grande usando Algoritmo Genético**. Trabalho de conclusão em Eng. De Energia. 37 p. Unisinos, 2017.
- COELHO, L. S. **Fundamentos, Potencialidades e Aplicação de Algoritmos Evolutivos**. São Carlos: SBMAC, v. 6, 35-60 p., 2003.
- DEB, K., **Multi-Objective Optimization using Evolutionary Algorithms**, John Wiley & Sons, Inglaterra, 2001.
- Filho, A. C. A. – Dr. Engenheiro Eletricista- Especialista em Regulação-SRG/ANEEL– “**Aspectos Tecnológicos das Fontes de Energia Renovável**” – ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica- Cartagena das Índias- Colômbia - 2009. Disponível em: [http://www.ariae.org/pdf/VI\\_Curso\\_Ariae/pdf91.pdf](http://www.ariae.org/pdf/VI_Curso_Ariae/pdf91.pdf). Acessado em: 06/05/2018.
- GASPERIN, ROBERTO J. **Otimização de Layout de Parque Eólico Usando Algoritmo Genético**. Trabalho de conclusão em Eng. Elétrica. 81 p. Unisinos, 2012.
- GRUBB, M. J; MEYER, N. I. **Wind energy: resources, systems and regional strategies**. In: JO-HANSSON, T. B. et. al. Renewable energy: sources for fuels and electricity. Washington, D.C.: Island Press, 1993. p.
- IEA - **International Energy Agency**. Disponível em: <<http://www.iea.org/topics/renewables/subtopics/wind/>>. Acesso em: 26 maio 2018.
- KUSIAK, A. SONG, Z. **Design of wind farm layout for maximum wind energy capture**. The University of Iowa, Iowa City, IA 52242 – 1527, Renewable Energy 35. 685 - 694 2010.
- LOPEZ, Ricardo Aldabó. **Energia Eólica**. São Paulo, 359 p. Editora Artliber, 2012.
- PINTO, Milton de Oliveira. **Fundamentos de energia eólica**. 347 p. Rio de Janeiro: LTC, 2013.
- Santos, A. A , R. , Ramos, D. S. , Santos, N. T. F. , Oliveira, P. P. –“**PROJETO DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA**” -Projeto de Graduação do Curso de Engenharia

Industrial Mecânica- Universidade Santa Cecília- Santos – 2006. Disponível em: <http://cursos.unisanta.br/mecanica/polari/energiaeolica-tcc.pdf>. Acessado em: 04/05/2018.

SARAMAGO, S. F. P. **Métodos de otimização Randômica: Algoritmos Genéticos e Simulated Annealing**. São Carlos: SBMAC, v. 6, 35 p., 2003.

## APÊNDICE A - DISPONIBILIDADE

Quadro 1A -Distribuição da área de cada continente segundo a velocidade média do vento.

Região	Velocidade do vento (m/s) a 50 m de altura					
	6,4 a 7,0		7,0 a 7,5		7,5 a 11,9	
	(10 <sup>3</sup> km <sup>2</sup> )	(%)	(10 <sup>3</sup> km <sup>2</sup> )	(%)	(10 <sup>3</sup> km <sup>2</sup> )	(%)
África	3.750	12	3.350	11	200	1
Austrália	850	8	400	4	550	5
América do Norte	2.550	12	1.750	8	3.350	15
América Latina	1.400	8	850	5	950	5
Europa Ocidental	345	8,6	416	10	371	22
Ásia	1.550	6	450	2	200	5
Mundo	13.650	10	9.550	7	8.350	6

Fonte: Adaptado de GRUBB, M. J; MEYER, N. I. Wind energy: resources, systems and regional strategies

## APÊNDICE B – ESTIMATIVA DE POTENCIAL MUNDIAL

Quadro 1B -Estimativas do potencial eólico mundial

Região	Porcentagem de Terra Ocupada*	Potencial Bruto (TWh/ano)	Densidade Demográfica (hab/km <sup>2</sup> )	Potencial Líquido (TWh/ano)
África	24	106.000	20	10.600
Austrália	17	30.000	2	3.00
América do Norte	18	139.000	15	14.000
América Latina	18	54.000	15	5.400
Europa Ocidental	42	31.4000	102	4.800
Ásia	9	32.000	100	4.900
Mundo**	23	498.400	-	53.000

Fonte: Adaptado de GRUBB, M. J; MEYER, N. I. Wind energy: resources, systems and regional strategies.

