

**MINISTÉRIO DA DEFESA
EXÉRCITO BRASILEIRO
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA
INSTITUTO MILITAR DE ENGENHARIA**
(Real Academia de Artilharia, Fortificação e Desenho- 1792)

**ESTUDO DO POTENCIAL EÓLICO DA RESTINGA DA
MARAMBAIA**

ANNA GREACE ALMEIDA TORRES

RIO DE JANEIRO

2013

INSTITUTO MILITAR DE ENGENHARIA

ANNA GREACE ALMEIDA TORRES

**ESTUDO DO POTENCIAL EÓLICO DA RESTINGA DA
MARAMBAIA**

Projeto de Final de Curso do curso de formação e graduação do Instituto Militar de Engenharia como requisito para a conclusão do curso profissional de engenharia, sob a orientação do Prof.º Sandro Santos de Lima – Maj.

RIO DE JANEIRO

2013

INSTITUTO MILITAR DE ENGENHARIA

ANNA GREACE ALMEIDA TORRES

**ESTUDO DO POTENCIAL EÓLICO DA RESTINGA DA
MARAMBAIA**

Projeto de Fim de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Militar de Engenharia.

Orientador: Sandro Santos de Lima – Maj.

Aprovada em 20 de junho de 2013 pela seguinte Banca Examinadora:

Prof. Alexandre Alves dos Santos, - D.C., do IME

Prof. Cláudio Canto dos Santos - MSc, do IME

Prof. Sandro Santos de Lima - MSc., do IME

Rio de Janeiro

2013

INSTITUTO MILITAR DE ENGENHARIA

Praça General Tibúrcio, 80 – Praia Vermelha

Rio de Janeiro – RJ CEP 22290-270

Este exemplar é de propriedade do Instituto Militar de Engenharia, que poderá incluí-lo em base de dados, armazenar em computador, microfilmear ou adotar qualquer forma de arquivamento.

É permitida a menção, reprodução parcial ou integral e a transmissão entre bibliotecas deste trabalho, sem modificação de seu texto, em qualquer meio que esteja ou venha a ser fixado, para pesquisa acadêmica, comentários e citações, desde que sem finalidade comercial e que seja feita a referência bibliográfica completa.

Os conceitos expressos neste trabalho são de responsabilidade dos autores e do orientador.



MINISTÉRIO DA DEFESA

EXÉRCITO BRASILEIRO

DEPARTAMENTO DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA

INSTITUTO MILITAR DE ENGENHARIA

(Real Academia de Artilharia, Fortificação e Desenho - 1792)

SEÇÃO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Anna Greace Almeida Torres

Orientador: Maj. Sandro Santos de Lima

Rio de Janeiro, Junho de 2013

Sumário

1. Introdução	12
2. Metodologia de Avaliação Técnica para Instalação de Centrais Eólicas.....	14
2.1. Seleção do Local	17
2.2. Medição de Vento	22
2.2.1. Modelagem na variação do perfil vertical do vento	22
2.2.2. Estimativa do potencial eólico	23
2.2.3. Caracterização dos dados dos ventos.....	24
2.2.4. Análise dos Dados Anemométricos	27
2.2.5. Energia Elétrica Gerada por uma Turbina Eólica.....	36
3. Análise dos Aerogeradores Disponíveis no Mercado Brasileiro.....	38
3.1. Modelo E-44	40
3.2. Modelo TCN-24	42
4. Conclusões	45
5. Referências Bibliográficas.....	47

Figuras

Figura 1: Potencial Eólico do Brasil	13
Figura 2: Influência de obstáculos na velocidade do vento ^[4]	19
Figura 3: Restinga da Marambaia	20
Figura 5: Local de Medição dos Ventos da Restinga da Marambaia.....	21
Figura 4: Local da Medição dos Ventos da Restinga da Marambaia.....	21
Figura 6: Comportamento Diário do Vento (1ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)	27
Figura 7: Comportamento Diário do Vento (2ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)	28
Figura 8: Comportamento Diário do Vento (3ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)	28
Figura 9: Comportamento Diário do Vento (4ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)	29
Figura 10: Comportamento Diário do Vento (5ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)	29
Figura 11: Comportamento Diário do Vento (6ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)	30
Figura 12: Comportamento Diário do Vento (7ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)	30
Figura 13: Comportamento Diário do Vento (8ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)	31
Figura 14: Comportamento Diário do Vento (9ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)	31
Figura 15: Comportamento Diário do Vento (10ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)	32
Figura 16: Comportamento Diário do Vento (11ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)	32
Figura 17: Comportamento Diário do Vento (12ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)	33
Figura 18: Comportamento Diário do Vento (13ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)	33
Figura 19: Comportamento Diário do Vento (14ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)	34
Figura 20: Comportamento do Vento em um Dia Típico- Velocidade (m/s) x hora (h).....	34
Figura 21: Histograma da frequência das velocidades do vento ajustada à curva de Weibull - Frequência relativa x velocidade (m/s).....	35
Figura 22: Rosa-dos-ventos referente aos dados em análise.....	36
Figura 23: Aerogeradores fabricados pela Canoas Eólica ^[9]	38
Figura 24: Aerogeradores fabricados pela Wobben Windpower ^[10]	39
Figura 25:Aerogeradores fabricados pela Enersud ^[11]	40
Figura 26: Histograma do comportamento do vento na altura de 50m - Frequência relativa x velocidade (m/s)	41
Figura 27: Curva de Potência do E-44 ^[10]	41
Figura 28: Histograma do comportamento do vento na altura de 18m - Frequência relativa x velocidade (m/s)	43
Figura 29: Curva de Potência do TCN-24 ^[9] - Potência (kW) x velocidade (m/s)	43

Tabelas

Tabela 1: Etapas e Frentes de um Projeto Eólico-Elétrico.....	14
Tabela 2: Rugosidade em diversos tipo de terreno ^[4]	18
Tabela 3: Parâmetros obtidos para a curva de Weibull.....	35
Tabela 4: Parâmetros para a altura de 50m	40
Tabela 5: Cálculo da produção energética do E-44.....	42
Tabela 6: Parâmetros para a altura de 18m	42
Tabela 7: Cálculo da produção energética do TCN-24.....	44

TABELA DE ABREVIATURA

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

CAEx - Centro de Avaliações do Exército

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito

EPE - Empresa de Pesquisa de Energia

INMET - Instituto Nacional de Meteorologia

MME - Ministério de Minas e Energia

ONS - Operadora Nacional do Sistema

OM - Organização Militar

PROINFA - Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia

RESUMO

As fontes de energia alternativas tem aumentado sua importância de modo global, de maneira que o seu uso não mais se limita a regiões isoladas, que haviam sido, inicialmente, seu principal nicho de aplicação. Em especial, o Brasil apresenta características privilegiadas para o uso de fontes renováveis de energia, principalmente a energia eólica. Do ponto de vista do interesse do Exército Brasileiro, o estudo da viabilidade de centrais eólicas mostra-se importante tanto para o seu emprego em regiões isoladas, como em complementação energética das redes das Organizações Militares (OM). Sendo assim, este trabalho tem por objetivo fazer um estudo do potencial eólico da Restinga da Marambaia

Para a elaboração deste trabalho, foi realizada a modelagem dos ventos da região em estudo. Sendo assim, por meio da modelagem da distribuição de probabilidade de Weibull que mais se adequava aos dados anemométricos obtidos, estimou-se o comportamento das velocidades dos ventos. Com base na Lei da Potência e nas especificações das turbinas aplicáveis ao local escolhido, pode-se então avaliar a potência gerada por elas. Por fim, realizou-se uma comparação entre os resultados obtidos com a finalidade de se avaliar qual a turbina mais adequada para o local.

ABSTRACT

The alternative energy sources has increased its importance in a global way, so its use is no longer limited to isolated regions, which had been initially its main niche application. In particular, Brazil has privileged characteristics for the use of renewable energy, especially wind power. According to the interests of the Brazilian Army, the study of the feasibility of wind farms is important for its use in isolated areas, such as energy complementation of networks of Military Organizations (MO). Thus, this paper aims to make a study of wind power in the Restinga Marambaia

The implementation of this work required the wind's modeling of the selected area. Therefore, by the Weibull probability distribution that most fit to the anemometric data obtained, was estimated the behavior of the wind speeds. Based on the Power Law and the specifications applicable to turbines chosen location can then evaluate the power generated by them. Finally, there was a comparable between the results obtained with the aim of which was to evaluate the most appropriate for the turbine location.

1. Introdução

O crescimento nas áreas industriais, comerciais e residenciais, que reflete no consequente aumento de consumo de energia elétrica, tem levado vários países, em busca de fontes alternativas de energia, a investirem na transformação e complementação de seus parques energéticos. Além disso, questões ambientais, no que se refere aos impactos causados pelas formas tradicionais e não tradicionais de geração, também tem levado a uma procura por fontes energéticas mais limpas. Neste contexto, com o aumento de consumo e as questões ambientais, os governos de todo o mundo tem buscado um planejamento mais rigoroso quanto às novas formas de fornecimento de energia^[1].

As fontes de energia alternativas tem aumentado sua importância de modo global, de maneira que o seu uso não mais se limita a regiões isoladas, que haviam sido, inicialmente, seu principal nicho de aplicação. Sendo assim, diversos países tem investido em projetos que visam a complementação energética da rede convencional. Sob esta perspectiva, a energia eólica se mostra como uma excelente opção, uma vez que sua geração intermitente a impossibilita de atuar como principal fonte de energia de uma dada economia. Consequentemente, com potências cada vez maiores e novas tecnologias aplicadas no desempenho e na confiabilidade do sistema, as turbinas eólicas tem conquistado importantes espaços na matriz energética mundial.

