

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE TÉCNICA DA  
MICROGERAÇÃO EÓLICA**

**JOÃO FILIPE TORRES FERNANDES**

**Brasília, julho de 2013**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

FACULDADE DE TECNOLOGIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

# **AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE TÉCNICA DA MICROGERAÇÃO EÓLICA**

**JOÃO FILIPE TORRES FERNANDES**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO SUBMETIDO AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

APROVADO POR:

---

JORGE ANDRÉS CORMANE ANGARITA, Dr., EnE/UnB  
(ORIENTADOR)

---

ANÉSIO DE LELES FERREIRA FILHO, Dr., EnE/UnB  
(AVALIADOR INTERNO)

---

LUCIANO GONÇALVES NOLETO, Dr., FGA/UnB  
(AVALIADOR INTERNO)

## FICHA CATALOGRÁFICA

FERNANDES, JOÃO FILIPE TORRES

Avaliação da viabilidade técnica da microgeração eólica [Distrito Federal] 2013.

xiv, 76p, 210x297 mm (EnE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, 2013)

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Microgeração eólica

3. Energia eólica

2. Turbina eólica

4. Viabilidade econômica

I. ENE/FT/UNB

II. Título (série)

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

FERNANDES, J. F. T. (2013). Avaliação da viabilidade técnica da microgeração eólica. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, 2013, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 78p.

## CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: João Filipe Torres Fernandes

TÍTULO: Avaliação da viabilidade técnica da microgeração eólica

GRAU: Engenheiro Eletricista

ANO: 2013

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

---

João Filipe Torres Fernandes  
joaofft@gmail.com  
70847-010, Brasília - DF - Brasil

*Dedicado a Maria Anilce, minha mãe, e a Antônio Carlos, meu pai, por todo o apoio e força ao longo dessa jornada.*

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente ao Criador.

Agradeço à minha mãe pela exímia dedicação em todos os momentos ao único filho.

Agradeço ao meu pai, por ser minha referência em todos os sentidos, sempre me indicando o melhor caminho. Além de toda ajuda no trabalho e na vida.

Agradeço à minha namorada Nathália, por estar sempre ao meu lado, me ajudando nos momentos mais difíceis.

Agradeço à Embaixada da Itália pela oportunidade ímpar de aprendizado. Em especial ao antigo embaixador Gherardo La Francesca, o Professor e Adido Científico Roberto Spandre e ao atual embaixador Raffaele Trombetta, que abriram as portas para os estudos da Embaixada Verde. Agradeço também a disponibilidade e ajuda do funcionário Bill.

Agradeço à Eliete Daher, da empresa Syltrans pelas informações fornecidas.

Agradeço ao professor e amigo Jorge Cormane por toda orientação e dedicação no trabalho, sempre pronto a ouvir e ajudar da melhor maneira possível. Também agradeço ao professor Rafael Shayani, pela oportunidade de todo o aprendizado, com ideias relevantes para a execução do trabalho.

Agradeço ao grande amigo Rafael Carvalho, pelas ajudas ao longo do percurso e pelas boas histórias vividas que ficarão para a eternidade.

Agradeço ao amigo Daniel Haubert, JC, pela grande amizade e ajuda na cotação das turbinas

Agradeço à todas as amizades que pude fazer ao longo deste percurso de faculdade, caso fosse escrever não caberiam aqui. Sei que dentre todas as coisas que levarei ao sair, as amizades são as mais importantes.

Agradeço aos meus familiares, que me ajudaram nessa conquista.

Agradeço também aos amigos fora da faculdade, ajudaram na minha formação como pessoa.