(\*) Em relação ao potencial bruto;

(\*\*) Excluindo-se Groenlândia, Antártida, a maioria das ilhas e os recursos offshore.

## APÊNDICE C – VELOCIDADE E ENERGIA MÉDIA DE ACORDO COM SUPERFÍCIE

Os recursos apresentados na legenda da Quadro 1C referem-se à velocidade média do vento e energia eólica média a uma altura de 50 m acima da superfície para 5 condições topográficas distintas:

- Zona costeira: áreas de praia, normalmente com larga faixa de areia, onde o vento incide predominantemente do sentido mar-terra;
- Campo aberto: áreas planas de pastagens, plantações e /ou vegetação baixa sem muitas árvores altas;
- Mata: áreas de vegetação nativa com arbustos e árvores altas, mas de baixa densidade, tipo de terreno que causa mais obstruções ao fluxo de vento;
- Morro: áreas de relevo levemente ondulado, relativamente complexo, com pouca vegetação ou pasto;
- Montanha: áreas de relevo complexo, com altas montanhas.

Ainda no Quadro 1C, a classe 1 representa regiões de baixo potencial eólico, de pouco ou nenhum interesse para o aproveitamento da energia eólica. A classe 4 corresponde aos melhores locais para aproveitamento dos ventos no Brasil. As classes 2 e 3 podem ou não ser favoráveis, dependendo das condições topográficas. Por exemplo: um local de classe 3 na costa do Nordeste (zona costeira) pode apresentar velocidades médias anuais entre 6,5 e 8 m/s, enquanto que um local de classe 3 no interior do Maranhão (mata) apresentará apenas valores entre 4,5 e 6 m/s. Os valores de velocidade no Quadro 1C correspondem à velocidade média anual do vento a 50 m de altura em m/s ( $V_m$ ) e à densidade média de energia média em W/m<sup>2</sup> ( $E_m$ ). Os valores de  $E_m$  foram obtidos para as seguintes condições padrão: altitude igual ao nível do mar, temperatura de 20°C e fator de forma de Weibull ( $k$  – referente a distribuição do vento) de 2,5. A mudança de altitude para 1.000 m acima do nível do mar acarreta uma diminuição de 9% na densidade média de energia e a diminuição de temperatura para 15°C provoca um aumento de cerca de 2% na densidade de energia média. Outro estudo importante, em âmbito nacional, foi publicado pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica – CRESESB/CEPEL. Trata-se do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, cujos resultados estão disponíveis em endereço eletrônico (Atlas Eólico Brasil, 2018). Nesse estudo estimou-se um potencial eólico brasileiro da ordem de 143 GW. Existem também outros estudos específicos por unidades da Federação, desenvolvidos por iniciativas locais.

Quadro 1C – Velocidade do vento por região

Classe	Mata		Campo aberto		Zona costeira		Morros		Montanhas	
	$V_m$ (m/s)	$E_m$ (W/m <sup>2</sup> )	$V_m$ (m/s)	$E_m$ (W/m <sup>2</sup> )	$V_m$ (m/s)	$E_m$ (W/m <sup>2</sup> )	$V_m$ (m/s)	$E_m$ (W/m <sup>2</sup> )	$V_m$ (m/s)	$E_m$ (W/m <sup>2</sup> )
4	> 6	> 200	> 7	> 300	> 8	> 480	> 9	> 700	> 11	> 1250
3	4,5 - 6	80 - 200	6 - 7	200 - 300	6,5 - 8	250 - 480	7,5 - 9	380 - 700	8,5 - 11	650 - 1250
2	3 - 4,5	25 - 80	4,5 - 6	80 - 200	5 - 6,5	100 - 250	6 - 7,5	200 - 380	7 - 8,5	300 - 650
1	< 3	< 25	< 4,5	< 80	< 5	< 100	< 6	< 200	< 7	< 300

Fonte: Adaptado de FEITOSA, E. A. N. et al. Panorama do Potencial Eólico no Brasil.

Brasília.