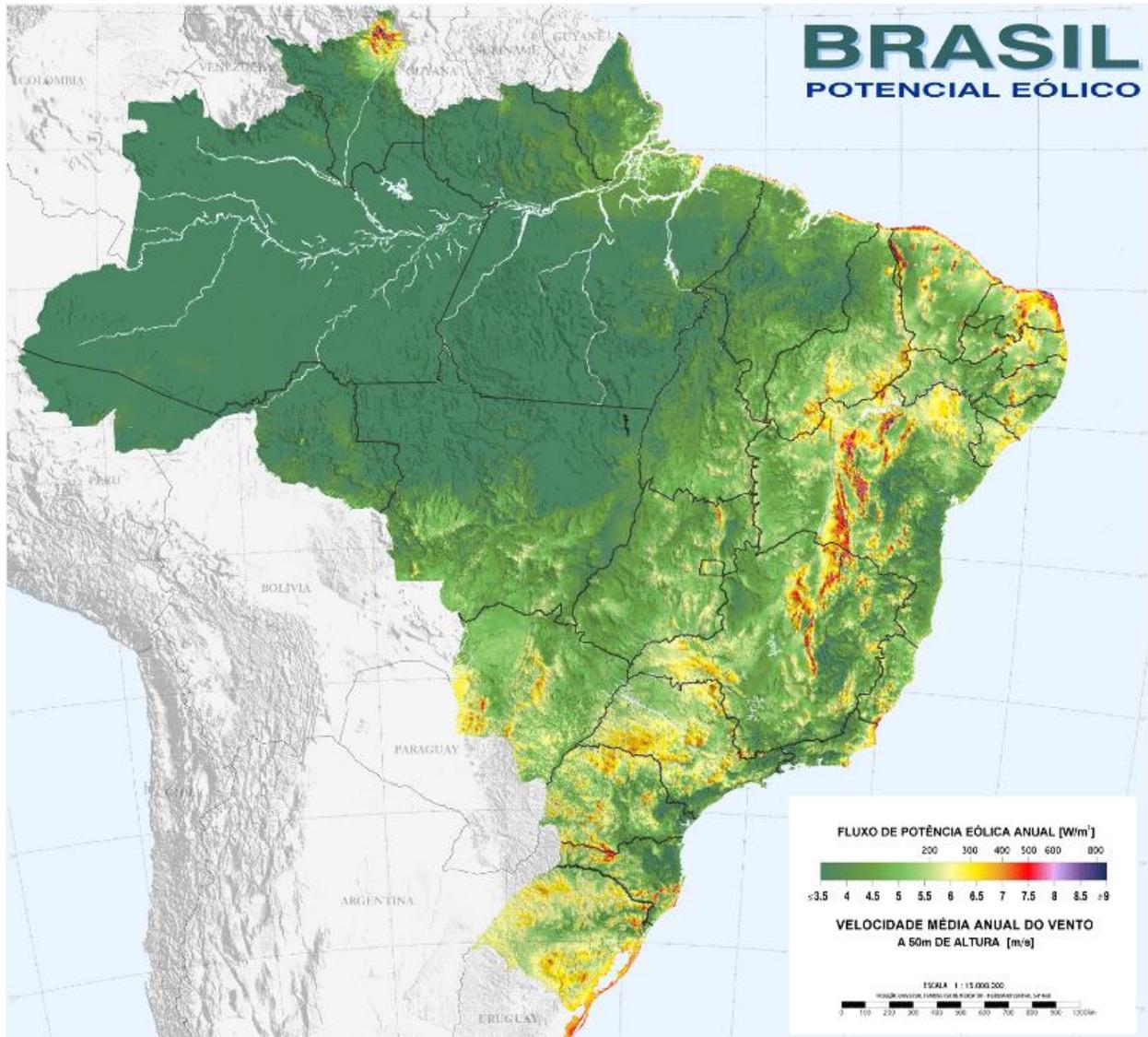
Em especial, o Brasil apresenta características privilegiadas para o uso de fontes renováveis de energia, principalmente a energia eólica. Como pode ser verificado no Atlas Eólico do Brasil na Figura 1, as médias anuais dos ventos comprova que este tipo de fonte energética mostra-se técnica e economicamente viável.

Do ponto de vista do interesse do Exército Brasileiro, o estudo da viabilidade de centrais eólicas mostra-se importante tanto para o seu emprego em regiões isoladas, como em complementação energética das redes das Organizações Militares (OM). Neste capítulo será mostrado um breve panorama do setor eólico no Brasil e no mundo sob os aspectos legais e de incentivos que permitem a sua inserção.

No segundo capítulo, será abordada a avaliação técnica para a instalação da central eólica. Ainda nesse capítulo, será mostrado o estudo da medição de ventos (anemometria), bem como uma estimativa de geração de energia para o local escolhido. Em complemento, no terceiro capítulo serão abordado os critérios que devem ser adotados para a escolha de um aerogerador, de acordo com as normas, legislações e leis de incentivo locais. Ainda no terceiro capítulo é feita

uma análise da estimativa da energia gerada no caso da implantação dos aerogeradores aplicáveis à região escolhida, conforme abordado na seção 2.1 referente a Seleção do Local.

Figura 1: Potencial Eólico do Brasil. FONTE: CRESESB, 2001. [2]



2. Metodologia de Avaliação Técnica para Instalação de Centrais Eólicas

A vida útil de uma usina eólica pode, resumidamente, ser entendida sob a metodologia de avaliação técnico-econômica: em sete etapas e três frentes de trabalho, conforme a tabela 1 abaixo, em concordância com a PROINFA^[3] :

Tabela 1: Etapas e Frentes de um Projeto Eólico-Elétrico.

Etapas	Frentes de Ação		
	a) Técnico-Comercial	b) Ambiental	c) Diálogo e Consulta
1) Escolha do Local	Análise Técnica Inicial	Análise Ambiental Inicial	Consulta Inicial a Entidades Governamentais
2) Estudo de Viabilidade	Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica	Definição Detalhada de Escopo da Análise Ambiental	Consulta às Comunidades Locais
3) Projeto Básico	Coleta de dados de vento; escolha da turbina e do <i>layout</i> de turbinas; revisão da viabilidade econômica.	Avaliação de impactos sócio-econômico-ambientais e sobre o sistema elétrico.	Rever e alterar o projeto juntamente com autoridades e comunidades locais.
4) Apresentação do Planejamento	Tornar públicos o Relatório de Impactos e os Planejamentos de Construção, Operação e Desativação do empreendimento eólico junto às autoridades e às comunidades envolvidas (o mais amplamente possível). Deixar claras as condições necessárias para a implantação e obrigações assumidas pelos empreendedores.		
5) Implantação	Estabelecer um responsável, junto às autoridades locais, pelo gerenciamento da área e de todas as empresas contratadas. Garantir que estas obedeçam às condições e obrigações.	Acertar com empresas e autoridades locais o uso do solo durante a construção para evitar impactos desnecessários.	Manter diálogo com a comunidade local para garantir que os trabalhos estejam respeitando as obrigações.
6) Operação e Manutenção	Operar e fazer as manutenções rotineiras nas turbinas eólicas. Gerenciamento administrativo de pessoal e equipamentos.	Estudos de acompanhamento de impactos; correção de rumo se necessário. Sistema formal de atendimento à comunidade em questões sócio-ambientais.	Manter relação ativa de parceria e esclarecimento junto à comunidade local.
7) Desativação	Notificar as autoridades locais, com antecedência, sobre a desativação. Retirar todas as turbinas e retornar a área, tanto quanto possível, ao seu estado original. Normalmente o valor residual das turbinas é suficiente para cobrir os custos de desativação.		

É importante destacar que nesta metodologia, caracterizam-se como agentes intervenientes, ou sejam, agentes essenciais para a implantação do empreendimento, o empreendedor, os proprietários de terrenos, as autoridades ambientais, a ANEEL, as

concessionárias de energia, o PROINFA, o BNDES, a ONS e os grupos de comunidades. De acordo com o Manual de Avaliação Técnico-Econômica de Empreendimentos Eólico-Elétricos, a necessidade e importância de cada etapa e das frentes de ação podem ser justificadas sucintamente a seguir^[4] :

– **Escolha da Área**

Na região de interesse, a identificação das áreas mais adequadas e de suas restrições técnicas (comerciais, legais e ambientais). A continuidade do projeto se dá tendo em vista as localidades que melhor se encaixam nos objetivos do projeto.

– **Estudo da Viabilidade**

Esta etapa trata-se de uma avaliação técnica mais detalhada , em que se inclui a medição de vento e layouts preliminares de turbinas; avaliação econômica preliminar e preparação de pedidos de licenças que permitam a continuidade do projeto.

– **Projeto Básico**

O projeto básico constitui um estudo detalhado dos aspectos técnico, econômico-financeiro, ambiental e legal do empreendimento. Nesta etapa, já há a escolha definitiva da área de implantação, bem como: definição do layout final; escolha dos aerogeradores; estudos de interligação elétrica; elaboração do plano de construção, operação e desativação da usina eólica; obtenção das licenças governamentais; estudo de viabilidade econômico-financeira; obtenção do contrato de compra e venda de energia; tratativas com investidores ou agentes financiadores e; finalmente, a negociação da compra de equipamentos e serviços junto aos fornecedores.

– **Apresentação do Projeto**

A apresentação do projeto consiste na submissão do planejamento às autoridades relacionadas e à comunidade envolvida.

– **Implantação**

Nesta etapa ocorre a execução das obras de construção, interligação elétrica e entrega do controle da central eólica à empresa encarregada por sua operação e manutenção.

- **Operação e Manutenção**

Esta etapa tem por finalidade manter a comunidade envolvida do desempenho da usina, bem como realizar as revisões periódicas necessárias.

- **Desativação**

Ainda que não haja previsão para a desativação da usina, faz-se importante o planejamento do desativamento da usina, de forma que, caso ocorra, haja a restauração da área o mais próximo possível do seu estado anterior ou ao acordado com as autoridades e comunidade envolvidas.

Embora um empreendimento eólico-elétrico possua três frentes distintas, estas atuam em paralelo e de maneira inter-relacionadas, que em suma, representam:

- **Técnico-Econômica**

Esta frente é responsável pela elaboração do projeto básico bem como estudo da viabilidade econômica, visando sempre atender às restrições impostas pelas autoridades.

- **Ambiental**

Esta frente faz se necessária devido à importância da análise do empreendimento com relação ao interesse sócio-ambientais.

- **Diálogo e Consulta**

Esta frente cuida do alinhamento dos interesses entre as partes envolvidas/afetadas pelo empreendimento eólico.

Visando cumprir todas as etapas descritas, a metodologia de avaliação-técnico econômica é ainda dividida em seis fases, as quais são descritas a seguir e detalhadas nos próximos capítulos:

- Fase 1: Seleção do local do projeto
- Fase 2: Medição do vento
- Fase 3: Estimativa da geração de energia
- Fase 4: Análise econômico-financeira

- Fase 5: Apresentação do projeto
- Fase 6: Implantação

Este projeto, devido às limitações de tempo e acesso a dados, de acordo com o seu objetivo, se propõe a por em prática, de maneira didática, as três primeiras fases que precedem a implantação de uma central de microgeração eólica.

2.1. Seleção do Local

A análise da região em que se pretende implantar uma central eólica é essencial para a eficiência e bom aproveitamento desta, pois devem ser levados em consideração os fatores locais que influenciam no perfil do vento^[5]. Por conseguinte, o levantamento dos parâmetros do local são fundamentais para estimar o comportamento do vento em um determinado local. A seguir são explicitados alguns dos principais fatores que influenciam no perfil vertical do vento:

– Rugosidade

A rugosidade do terreno está relacionada ao fato de que a baixas altitudes a velocidade do vento é consideravelmente afetada pelo atrito com o solo, que está associado ao tipo de vegetação, tipo de utilização do terreno e construções existentes. A Tabela 2 mostra os valores de comprimentos de rugosidade para diferentes terrenos.