## **RESUMO**

A humanidade busca, cada vez mais, fontes alternativas de energia, que possam prover as crescentes necessidades e, ao mesmo tempo, possam garantir um desenvolvimento sustentável para as próximas gerações. Dentre as diversas possibilidades, a microgeração tem se tornado cada vez mais plausível para a população em geral. A regulamentação da microgeração no Brasil, trouxe questionamentos sobre a aplicabilidade de micro turbinas eólicas. Buscou-se através desse trabalho, utilizando dados acerca das velocidades do vento, avaliar as distintas micro turbinas eólicas, disponíveis no mercado mundial, no cenário escolhido, distinguindo assim, as características técnicas mais influentes para esse tipo de análise. Examinou-se conjuntamente, a viabilidade econômica das turbinas como investimento. Apresentou-se todas as variáveis incidentes na cotação de uma turbina, conjuntamente o método para avaliação do retorno financeiro esperado. Concluiu-se então, quais os cenários indicados para que seja viável economicamente, assim como sugestões acerca do panorama mundial da microgeração eólica.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – <i>Distribuição global de massas de ar</i> .....	4
Figura 2.2 – <i>Consumo mundial da energia primária, ao longo dos anos</i> .....	6
Figura 2.3 – <i>Capacidade instalada anualmente no mundo, em MW</i> .....	12
Figura 2.4 – <i>Capacidade instalada acumulada, no mundo, em MW</i> .....	13
Figura 2.5 – <i>Diferença entre os tipos de turbinas eólicas</i> .....	15
Figura 2.6 – <i>Curva de potência da turbina Phono w-3.0</i> .....	18
Figura 2.7 – <i>Número de micro turbinas eólicas instaladas ao final de 2010</i> .....	19
Figura 2.8 – <i>Distribuição global das indústrias de micro turbinas eólicas</i> .....	20
Figura 2.9 – <i>Instalação de um sistema de microgeração numa residência, e relação consumidor-concessionária</i> .....	22
Figura 3.1 – <i>Fator de forma k da distribuição de Weibull, aplicada à distribuição de velocidades do vento no Brasil</i> .....	41
Figura 3.2 – <i>Valor das tarifas residenciais vigentes em cada concessionária, sem impostos</i> ...52	
Figura 3.3 – <i>Fluxograma do método utilizado para encontrar a viabilidade econômica das turbinas</i> .....	53
Figura 4.1 – <i>Mapa da velocidade média anual do vento no Brasil</i> .....	70

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 3.1 – <i>Curva de potência das turbinas pertencentes à classe I</i> .....	35
Gráfico 3.2 – <i>Curva de potência das turbinas pertencentes à classe II</i> .....	36
Gráfico 3.3 – <i>Curva de potência das turbinas pertencentes à classe III</i> .....	37
Gráfico 3.4 – <i>Curva de potência das turbinas pertencentes à classe IV</i> .....	39
Gráfico 3.5 – <i>Distribuição Weibull para o ano de 2005</i> .....	43
Gráfico 3.6 – <i>Distribuição Weibull para as estações do ano de 2005</i> .....	43
Gráfico 4.1 – <i>Representação da energia calculada no período de um ano, relativo à classe I</i> .....	55
Gráfico 4.2 – <i>Representação da energia calculada no período de um ano, relativo à classe II</i> .....	56
Gráfico 4.3 – <i>Representação da energia calculada no período de um ano, relativo à classe III</i> .....	57
Gráfico 4.4 – <i>Representação da energia calculada no período de um ano, relativo à classe IV</i> .....	58
Gráfico 4.5 – <i>Representação da energia calculada no período de um ano, para todas as turbinas analisadas</i> .....	59
Gráfico 4.6 – <i>Energia calculada por área varrida, referente às turbinas horizontais</i> .....	62
Gráfico 4.7 – <i>Energia calculada por área varrida, referente às turbinas verticais</i> .....	64



## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Toneladas de CO <sub>2</sub> provenientes do consumo anual de carvão.....	9
Tabela 2.2 – Toneladas de CO <sub>2</sub> provenientes do consumo anual de petróleo.....	9
Tabela 2.3 – Toneladas de CO <sub>2</sub> provenientes do consumo anual de gás natural.....	10
Tabela 2.4 – Relação de impostos federais relativos à importação de uma turbina.....	24
Tabela 3.1 – Relação de países e os respectivos fabricantes.....	27
Tabela 3.2 – Classe com a respectiva faixa de potência.....	28
Tabela 3.3 – Lista de micro turbinas escolhidas, classe, potência nominal, tipo de eixo do rotor e fabricante.....	29
Tabela 3.4 – Características técnicas das turbinas pertencentes à classe I.....	30
Tabela 3.5 – Características técnicas das turbinas pertencentes à classe II.....	31
Tabela 3.6 – Características técnicas das turbinas pertencentes à classe III.....	32
Tabela 3.7 – Características técnicas das turbinas pertencentes à classe IV.....	33
Tabela 3.8 – Velocidades e respectivas potências para cada turbina relativa à classe I.....	34
Tabela 3.9 – Velocidades e respectivas potências para cada turbina relativa à classe II.....	35
Tabela 3.10 – Velocidades e respectivas potências para cada turbina relativa à classe III.....	37
Tabela 3.11 – Velocidades e respectivas potências para cada turbina relativa à classe IV.....	38
Tabela 3.12 – Velocidade média dos respectivos períodos mensurados.....	42
Tabela 3.13 – Fator de escala e fator de forma, para períodos do ano.....	42
Tabela 3.14 – Valor da cotação do Dólar e Euro, e a relação com o Real.....	44
Tabela 3.15 – Relação de preços no país de origem, e a conversão para Real, de acordo com a cotação do dia citado.....	45
Tabela 3.16 – Planilha com todos os parâmetros que compõem o preço final da turbina instalada ao consumidor.....	47
Tabela 3.17 – Relação demonstrativa entre horário, velocidade, potência e energia.....	49
Tabela 4.1 – Relação entre energia calculada, tipo de eixo do rotor e área varrida pelas hélices, referente a cada turbina.....	60
Tabela 4.2 – Relação entre turbinas de eixo horizontal, classe pertencente e energia calculada no ano por área varrida.....	61
Tabela 4.3 – Relação entre turbinas de eixo vertical, classe pertencente e energia calculada no ano por área varrida.....	63
Tabela 4.4 – Relação de normalização, razão entre energia calculada e potência nominal...65	
Tabela 4.5 – Resultado com a taxa de retorno necessária para a viabilidade econômica, assim como a quantidade de energia necessária.....	67