Tabela 2: Rugosidade em diversos tipo de terreno^[4]

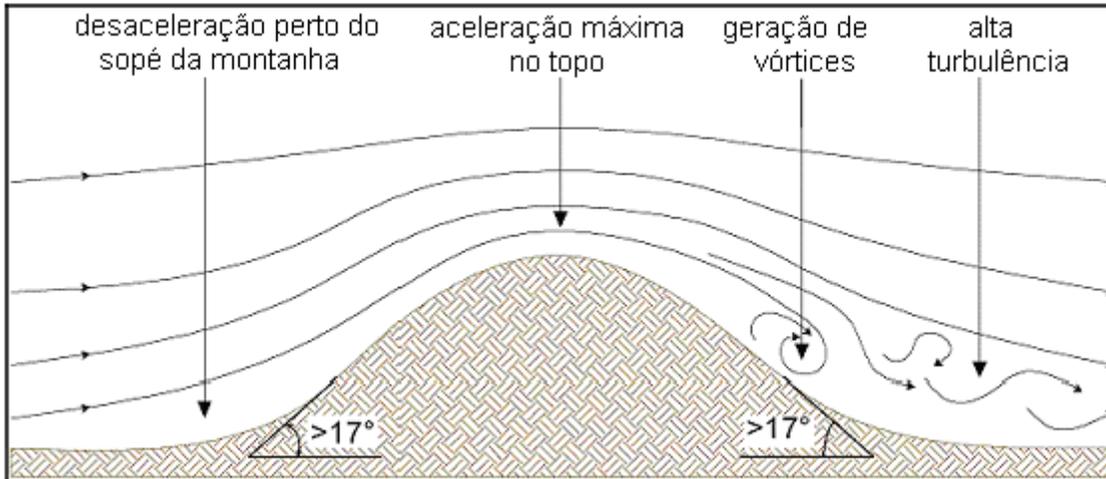
Classes e Comprimentos de Rugosidade			
Classe	Comprimento (Z_0) [m]	Índice de Energia [%]	Tipo do Terreno
0	0,0002	100	Água
0,5	0,0024	73	Terreno aberto com superfícies lisas como, por exemplo, concreto, grama cortada etc.
1	0,03	52	Terreno aberto em uso de agricultura sem cercas e sebes, potencialmente com algumas casas distribuídas. Morros pouco íngremes.
1,5	0,055	45	Terreno em uso de agricultura com casas e sebes de altura de 8 metros em uma distância de aproximadamente 1250 metros.
2	0,1	39	Terreno em uso de agricultura com casas e sebes de altura de 8 metros em uma distância de aproximadamente 500 metros.
2,5	0,2	31	Terreno em uso de agricultura com muitas casas, arbustos e plantas ou sebes com uma altura de 8 metros em uma distância de aproximadamente 250 metros.
3	0,4	24	Aldeias, cidades pequenas, terreno em uso de agricultura com muitas ou altas sebes, florestas, terreno rugoso e relevo.
3,5	0,8	18	Cidades grandes com prédios altos. Florestas.
4	1,6	13	Cidades grandes com prédios altos e arranha-céus.

– Orografia

Variações na altura do terreno, ou seja, a presença de colinas, vales e depressões provocam uma alteração na velocidade e considerável mudança de direção dos ventos. Sendo assim, a topografia tem extrema importância na análise de potencial eólico, já que pode agir

como obstáculo para o fluxo do vento, prejudicando assim a eficiência da turbina atravessada por este. A Figura 2 apresenta a influência causada na velocidade dos ventos devido à existência de obstáculos.

Figura 2: Influência de obstáculos na velocidade do vento^[4]



– **Obstáculos**

Os obstáculos também influenciam no perfil de escoamento da velocidade dos ventos, provocando o efeito de sombreamento, em que a área influenciada pela presença deles pode estender-se por até três vezes a sua altura. Nota-se ainda que os obstáculos não apenas distorcem o movimento do ar, como também modificam a distribuição das velocidades dos ventos. Sendo assim, faz-se necessário evitar regiões com presença de obstáculos, principalmente nas áreas escolhidas para medição dos ventos ^[5].

– **Facilidade de acesso**

É desejável que a região em análise seja facilmente acessada por estradas, rodovias ou ferrovias, para melhor transporte de peças e/ou manutenção das turbinas. Caso contrário, o custo da obra poderá subir muito, devido a construções de estradas ou outras opções para tais atividades^[6].

Com interesse em agregar um sistema de cogeração de energia ao Centro de Avaliações do Exército (CAEx), além de contribuir para o desenvolvimento em tecnologia para o Exército

Brasileiro, escolheu-se como região de estudo a Restinga da Marambaia. Além disso, é importante observar que dentre as Organizações Militares, esta apresenta uma estação de medição de ventos do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e território, de acordo com o Atlas Nacional, favorável à implantação de uma central eólica, o que permite o acesso a dados recentes com relação ao comportamento dos ventos da região, essenciais para o estudo da segunda fase da metodologia abordada neste projeto.

Conforme pode ser observado nas Figuras 3, 4 e 5, o local selecionado é um território de preservação ambiental, litorâneo, com baixa rugosidade, ou seja, cuja velocidade dos ventos sofre pouco atrito com o terreno, predominantemente plano e cuja vegetação pode ser classificada como rasteira. É importante ressaltar que para a seleção mais adequada do local, dada a região escolhida, deve-se realizar uma observação mais detalhada da rugosidade e do relevo dos possíveis locais de implantação do sistema, bem como a presença de obstáculos e construções, a proximidade da rede elétrica e as restrições ambientais. No entanto, devido à impossibilidade de se instalar uma central de medição eólica, escolheu-se, para fins de estudo, o local onde está instalada a estação de medição do INMET, mostrada nas figuras que seguem.

Figura 3: Restinga da Marambaia



Figura 4: Local da Medição dos Ventos da Restinga da Marambaia



Figura 5: Local de Medição dos Ventos da Restinga da Marambaia



2.2. Medição de Vento

A medição dos dados do vento é feita por anemômetros e sensores de direção. Esses equipamentos devem ser instalados em áreas com o menor número de obstáculos possível, a fim de que não haja interferência no movimento da massa de ar. Geralmente, as medições são feitas com intervalos de 10 minutos e, após serem coletados, os dados são reunidos e modelados em uma distribuição de probabilidade para que se possa obter informações médias sobre o vento.

Conforme exposto no Manual de Avaliação Técnico-Econômica de Empreendimentos Eólico-Elétricos, é fundamental que a aquisição de dados de vento seja realizada de acordo com os padrões e procedimentos de medição adequados, visando sempre a máxima exatidão e taxa de obtenção de dados. Além disso, as medições de vento devem ser realizadas de maneira contínua e por um período mínimo de um ano, permitindo a análise dos regimes diurnos, mensais e sazonais. Devido ao fato de a modelagem dos dados obtidos pela medição dos ventos estar associada ao cálculo do potencial energético, infere-se que a imprecisão de dados pode levar a uma predição duvidosa do potencial de uma região, o que afeta na avaliação da viabilidade do projeto, mostrando um panorama distante do real. Sendo assim, mostra-se a importância na garantia da qualidade no processo de instalação e medição de dados anemométricos.

2.2.1. Modelagem na variação do perfil vertical do vento

Em estudos do aproveitamento energético dos ventos, dois modelos matemáticos são comumente utilizados para representar o perfil vertical dos ventos: a lei da potência e a lei logarítmica. Embora o modelo baseado na lei logarítmica seja mais complexo e realístico, pois parte do pressuposto que o escoamento da atmosfera é altamente turbulento, para este projeto foi utilizado o modelo baseado na lei da potência, uma vez que este possui uma boa aproximação para regiões com baixa rugosidade, como verificada na região selecionada.

A lei da potência pode ser expressa por:

$$V = V_r \times \left(\frac{H}{H_r}\right)^n \quad (2.1)$$

Em que:

V é a velocidade do vento na altura H

V_r é a velocidade do vento na referência H_r

H é a altura em que se deseja estimar o comportamento do vento

H_r é a altura de referência

n é o expoente da lei da potência, cuja obtenção será explicado no na seção de Caracterização dos dados do vento.

2.2.2. Estimativa do potencial eólico

A energia captada pelos aerogeradores nada mais é do que a energia cinética contida no vento, ocasionada justamente pela movimentação das massas de ar. Sendo assim, a energia cinética do vento (E) é dada pela seguinte equação:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad \text{Joules} \quad (2.2)$$

Em que:

m é a massa de ar, em kg

v a velocidade do vento, em m/s

Sabendo-se que a potência (P) é a energia por unidade de tempo (Δt), obtem-se a seguinte expressão:

$$P = \frac{E}{\Delta t} = \frac{1}{2}\dot{m}v^2 \quad \text{Watts} \quad (2.3)$$

Em que:

\dot{m} é o fluxo de massa com o tempo (kg/s).

Sabendo-se ainda que a taxa de variação da massa de ar passando uma certa área A pode ser calculada como o produto da densidade do ar com a área A e a taxa de variação do espaço, ou seja:

$$\dot{m} = \rho A \frac{dx}{dt} = \rho Av \quad (2.4)$$

Em que:

ρ é a massa específica do ar (kg/m³)

A é a área de varredura (m²)

Portanto, substituindo a equação (4) na (2), obtém-se:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.5)$$

A expressão da equação 2.5 representa o caso em que toda a energia do vento é idealmente captada pelo aerogerador. No entanto, verifica-se, que na prática isto não ocorre^[5], uma vez que, se toda a potência fornecida fosse convertida em energia mecânica, a velocidade do vento ao sair da turbina seria nula, o que violaria a lei da continuidade. Por outro lado, observa-se ainda que se a velocidade do vento ao sair da turbina fosse a mesma que entra, a potência extraída pela turbina seria nula. Por conseguinte, a extração de potência atinge seu ponto máximo para uma determinada razão entre as velocidades que entra e sai da turbina. Matematicamente, pode-se comprovar que, para turbinas de eixo horizontal a potência é dada pela equação:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \text{ Watts} \quad (2.6)$$

Em que:

C_p é o coeficiente de potência ou eficiência do motor, que está relacionado às velocidades de entrada e saída.

2.2.3. Caracterização dos dados dos ventos

Os dados anemométricos obtidos devem ser tratados de maneira compactada para que, de uma forma simplificada e direta, possibilite a avaliação do potencial eólico. Sendo assim, dentre as formas de compactar o volume de dados, estão:

- O método direto de análise de dados; e
- A análise estatística dos dados.

Em situações em que deseja-se fazer uma projeção a partir dos dados medidos em local para outro, torna-se vantajoso utilizar representações analíticas da distribuição de probabilidade da velocidade do vento. Sendo assim, para este projeto utilizou-se a análise estatística dos dados, uma vez que pretende-se estimar potencial eólico de uma região com base em dados coletados por uma estação meteorológica.

A modelagem do comportamento do vento pode ser feita por meio de diferentes funções probabilísticas, em que cada uma delas representa um determinado padrão eólico:

- Distribuição Gaussiana
- Distribuição de Rayleigh
- Distribuição de Weibull

Entretanto, diferentes estudos constataram que a distribuição de Weibull é capaz de representar um número maior de padrões de comportamento dos ventos. Por conseguinte, adotou-se esta distribuição para a modelagem dos dados anemométricos deste projeto.