Tabela 4.6 – *Relação potência média anual para produção da energia necessária, possibilidade de produção e velocidade média do vento requerida para isso.....68*

## LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

A	Ampère
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BBC	British Broadcasting Corporation
CIF	Cost Insurance Freight
CEB	Companhia Energética de Brasília
CH <sub>4</sub>	Gás natural
CO <sub>2</sub>	Gás Carbônico
Cofins	Contribuição para o financiamento da seguridade social
DI	Despacho Aduaneiro
FAS	Federation of American Scientists
FT	Faculdade de Tecnologia
FOB	Free On Board
GD	Geração Distribuída
GDF	Governo do Distrito Federal
GWEC	Global Wind Energy Council
H <sub>2</sub> O	Água
I	Corrente
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviço
IEA	International Energy Agency
IEEE	Institute of Electric and Electronic Engineers
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
ISS	Imposto Sobre Serviços
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWh/ano	Quilowatt-hora por ano
MCS	Microgeneration Certification Scheme
MTE	Micro turbina eólica
m/s	metro por segundo
m <sup>2</sup>	Metro quadrado
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
O <sub>2</sub>	Oxigênio
O <sub>3</sub>	Ozônio
P	Potência ativa
Pasep	Programa de formação do patrimônio do servidor público
PIS	Programa de Integração Social
PROINFA	Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica
Pu	Por unidade
Q	Potência reativa
R	Resistência
SWCC	Small Wind Certification Council

UnB	Universidade de Brasília
V	Volt
Vbase	Tensão de base
W	Watt

# SUMÁRIO

<b>1 - INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
<b>2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....</b>	<b>3</b>
<b>2.1 – VENTOS.....</b>	<b>3</b>
<b>2.1.1 – Brasil e o potencial eólico.....</b>	<b>4</b>
<b>2.2 – ENERGIA EÓLICA.....</b>	<b>6</b>
<b>2.2.1 – Importância da energia renovável.....</b>	<b>6</b>
<b>2.2.2 – Energia não renovável e o impacto ambiental.....</b>	<b>8</b>
<b>2.2.3 – Energia eólica nos dias atuais.....</b>	<b>11</b>
<b>2.2.4 – Micro turbinas eólicas.....</b>	<b>14</b>
2.2.4.1 – Classificação das turbinas.....	14
2.2.4.2 – Relação de potência de uma turbina eólica.....	16
2.2.4.3 – Panorama mundial.....	18
<b>2.3 – ASPECTOS ECONÔMICOS.....</b>	<b>21</b>
<b>2.3.1 – Sistema de compensação energética.....</b>	<b>21</b>
<b>2.3.2 – Importação, custos e impostos aplicados.....</b>	<b>23</b>
<b>2.3.3 – Comparação de investimento.....</b>	<b>24</b>
<b>3 – MATERIAIS E MÉTODOS.....</b>	<b>26</b>
<b>3.1 – MATERIAIS.....</b>	<b>26</b>
<b>3.1.1 – Micro turbinas eólicas.....</b>	<b>26</b>
3.1.1.1 – Escolha e classificação.....	26
3.1.1.2 – Separação entre classe.....	27
3.1.1.3 – Características técnicas.....	29
3.1.1.4 – Características das MTE's.....	30
<b>3.1.2 – Curvas da velocidade do vento.....</b>	<b>39</b>
3.1.2.1 – Dados obtidos.....	40
3.1.2.2 – Distribuição de Weibull.....	40
<b>3.1.3 – Análise econômica.....</b>	<b>44</b>
3.1.3.1 – Precificação das MTE's.....	44
3.1.3.2 – Custos adicionais.....	45
<b>3.2 – MÉTODOS.....</b>	<b>48</b>
<b>3.2.1 – Descrição do método relativo à análise técnica.....</b>	<b>48</b>
3.2.1.1 – Normalização pela área varrida e potência nominal.....	50
<b>3.2.2 – Descrição do método relativo à análise econômica.....</b>	<b>50</b>
3.2.2.1 – Comparação de investimento.....	50
<b>4 – RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>	<b>54</b>
<b>4.1 – RESULTADOS E DISCUSSÕES RELATIVOS À ANÁLISE</b>	
<b>TÉCNICA.....</b>	<b>54</b>
<b>4.1.1 – Acerca do desempenho das turbinas em produção de</b>	
<b>energia.....</b>	<b>54</b>
<b>4.1.2 – Comparação técnica entre as turbinas.....</b>	<b>60</b>
4.1.2.1 – Turbinas de eixo horizontal.....	61
4.1.2.2 – Turbinas de eixo vertical.....	63

4.1.2.3 – Normalização com relação à potência nominal.....	64
<b>4.2 – RESULTADOS E DISCUSSÕES RELATIVOS À ANÁLISE</b>	
<b>ECONÔMICA.....</b>	<b>66</b>
<b>4.2.1 – Resultados referentes à viabilidade econômica de cada</b>	
<b>turbina.....</b>	<b>66</b>
<b>4.2.2 – Exemplificação do resultado obtido.....</b>	<b>69</b>
<b>4.2.3 – Turbinas analisadas e a viabilidade em outros cenários.....</b>	<b>69</b>
<b>4.3 – DISCUSSÕES FINAIS.....</b>	<b>71</b>
<b>5 – CONCLUSÕES.....</b>	<b>73</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>75</b>

# 1 – INTRODUÇÃO

A atual situação mundial das matrizes energéticas utilizadas, que na sua maioria é baseada em fontes não renováveis, levam a humanidade a procurar outras maneiras de aproveitamento energético. O fascínio do ser humano por um tipo de energia inesgotável ou renovável, provavelmente o acompanha desde os primórdios, fazendo com que haja busca por meios de aproveitar, de maneira congruente com a natureza, todo o potencial possível. A relação renovável e o caráter limpo de certos tipos de energia são cada vez mais importantes para um desenvolvimento sustentável, e de certa maneira, seguro para as próximas gerações.

Dentre as diversas linhas de pesquisa em energias renováveis e não poluentes, há um grande aporte de investimento em aproveitamento em larga escala, como grandes usinas eólicas e fotovoltaicas, além da hidráulica, já consolidada no Brasil. A microgeração sempre esteve ligada como um modo de prover energia para lugares isolados, ganhando nos últimos anos, um substancial apoio com o conceito de geração distribuída e dessa maneira expandindo para zonas urbanas a opção de ter um microgerador na própria residência. No âmbito da microgeração há destaque para energia solar fotovoltaica e energia eólica, de modo que há uma maior popularização na energia solar, já no caso da eólica notam-se certas incertezas com a aplicação em pequena escala.

O fato de ser um campo ainda pouco explorado e com uma demanda crescente, viu-se a necessidade de um estudo de natureza técnica e teórica com o intuito de avaliar em um determinado ambiente escolhido, com as cabidas características, os desempenhos de diversas turbinas eólicas para microgeração de eletricidade. Escolhendo os principais modelos disponíveis no mercado, de eixo vertical e eixo horizontal, e com os diversos dados técnicos e cotação disponibilizados diretamente pelas empresas fabricantes, obteve-se um rico banco de dados para os tipos de análise no ambiente escolhido. Aproveitando-se os dados de uma estação meteorológica instalada no ano de 2005 pela UnB – Universidade de Brasília, em que foram registrados as velocidades do vento por um período de um ano, é então possível avaliar a viabilidade técnica das micro turbinas eólicas na cidade de Brasília, DF.

A revisão bibliográfica, tem como objetivo apresentar a situação que se encontra todo o assunto tratado. Inicia-se com as características dos ventos chegando ao potencial eólico brasileiro, seguindo para a conceituação da energia eólica e a atual importância, com os dados de estatísticas recentes no que diz respeito ao panorama mundial. Insere-se também a conceituação da microgeração, com ênfase nas turbinas eólicas e suas características, inclusive abrangendo a atual situação no mundo. Há ainda uma última consideração do ponto de vista econômico da microgeração, incluindo esse importante aspecto.

Os materiais e métodos referem-se aos objetos de estudo juntamente com as análises que serão realizadas. Serão listadas as 20 turbinas escolhidas para a avaliação, explanando o porquê da escolha juntamente com a separação em classes. Os dados técnicos relativos a cada turbina, relação de fabricantes e a respectiva curva de potência será exibida. Também compondo a lista de materiais, estarão os dados das velocidades de vento do ambiente estudado. A parte de análise econômica contará com a cotação das turbinas e os demais valores incidentes para chegar ao preço final. O método para avaliar as turbinas estará dividido no que corresponde à descrição do método de análise técnica e outro referente à análise econômica.