Aplicando-se a distribuição de Weibull, as frequências de velocidades dos ventos ($f(v)$) podem ser descritas pela seguinte função:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2.7)$$

Em que:

c é o parâmetro de escala

k é o parâmetro de forma

Na literatura é possível encontrar vários métodos de determinação para os parâmetros que devem ser adotados para a modelagem do comportamento do vento para uma dada amostragem. Dentre eles, o método mais usual, empregado para os casos em que se conhecem a velocidade média (\bar{v}) e o desvio-padrão (σ), é descrito utilizando-se as seguintes equações:

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (2.8)$$

Em que:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum (v - \bar{v})^2} \quad (2.9)$$

$$\bar{v} = \frac{\sum v}{n} \quad (2.10)$$

De acordo com a distribuição de Weibull, o valor médio da variável estocástica - neste caso, a velocidade do vento - é expressa por:

$$\bar{v} = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (2.11)$$

Sendo assim, obtem-se:

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (2.12)$$

Em que:

$\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$ representa a função gama de $1 + \frac{1}{k}$

– Lei da Potência aplicada à distribuição de Weibull:

Aplicando a lei da Potência aos parâmetros da distribuição de Weibull ^[6], obtem-se:

$$n = \frac{0,37 - 0,088 \ln[c(H_r)]}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{H_r}{10}\right)} \quad (2.13)$$

$$k(H) = \frac{k(H_r) \times \left(1 - 0,088 \ln\left(\frac{H_r}{10}\right)\right)}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{H}{10}\right)} \quad (2.14)$$

$$c(H) = c(H_r) \times \left(\frac{H}{H_r}\right)^n \quad (2.15)$$

$$\bar{v}(H) = \bar{v}(H_r) \times \left(\frac{H}{H_r}\right)^n \quad (2.16)$$

Em que:

H é a altura em que se deseja estimar o comportamento do vento

H_r é a altura de referência

n é o expoente da lei da potência

2.2.4. Análise dos Dados Anemométricos

Os dados anemométricos utilizados neste projeto foram coletados durante o período de 8 de janeiro a 14 de abril de 2013, extraídos do site do INMET da estação da Marambaia, RJ ^[7]. As medições foram feitas a uma altura de 9,7m, com o intervalo de uma hora entre elas, totalizando 2304 aferições. Dentre as 2304, detectou-se erro de medição em 237, o que correspondeu a aproximadamente 10% dos dados obtidos.

Os gráficos apresentados nas Figuras de 6 a 19 mostram o comportamento diário do vento nesta região durante o período de análise:

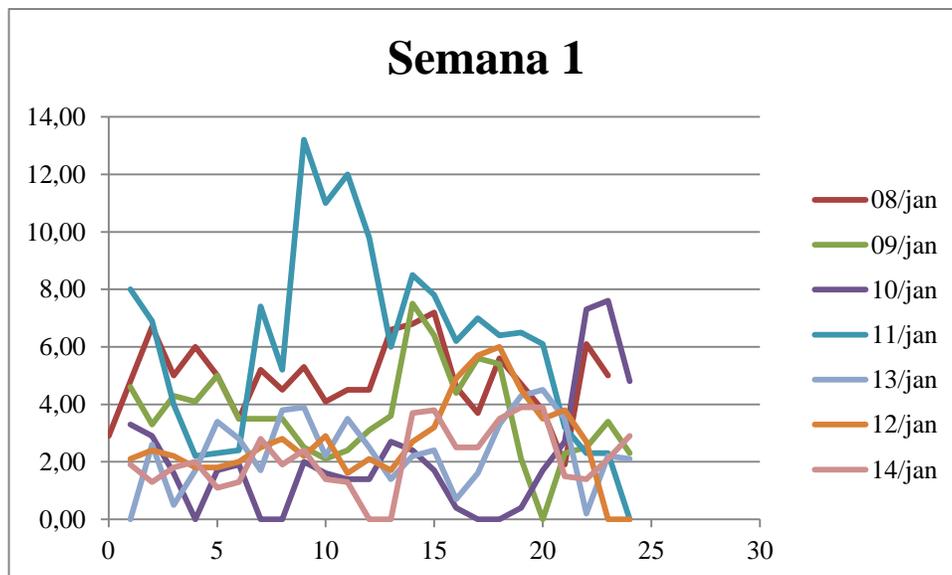


Figura 6: Comportamento Diário do Vento (1ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)

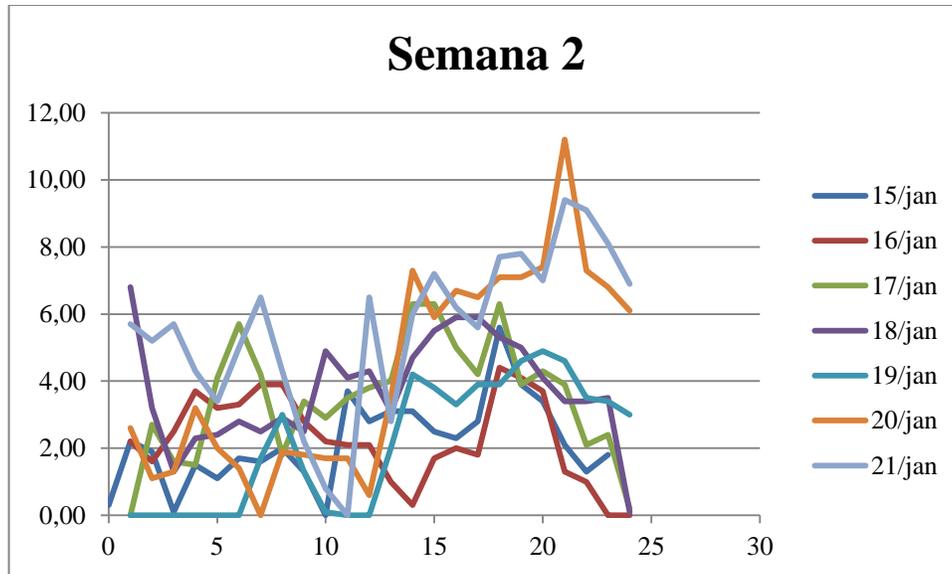


Figura 7: Comportamento Diário do Vento (2ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)

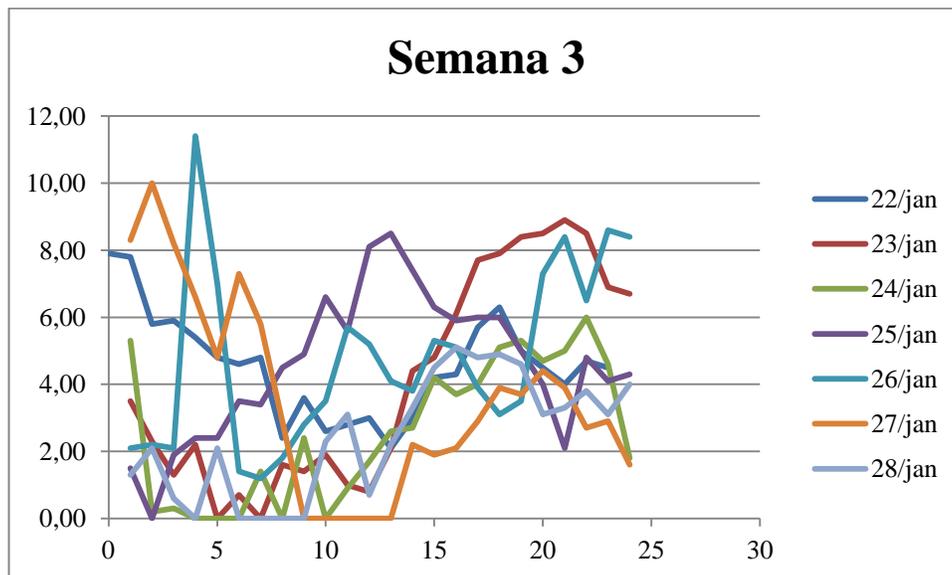


Figura 8: Comportamento Diário do Vento (3ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)

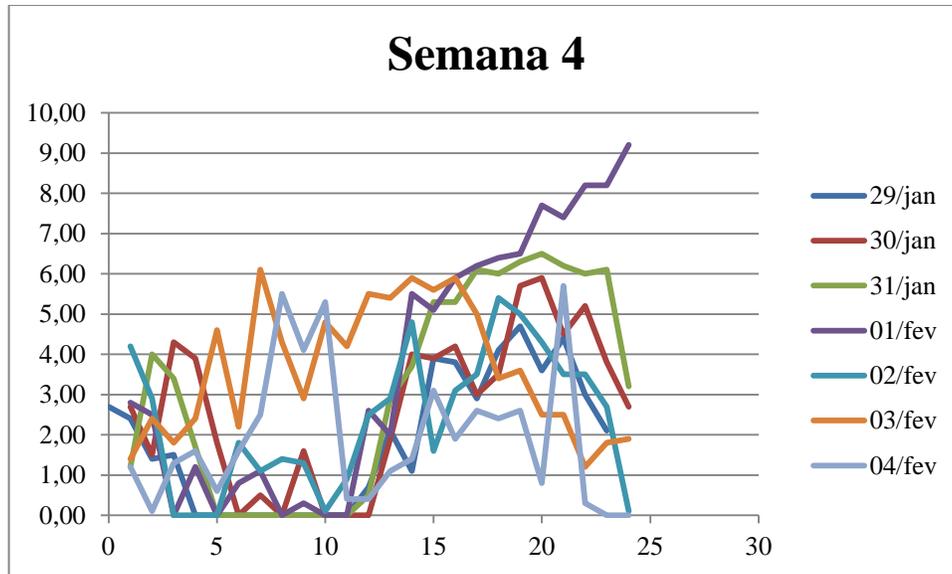


Figura 9: Comportamento Diário do Vento (4ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)

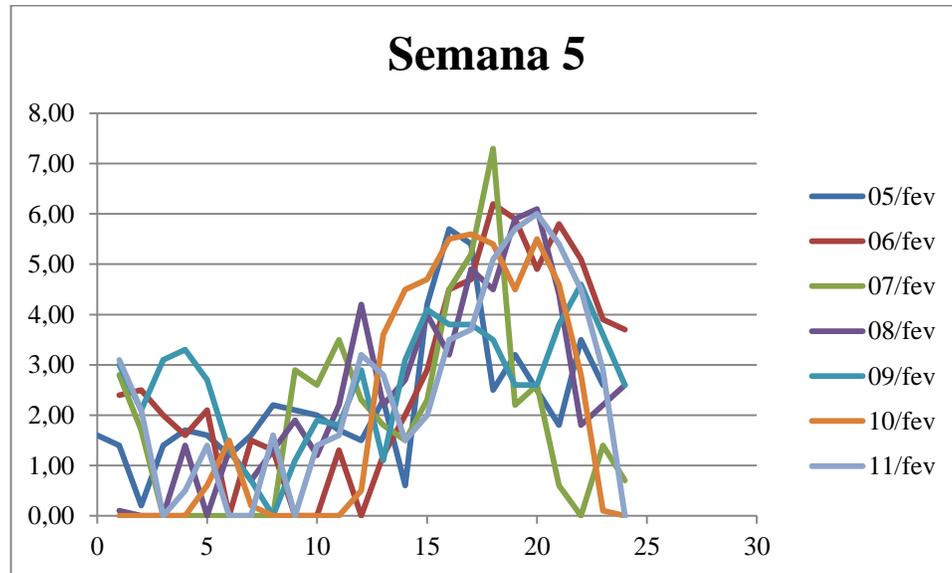


Figura 10: Comportamento Diário do Vento (5ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)

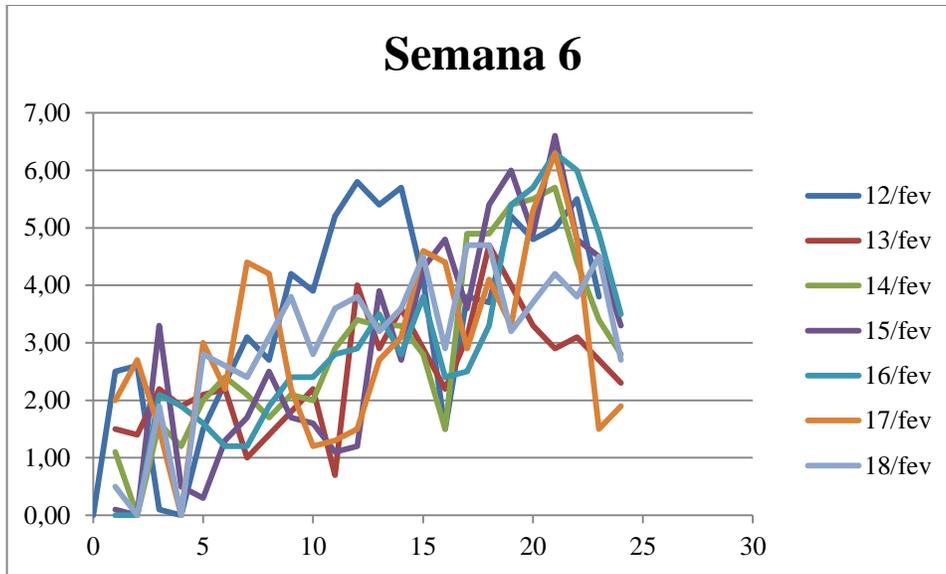


Figura 11: Comportamento Diário do Vento (6ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)

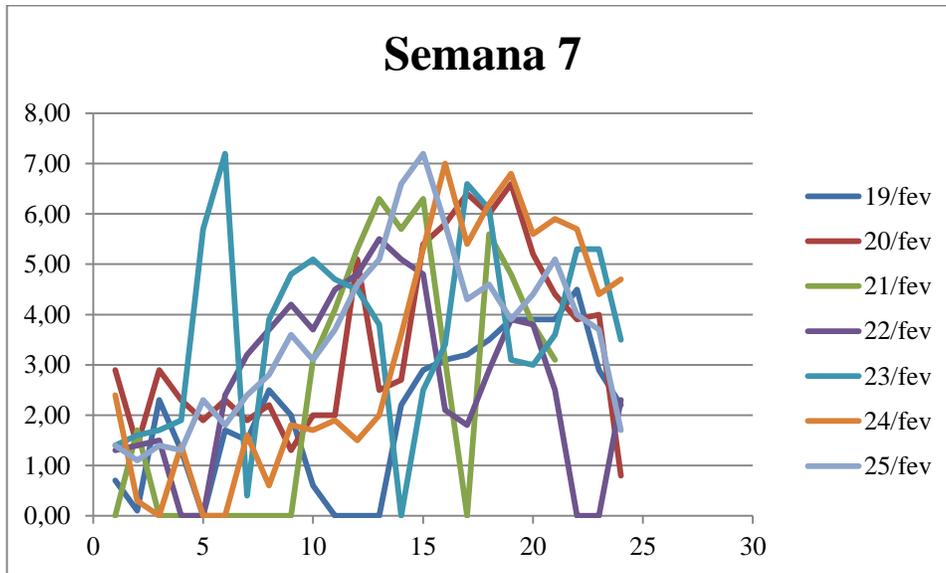


Figura 12: Comportamento Diário do Vento (7ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)

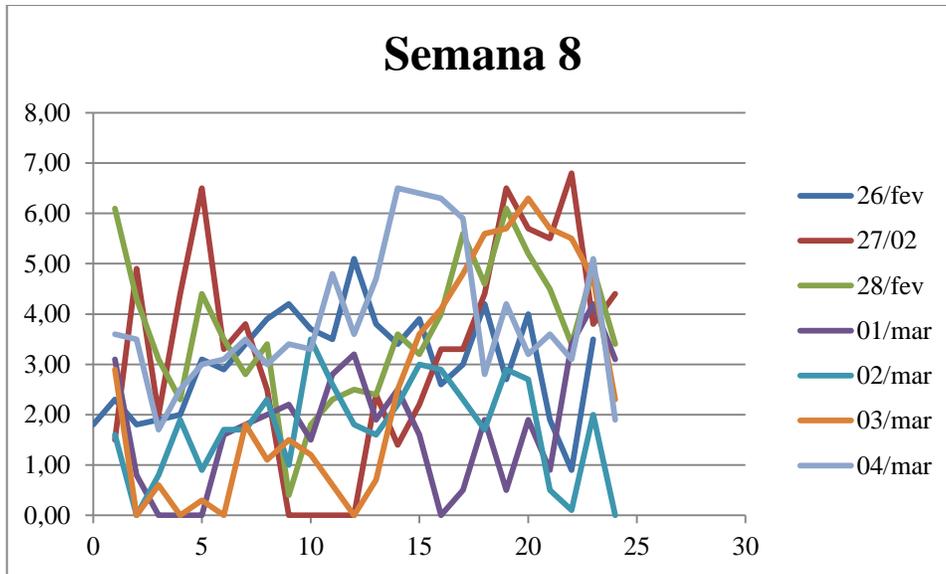


Figura 13: Comportamento Diário do Vento (8ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)

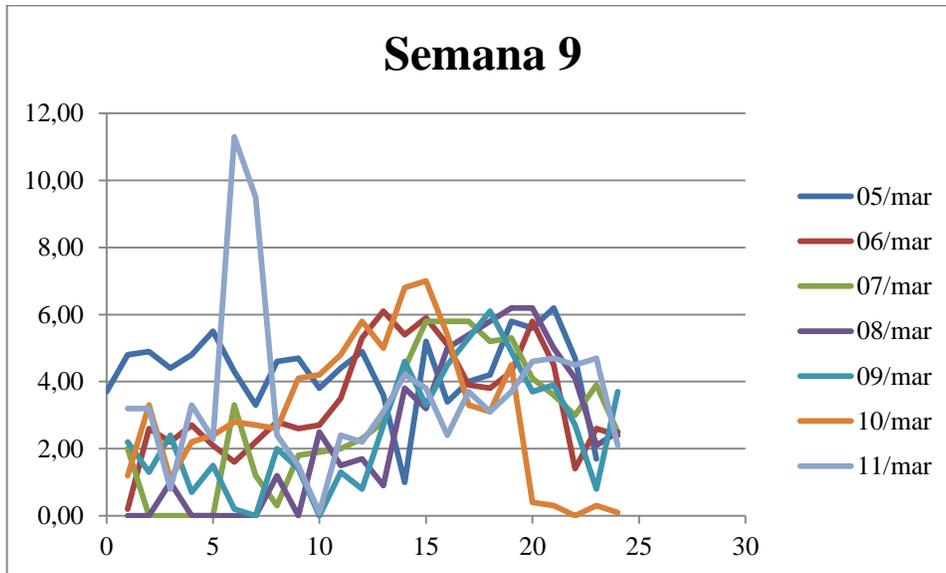


Figura 14: Comportamento Diário do Vento (9ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)

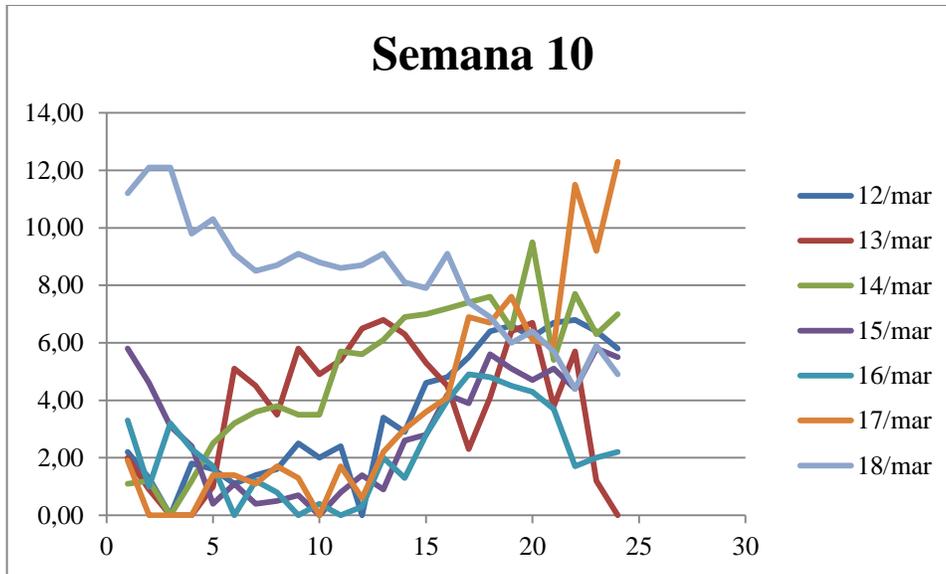


Figura 15: Comportamento Diário do Vento (10ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)

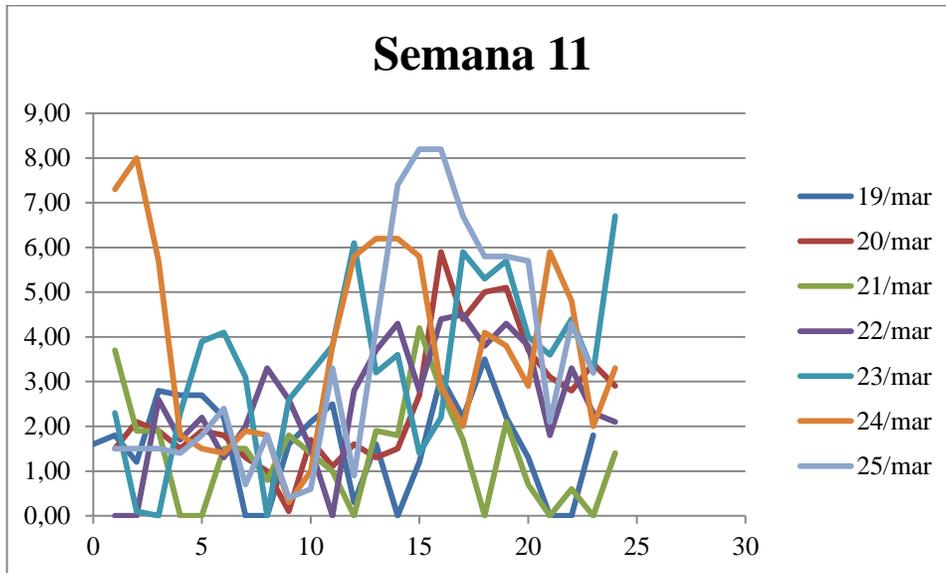


Figura 16: Comportamento Diário do Vento (11ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)