Depois dos resultados numéricos tratados, avalia-se então se o que foi obtido é ou não como esperado. Avaliando o desempenho de cada turbina nas classes de potência já determinadas, elege-se assim as turbinas com maior aplicabilidade ao cenário tratado. A viabilidade econômica, de maneira estimada, também é avaliada chegando ao consenso de rentabilidade. Caso não seja, será também estudado o que seria necessário, do ponto de vista econômico e técnico, para alcançar a rentabilidade.

Ao final, faz-se um retrospecto de todo os questionamentos realizados e no que se chegou como conclusão final. Salientando que a conclusão se refere às peculiaridades listadas durante o trabalho, podendo e devendo ter resultados diferentes caso sejam modificadas as variáveis utilizadas. São também incluídos questionamentos advindos no decorrer da pesquisa, que surgem como sugestões para futuros trabalhos na área de microgeração eólica.



## **2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

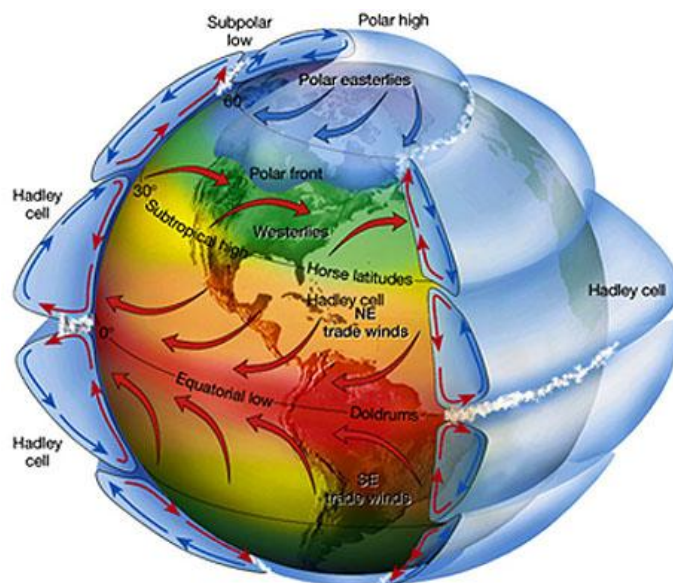
### **2.1 – VENTOS**

Sabe-se que a atmosfera é composta pelos elementos já citados anteriormente, sendo o ar então composto por esses elementos, possuindo assim força Peso, dessa maneira tendo a capacidade de exercer pressão, com isso tem-se o conceito de pressão atmosférica. Dessa maneira, haverá uma maior pressão atmosférica em regiões mais próximas ao nível do mar pois possuem maior quantidade de massas de ar nessa determinada área.

Os átomos estão em constante movimento numa dada massa de ar, por exemplo, quando aquecidos, esses átomos possuem mais energia, e tendem a se chocar com maior velocidade e se espalhar ainda mais. Esse espalhamento causa uma menor densidade dessa massa de ar ao se comparar com outras massas de ar. Então, uma massa de ar aquecida se torna menos densa e tende a subir. Já a massa de ar menos aquecida é mais densa e tende a descer, esse fenômeno é fisicamente conhecido como convecção natural. Esse princípio rege os ventos que são nada mais do que massas de ar se deslocando por convecção, por conseguinte, grandes massas de ar se deslocam no globo terrestre, causadas pela diferença de temperatura em cada região do planeta.

No planeta Terra podem-se citar regiões de alta pressão que são locais com menor temperatura, geograficamente situado nos Polos (Norte e Sul), tem-se maior massa específica e maior pressão. Para regiões de baixa pressão é exatamente o oposto, são locais com maior temperatura ocupando predominantemente faixas tropicais do planeta e conseqüentemente menor massa específica e pressão. Os locais de alta pressão e baixa pressão são conhecidos como local dispersor e receptor de ventos, respectivamente.

Essa dinâmica ocorre em todo o planeta com massas de ar se movendo a todo o momento como podemos ver na figura 2.2, dividido em zonas diversas.



**Fonte:** FAS – Federation of American Scientists. Disponível em: <www.fas.org> .

Acesso em 12 de fevereiro de 2013 (modificado).