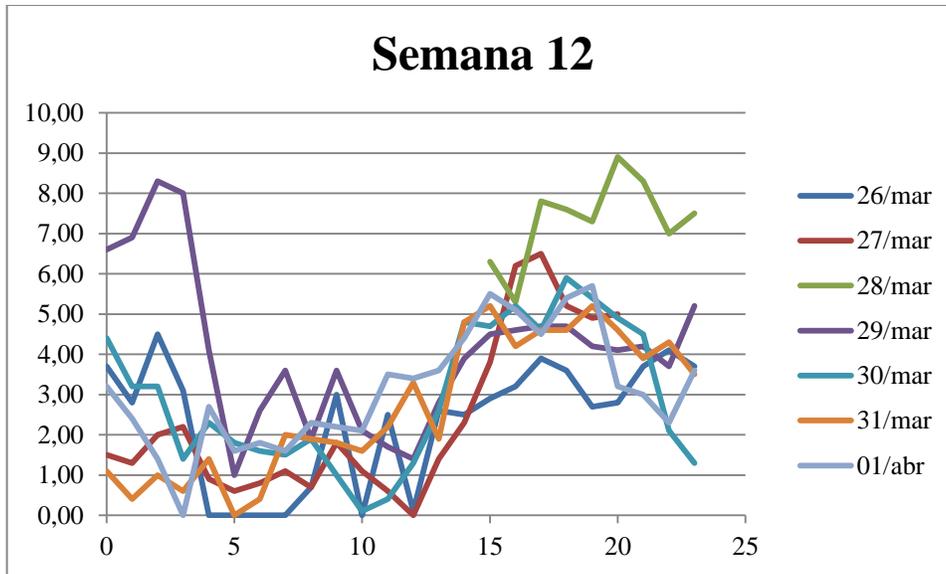


Figura 17: Comportamento Diário do Vento (12ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)

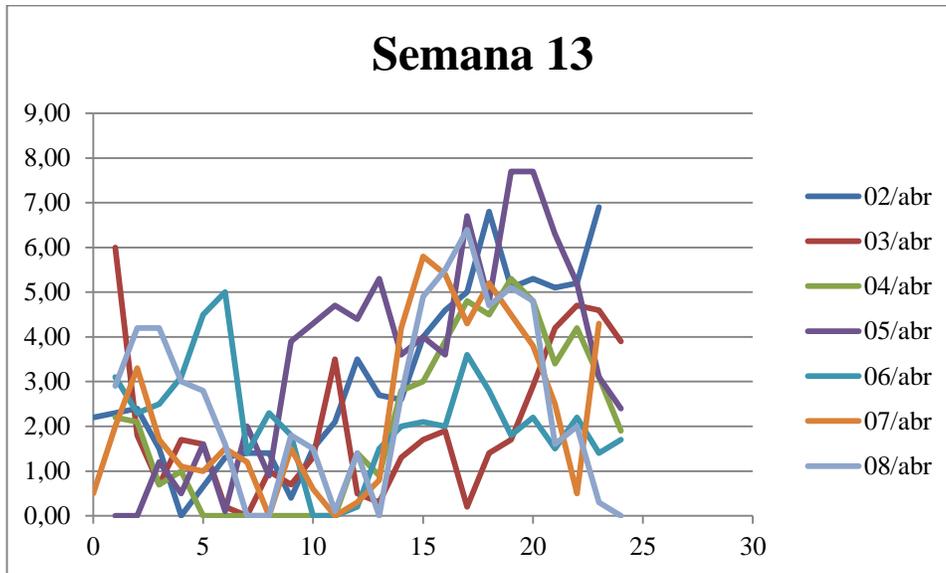


Figura 18: Comportamento Diário do Vento (13ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)

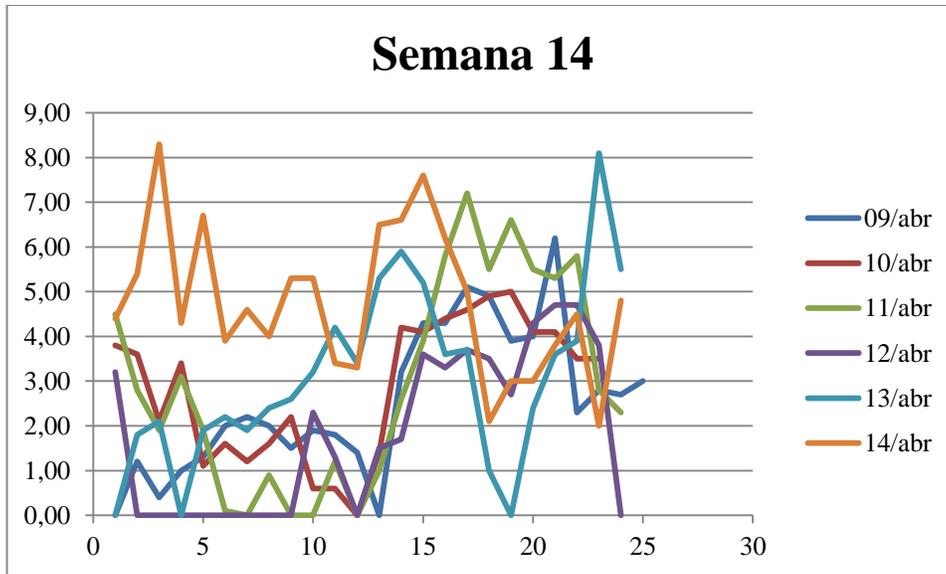


Figura 19: Comportamento Diário do Vento (14ª Semana) - Velocidade (m/s) x hora (h)

O gráfico na Figura 20 mostra o comportamento do vento em um dia típico para o período avaliado:

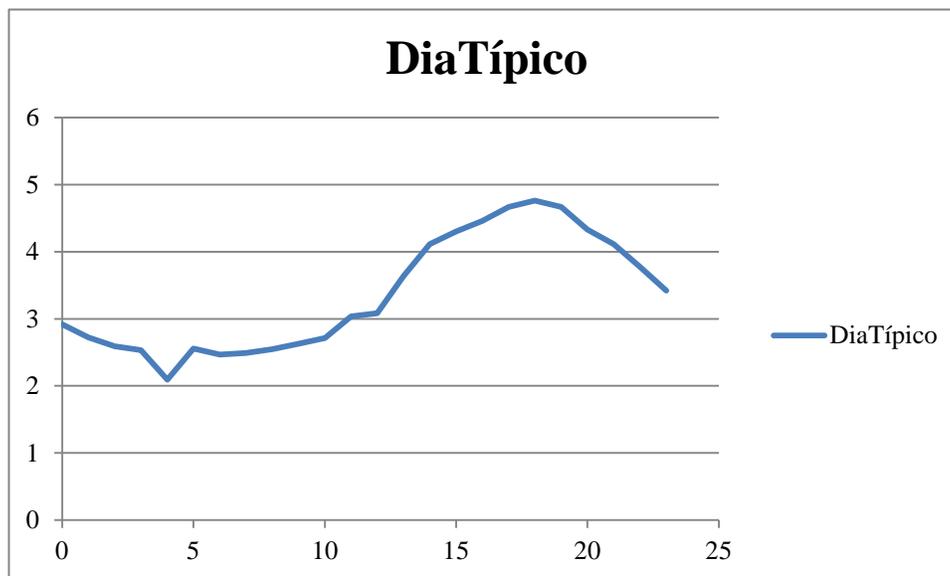


Figura 20: Comportamento do Vento em um Dia Típico- Velocidade (m/s) x hora (h)

A partir dos dados analisados, obteve-se o historama da frequência de velocidades e a curva de Weibull obtida de acordo com os parâmetros calculados apresentados na Figura 21. Como pode-se perceber, a curva obtida, embora embasada em poucos dados, se ajusta de maneira bastante razoável.

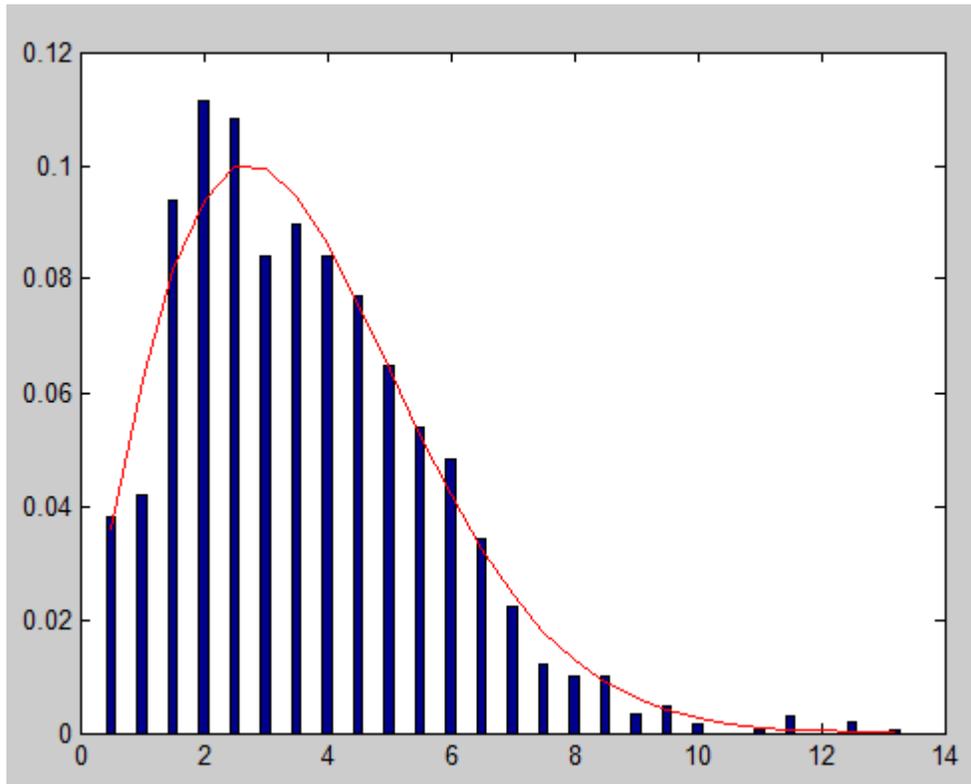


Figura 21: Histograma da frequência das velocidades do vento ajustada à curva de Weibull - Frequência relativa x velocidade (m/s)

Aplicando-se as equações 2.8 e 2.12 para a determinação dos parâmetros para da curva de Weibull, com base nos dados, obtveram-se os valores apresentados na Tabela 3.