Figura 2.1 – *Distribuição global de massas de ar.*

As massas de ar com maior temperatura tendem a subir (visto na região Equatorial representada da figura), devido a sua menor densidade, para regiões da troposfera e se deslocar para regiões de maior pressão e mais frias, já as massas de ar com menor temperatura fazem o inverso. Esses ventos recebem a classificação de alísios e contra-alísios. Os alísios são os ventos úmidos provenientes das regiões frias em direção ao equador, no caso dos contra-alísios são ventos secos que se situam nas regiões tropicais, como em alguns desertos por exemplo.

### 2.1.1 – Brasil e o potencial eólico

Os principais sistemas responsáveis pelo regime de ventos no Brasil são os de alta pressão: Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul e do Atlântico Norte. Com relação à baixa pressão: Depressão Equatorial, possui extensão de oeste a leste ao longo da região norte do Brasil, agindo pelo Atlântico, com localização na Bacia Amazônica. Na região nordeste e sudeste do Brasil há a influência do Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul, proporcionando bom regime de ventos principalmente para a região Nordeste.

Considerando algumas regiões do Brasil para uma análise como a zona litorânea Norte-Nordeste, sendo essa uma área que engloba do Amapá ao Rio Grande do Norte, é

alimentada pelos ventos alísios vindos do leste que geram uma velocidade média durante o ano de 5m/s a 7,5m/s. Nos estados mais ao norte (Amapá e Pará), a média fica de 6m/s a 9m/s (AMARANTE, 2001). A diferença entre os locais mencionados se deve aos ventos alísios que tornam-se mais pujantes ao se afastarem da Depressão Equatorial e também ao fato das vegetações serem mais escassas nesses estados fazendo com que a temperatura nessa região costeira seja maior, por conseguinte a diferença de temperatura entre as massas faz com que ocorra um aumento da velocidade média anual.

A Zona Litorânea Nordeste-Sudeste compreende uma região que vai do Rio Grande do Norte até próximo do estado do Rio de Janeiro. Com algumas variações no trajeto, as maiores velocidades são registradas no norte dessa zona, por volta de 8m/s a 9m/s, já nos demais estados é cerca de 3,5m/s a 6m/s (AMARANTE, 2001). Há exceções como entre o sul do Espírito Santo e o norte do Rio de Janeiro em que a velocidade média é de 7,5m/s, resultado de um bloqueio causado por montanhas, as massas de ar são provenientes do Anticiclone Subtropical Atlântico.

As Elevações Nordeste-Sudeste são lugares que englobam as chapadas e serras com a distância de cerca de 1000 km da costa. Tendo a mesma abrangência do Rio Grande do Norte ao Rio de Janeiro, tendo médias de velocidade de 6,5m/s a 8m/s em certas áreas com topografia e geografia específicas.

O Planalto Central tem suas delimitações que vão das fronteiras com Bolívia e Paraguai até a margem esquerda da Bacia do Rio São Francisco, na parte superior vai até o sul da Bacia Amazônica. É uma região com a predominância do Anticiclone Subtropical Atlântico. A velocidade do vento média fica entre 4m/s e 6m/s. Com uma variação no norte de região em que é cerca de 3m/s a 4m/s, para maior velocidade mais ao sul, 5m/s a 6m/s.

Os Planaltos do Sul, são regiões situadas de São Paulo até o sul do Rio Grande do Sul, em que os regimes de vento são controlados pela Depressão do Nordeste proveniente da Argentina e pelo Anticiclone Subtropical Atlântico Sul. As velocidades médias do vento ficam entre 5,5m/s e 6,5m/s, para sítios mais salientes, e podem chegar a 7m/s.

A Bacia Amazônica Ocidental e Central possui escoamento proveniente dos ventos alísios vindos do leste, tendo perdido a força devido ao grande trajeto percorrido ao longo do continente, assim a média anual de velocidade do vento fica em torno de 3,5m/s, possuindo locais com grande disparidade porém, a média geral é baixa.

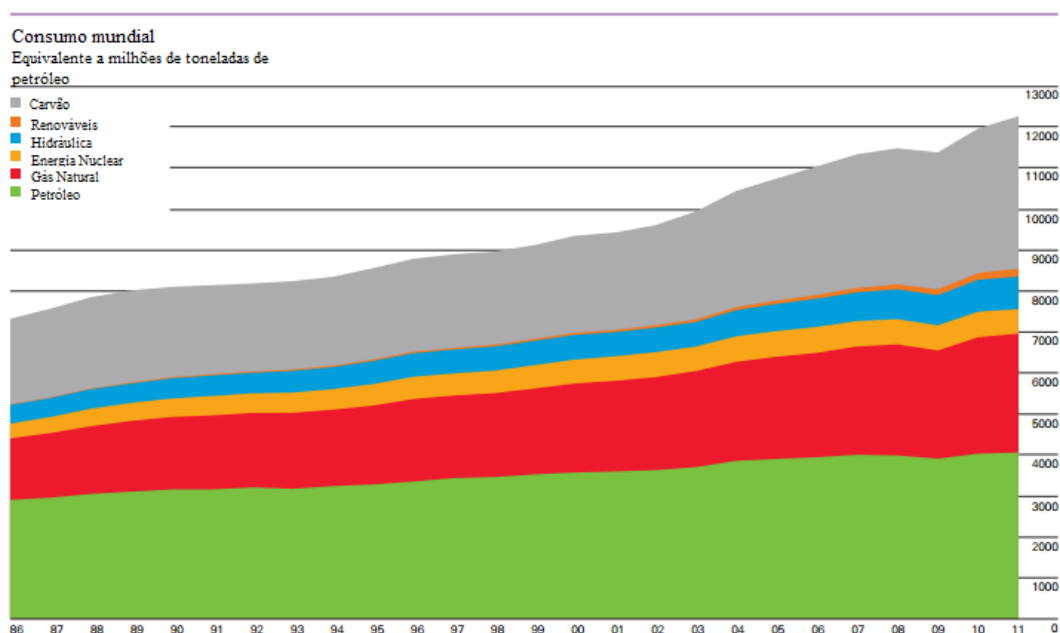
A Bacia Amazônica Oriental envolve uma área menor que vai de uma parte do estado do Pará e se estende em ambas as direções até os estados do Amapá e Maranhão, com a ação da Depressão Equatorial e o relevante atrito que tem a causa no tipo mais intensificado de vegetação, gerando uma média de ventos anual em torno de 3,5m/s.

Os valores das velocidades, obtidos no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, dizem respeito a medições feitas a 50 metros de altura.

## 2.2 – ENERGIA EÓLICA

### 2.2.1 – Importância da energia renovável

As fontes de energia podem ser classificadas em renováveis e não renováveis. A distinção dos dois conceitos está intrinsecamente ligada ao tempo necessário para sua renovação. Por exemplo, o Petróleo é considerado uma fonte de energia não renovável, o processo natural de sedimentação e compressão de animais e plantas para que se forme o Petróleo dependeria alguns milhares de anos. O aumento na demanda por energia primária, que é a fonte sem a devida transformação, pode ser vista no gráfico 2.2, visualiza-se um aumento constante ao longo dos anos.



**Fonte:** BP – British Petrol. Statistical Energy Review 2012. Disponível em: <[www.bp.com](http://www.bp.com)>. Acessado em 13 de fevereiro 2013 (modificado).

Figura 2.2 – Consumo mundial da energia primária, ao longo dos anos.

Pelo gráfico fica claro que o consumo na última década foi significativo e o mais alarmante é que a demanda só tende a aumentar. O crescimento no consumo global de 2010 para 2011 foi de 2,5%, e foi um dos menores incrementos comparando-se com dados de outros anos, como 2009, que foi por volta de 5,14%, mostra-se que cada vez mais necessita-se de fontes alternativas de energia e principalmente de fontes renováveis (British Petrol, 2012).

Diversos países do mundo têm investido cada vez mais em fontes renováveis de energia, tendo em vista as previsões feitas com as reservas de petróleo, carvão e gás. O atual consumo e o respectivo crescimento de demanda mostram que as reservas estão com os dias contados.

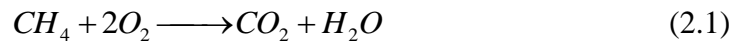
Ainda pelos dados estatísticos tem-se uma ideia da potência instalada e do acréscimo de um ano para outro, dentre os diversos tipos de fonte de energia como: Petróleo, Gás natural, Carvão, Energia Nuclear, Hidroelétrica e Fontes Renováveis. Em 2010 na América do Norte, a produção por fontes renováveis era de 1,6% de toda a energia produzida, já em 2011 foi cerca de 1,85%, mostrando um aumento de 15,7% na utilização de fontes renováveis (British Petrol, 2012). Considerando que de um ano para o outro se teve um aumento de 0,34% no total de todas as energias, nota-se um importante avanço nas políticas por fontes limpas e renováveis de energia na América do Norte.

O bloco de países europeus e alguns da chamada eurásia, estão também aumentando os investimentos na área. Com o Gás Natural em primeiro lugar e o Petróleo seguindo de perto, a produção por fontes renováveis é consideravelmente pujante em comparação com outros continentes. No ano de 2010 tinha-se de energia renovável 2,40% de todos os tipos de energia explorados, e em 2011 o registro foi de 2,88%, um aumento de 19,06% de um ano para o outro. Esse resultado é ainda mais valoroso ao se analisar que houve uma queda de 0,52% no consumo total das fontes citadas.