Tabela 3: Parâmetros obtidos para a curva de Weibull

\bar{v} (m/s)	3,651524
k	1,867553171
c	4,112586

Para averiguar a direção mais provável/frequente do vento naquela região, com o auxílio do MatLab, plotou-se o gráfico da rosa-dos-ventos, a qual indica a frequência verificada das velocidades para cada direção, conforme apresentado na Figura 22.

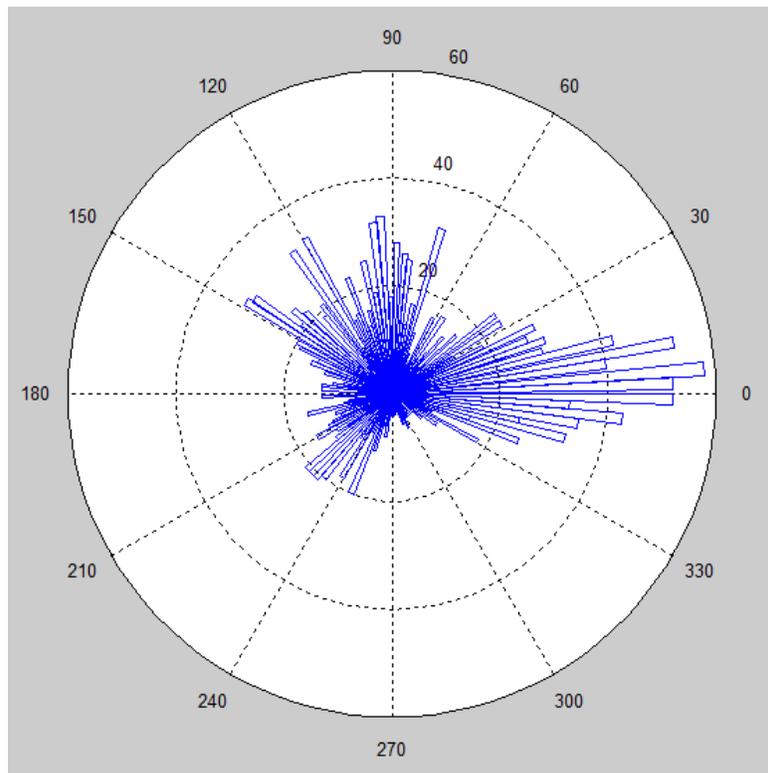


Figura 22: Rosa-dos-ventos referente aos dados em análise

2.2.5. Energia Elétrica Gerada por uma Turbina Eólica

Para a estimativa do potencial de geração de energia por meio dos ventos, é de suma importância a curva de potência de um aerogerador, a qual fornece informações sobre a potência gerada para cada velocidade do vento. Normalmente, são fornecidas pelos fabricantes e/ou são encontradas em catálogos, geradas através de simulações teóricas.

A curva de potência da turbina eólica ilustra três características da velocidade do vento:

- Velocidade de *cut-in*: velocidade do vento em que o aerogerador começa a gerar eletricidade.

- Velocidade nominal: velocidade do vento a partir da qual a turbina gera energia na sua potência nominal.
- Velocidade de *cut-off*: velocidade do vento em que o aerogerador é desligado para evitar possíveis danos ao aerogerador.

O cálculo da energia gerada por um aerogerador em um ano (8760 horas), conforme a equação 2.17, é o fator mais importante na análise de viabilidade econômica desse tipo de projeto, e, para isto, é preciso conhecer o histograma de velocidades do vento, obtido pelas medições, e a curva de potência da turbina.

$$E = \frac{\sum p(v) \times f(v)}{\sum f(v)} \times 8760 \quad (2.17)$$

Em que:

$p(v)$ é a potência produzida com a velocidade v ; e,

$f(v)$ é a função densidade de probabilidade da velocidade v , extraída do histograma de velocidades.

Da equação (2.17) pode-se concluir que só há geração de energia no intervalo entre a velocidade de *cut in* e a velocidade de *cut off* do aerogerador, uma vez que, fora desse intervalo, a potência gerada é nula.

3. Análise dos Aero geradores Disponíveis no Mercado Brasileiro

De acordo com a Portaria MME nº 136, de 15 de março de 2012, Art 6º, só é permitida a importação aerogeradores para projetos de geração eólica cuja potência nominal seja igual ou superior a 1,5 MW^[8]. Sendo assim, tendo em vista que o projeto faz a análise de um sistema de microgeração, ou seja, de pequeno porte, fez-se um estudo dos aerogeradores disponíveis no mercado aplicáveis à região. Com base nesta pesquisa, verificou-se que existem apenas três empresas brasileiras que fornecem aerogeradores de pequeno porte:

– Canoas Eólica

Esta empresa fica localizada em São José dos Campos e opera com aerogeradores de pequeno e médio porte. No momento possui os modelos TCN5, de 5kW e TCN24, de 24kW, apresentados na Figura 23.



Figura 23: Aero geradores fabricados pela Canoas Eólica^[9]

– Enercon

A empresa alemã Enercon é a maior fabricante de aerogeradores do mundo, com grande atuação do Brasil, sobretudo com a sua subsidiária Wobben Windpower. A empresa trabalha com aerogeradores de grande porte e está no Brasil desde 1995. Dentre os aerogeradores produzidos por esta empresa, para estudo neste projeto, destacam-se os modelos E-44 de 900kW, E-48 de 800kW, apresentados na Figura 24.



Figura 24: Aerogeradores fabricados pela Wobben Windpower^[10]

– Enersud

A Enersud é uma empresa brasileira que atua no mercado desde 2001. Seus aerogeradores são de pequeno porte, e variam de 250 W, com a turbina Notus 138/112, até 6 kW, com a turbina Verne 555, apresentados na Figura 25.



Figura 25: Aerogeradores fabricados pela Enersud^[11]

Dentre os modelos apresentados, escolheu-se para análise os aerogeradores: E-44, da Wobben Windpower e TCN-24, da Canoas Eólica a fim de se comparar a vantagem de se instalar um ou vários aerogeradores.

3.1. Modelo E-44

Aplicando a lei da potência para a altura do modelo E-44, de 50 m, obtém-se parâmetros para a curva de Weibull, apresentados na Tabela 4.

Tabela 4: Parâmetros para a altura de 50m

n	0,2458961
k	1,8733849
c	6,15519400
v (m/s)	5,4651352

A curva de Weibull da modelagem dos ventos na altura de 50 m é dada pelo gráfico da Figura 26.

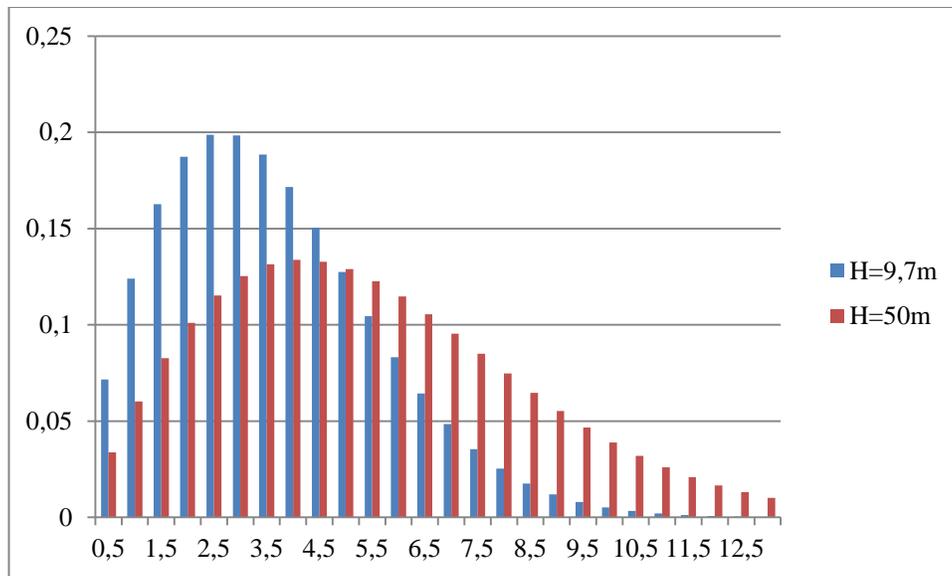


Figura 26: Histograma do comportamento do vento na altura de 50m - Frequência relativa x velocidade (m/s)

A curva de potência fornecida pelo fabricante para o modelo E-44 está apresentada na Figura 27.

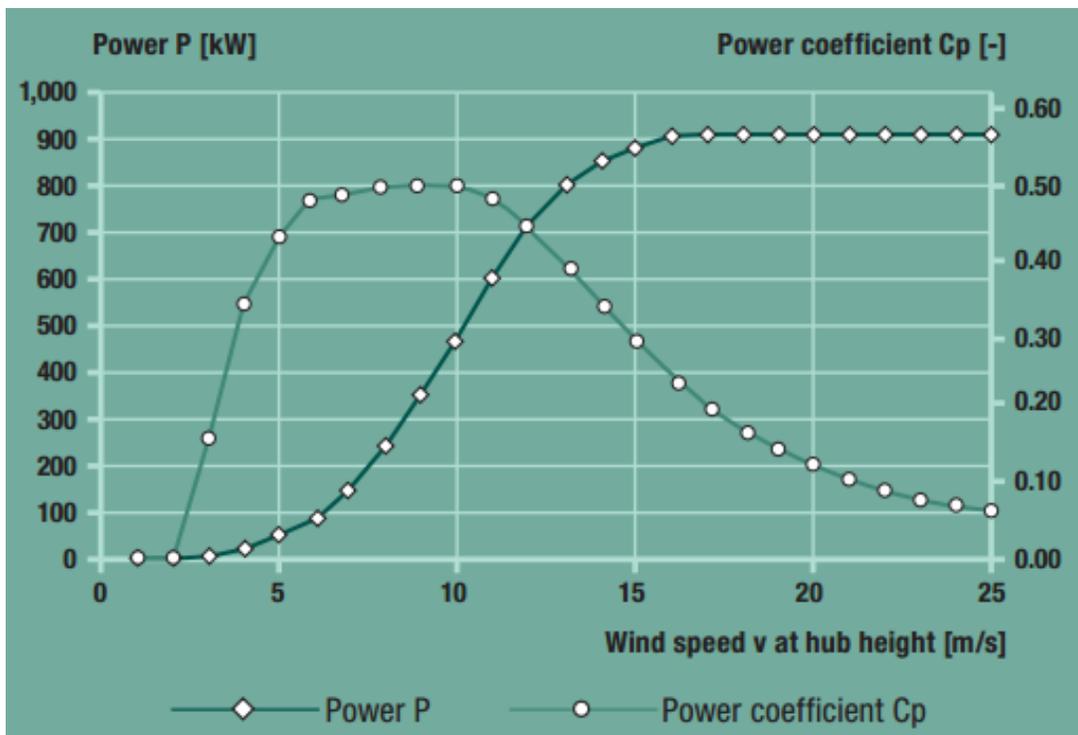


Figura 27: Curva de Potência do E-44^[10]

A partir da equação 2.17, e com base na curva de potência do aerogerador e do histograma de velocidades da região, pode-se calcular a energia produzida anualmente pelo aerogerador, conforme apresentado na Tabela 5.

Tabela 5: Cálculo da produção energética do E-44

v (m/s)	p(v) (kW)	f(v)	p(v)*f(v)/Σf(v) (kW)
1	0	0,098175	0
2	0	0,175648	0
3	4	0,199298	0,797265
4	20	0,180677	3,613872
5	50	0,139468	6,974027
6	96	0,094249	9,04878
7	156	0,056606	8,831361
8	238	0,030498	7,259292
9	340	0,014834	5,044086
10	466	0,006543	3,049494
11	600	0,002627	1,576105
12	710	0,000962	0,683158
13	790	0,000322	0,254634
Σ			47,13207

$$E = 47,13207 \times 8760 = 412,876955 \text{ MWh/ano}$$

Sendo assim, a estimativa de energia gerada em um ano foi de 412,876955 MWh/ano.

3.2. Modelo TCN-24

Aplicando a lei da potência para a altura do modelo TCN-24, de 18 m, obtêm-se os parâmetros para a curva de Weibull apresentados na Tabela 6.

Tabela 6: Parâmetros para a altura de 18m

n	0,2458961
k	1,872832
c	4,78782506
v (m/s)	4,251062

A curva de Weibull da modelagem dos ventos na altura de 18 m é dada pelo gráfico apresentado na Figura 28.

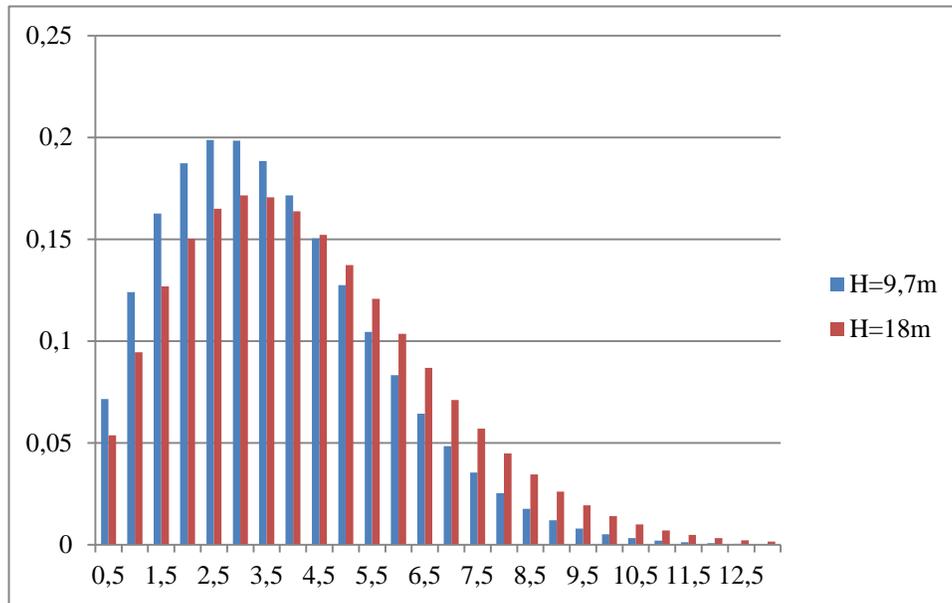


Figura 28: Histograma do comportamento do vento na altura de 18m - Frequência relativa x velocidade (m/s)

A curva de potência fornecida pelo fabricante para o modelo TCN-24 é apresentada na Figura 29.

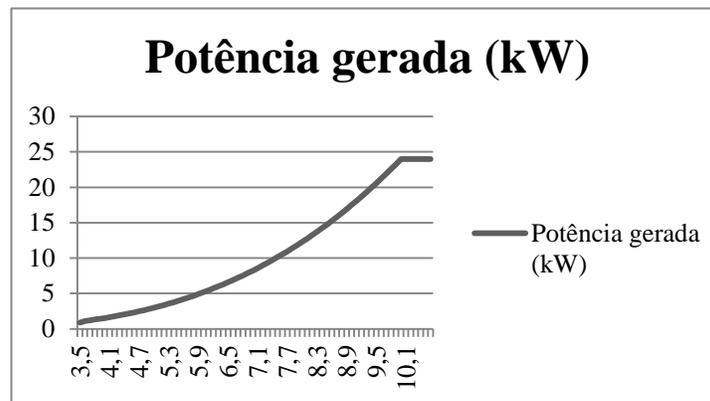


Figura 29: Curva de Potência do TCN-24^[9] - Potência (kW) x velocidade (m/s)

A partir da equação 2.17, e com base na curva de potência do aerogerador e do histograma de velocidades da região, pode-se calcular a energia produzida anualmente pelo aerogerador, conforme apresentado na Tabela 7.

Tabela 7: Cálculo da produção energética do TCN-24

v (m/s)	p(v) (kW)	f(v)	p(v)*f(v)/Σf(v) (kW)
3,5	0,9	0,188385	0,169546
4	1,54	0,171532	0,264159
4,5	2,19	0,150407	0,329392
5	3	0,127419	0,382256
5,5	3,99	0,104538	0,417107
6	5,18	0,083211	0,431033
6,5	6,59	0,064353	0,424085
7	8,23	0,048409	0,398408
7,5	10,13	0,035454	0,359151
8	12,29	0,0253	0,310938
8,5	14,74	0,017603	0,259464
9	17,5	0,011948	0,209084
9,5	20,58	0,007915	0,162889
10	24	0,00512	0,122875
10,5	24	0,003235	0,07764
Σ			4,132762

$$E = 4,132762 \times 8760 = 36,202995 \text{ MWh/ano}$$

Sendo assim, a estimativa de energia gerada em um ano foi de 36,202995 MWh/ano.

4. Conclusões

Como pode-se perceber, a análise de dados é essencial para a tomada de decisões com relação à implantação de aerogeradores em uma determinada região. Por meio da plotagem de gráficos e comparação dos mesmos, é possível avaliar a viabilidade ou não de um projeto, bem como determinar o aerogerador mais adequado para a região, estimativa da energia eólica gerada e a direção mais adequada para as turbinas eólicas. Ainda com a análise de gráficos, percebe-se que as medições são extremamente susceptíveis a erros, uma vez que qualquer descalibragem do sistema de medição pode acarretar em dados falsos ou mesmo interrupção da obtenção deles, o que mostra a importância da escolha, implantação e frequente manutenção dos equipamentos de medição para o projeto como um todo.

Embora o adequado fosse fazer a modelagem dos ventos com um espaço amostral de dados de no mínimo um ano, é possível verificar, por meio da Figura 21, que a modelagem dos ventos realizada com base nos dados anemométricos de 8 de janeiro a 14 de abril de 2013 foi bem próxima do verificado na prática. Por conseguinte, pode-se concluir que a distribuição de Weibull adotada e os parâmetros calculados para o mesmo foram bastante coerentes com as medições obtidas. Sendo assim, verificou-se que a região analisada possui velocidade média dos ventos de 3,651524 m/s a 9,7m do solo. Da análise da Figura 20, para a mesma altura, pode-se ainda inferir que a velocidade dos ventos de um dia típico da região varia entre 2 m/s e 5 m/s e que, de acordo com a Figura 22, a direção mais adequada para a implantação de aerogeradores de eixo horizontal seira voltada para o Leste.

Com base na modelagem realizada e na estimativa do comportamento do vento para a altura dos aerogeradores disponíveis no mercado (modelos E-44 da *Wobben Windpower* e TCN-24 da *Canoas Eólica*), pode-se verificar que, para uma altura de 50 m do solo a velocidade média da região seria de 5,4651352 m/s e para uma altura de 18m, seria de 4,251062 m/s. Sendo assim, estima-se que o potencial eólico gerado em um ano para o modelo E-44, cuja potência nominal é de 900kW, seja de 412,876955 MWh/ano e para o modelo TCN-24, cuja potência nominal é de 24kW, seja de 36,202995 MWh/ano. Por conseguinte, pode-se inferir que seria necessária a implantação de aproximadamente doze aerogeradores TCN-24 para gerar a mesma energia de um aerogerador E-44. Portanto, pode-se concluir que, dentre os aerogeradores disponíveis no mercado, o mais adequado para a Restinga da Marambaia seja o Modelo E-44 da *Wobben*

Windpower, uma vez que modelo TCN-24, embora seja fisicamente menos que o modelo E-44, além de gerar mais consequências ambientais para a região, requer mais espaço para a implantação de um parque eólico.

5. Referências Bibliográficas

- [1] DUTRA, R. M. *Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica Dada ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro*. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2001. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético).
- [2] CEPEL. *Atlas do Potencial Eólico do Brasil*. Rio de Janeiro, 2001.
- [3] PROINFA. *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica*. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>>.
- [4] COPEL. *Manual de Avaliação Técnico-Econômica de Empreendimentos Eólico-Elétricos*. Curitiba, 2007.
- [5] FADIGAS, E. A. F. A. *Energia Eólica*. Editora: Manole. Barueri, SP, 2011.
- [6] BEZERRA, L. B. *Mini-Curso de Energia Eólica*. Departamento de Tecnologias Especiais (DTE) - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEFET/RJ. Rio de Janeiro, 2012.
- [7] INMET. *Consulta Dados da Estação Automática: RIO DE JANEIRO-MARAMBAIA (RJ)*. Disponível em <<http://www.inmet.gov.br/>> .
- [8] MME. Portaria nº136, de 15 de Março de 2012. Disponível em <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/006/resultado/portaria_n_136-2012_\(agenda_leilao\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/006/resultado/portaria_n_136-2012_(agenda_leilao).pdf)>.
- [9] *Canoas Eólica*. Disponível em <<http://www.canoaseolica.com.br/>>.
- [10] *Wobben Wind Power – Produtos – E44*. Disponível em <<http://www.wobben.com.br/aerogeradores/aerogerador-modelo-e-44/>>.
- [11] *ENERSUD – Energia Limpa*. Disponível em <<http://www.enersud.com.br/>>.
- [12] *AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012*. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>.
- [13] *Eletrobrás – Energia para novos tempos*. Disponível em <<http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm>>
- [14] DUTRA, R. M. *Propostas de Políticas Específicas para a Energia Eólica no Brasil Após a Primeira Fase do PROINFA*. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2007. Dissertação (Doutorado em Planejamento Energético).