Um aspecto relevante para ser citado se refere ao alto custo e por consequência a não acessibilidade para todos. Analisando o caso dos países africanos, em 2010 cerca de 0,31% do total consumido foi produzido por fontes renováveis, em 2011 o número continuou praticamente o mesmo, em 0,33%. Apesar de muitas tecnologias ainda possuírem um alto custo de fabricação e o rendimento esperado não muito significativo, os governantes deveriam incentivar e diminuir os altos encargos fiscais para viabilizar a geração de energia por fontes renováveis.

## 2.2.2 – Energia não renovável e o impacto ambiental

Hoje em dia os impactos ao meio ambiente estão sendo cada vez mais analisados e na medida do possível escasseados em quase todos os setores passíveis de gera-los. Os projetos que envolvem o setor energético não são diferentes, até por que, pelo que se sabe já são visíveis às perturbações ambientais. Os impactos mais significativos se dão no uso de fontes não renováveis de energia com a liberação de  $CO_2$  que é proveniente da queima de combustíveis fósseis, visto na seguinte equação química da queima do Gás natural:



Esse processo se caracteriza por ser um processo exotérmico, ou seja, gera o calor que é necessário para os mais diversos fins, destacando-se aquecer um determinado gás que movimentará uma turbina e através de um gerador tem-se a capacidade de transformar a energia cinética em elétrica. O problema é que a quantidade de  $CO_2$  produzido por diversas usinas tem causado problemas ao meio ambiente, dentre eles o efeito estufa. Apesar de ainda ser motivo de polêmica, destoando de uma unanimidade entre os ambientalistas, muito se sabe que para o ser humano o Dióxido de Carbono é causador de muitos problemas. As cidades são bons exemplos de como o microclima que é afetado pelos carros, indústrias e demais poluidores causa à qualidade de vida dos habitantes residentes.

Fazendo uma análise da emissão de  $CO_2$  pelo uso de fontes não renováveis de combustíveis fósseis como o Carvão, Petróleo e Gás Natural é possível a visualização do impacto. De acordo com as tabelas a seguir (Tabelas 2.1, 2.2 e 2.3), tem-se o Dióxido de Carbono em milhões de toneladas resultante do consumo anual. Tais valores são de 2006 até o ano de 2010, e os valores se referem à América do Norte, Europa, Ásia uma vez que são os maiores consumidores, dessa maneira:

Carvão	2006 [milhões de toneladas]	2007 [milhões de toneladas]	2008 [milhões de toneladas]	2009 [milhões de toneladas]	2010 [milhões de toneladas]
América do Norte	2315,55	2336,56	2296,78	2013,20	2123,05
Europa	1370,82	1409,89	1331,50	1199,75	1216,86
Ásia e Oceania	7014,36	7470,34	8091,52	8551,02	9631,25
Total no Mundo	11903,26	12431,85	13005,84	12900,18	14231,38

**Fonte:** EIA – Energy Information Administration. Disponível em: <www.eia.gov>.

Acesso em 18 de Fevereiro de 2013 (modificado).

Tabela 2.1 – Toneladas de CO<sub>2</sub> provenientes do consumo anual de Carvão.

Petróleo	2006 [milhões de toneladas]	2007 [milhões de toneladas]	2008 [milhões de toneladas]	2009 [milhões de toneladas]	2010 [milhões de toneladas]
América do Norte	3159,94	3183,74	3011,77	2868,33	2918,66
Europa	2236,45	2188,75	2173,97	2055,48	2026,39
Ásia e Oceania	3139,94	3150,94	3175,80	3219,04	3389,93
Total no Mundo	11166,42	11143,91	11077,06	10888,81	11174,56

**Fonte:** EIA – Energy Information Administration. Disponível em: <www.eia.gov>.

Acesso em 18 de Fevereiro de 2013 (modificado).

Tabela 2.2 – Toneladas de CO<sub>2</sub> provenientes do consumo anual de Petróleo.

Gás Natural	2006 [milhões de toneladas]	2007 [milhões de toneladas]	2008 [milhões de toneladas]	2009 [milhões de toneladas]	2010 [milhões de toneladas]
América do Norte	1458,95	1529,51	1544,18	1505,97	1539,39
Europa	1103,08	1093,30	1116,27	1054,44	1122,32
Ásia e Oceania	844,55	924,39	967,96	1013,20	1127,61
Total no Mundo	5602,30	5786,40	5985,63	5752,30	6150,60

**Fonte:** EIA – Energy Information Administration. Disponível em: <www.eia.gov>.

Acesso em 18 de Fevereiro de 2013 (modificado).

Tabela 2.3 – Toneladas de  $CO_2$  provenientes do consumo anual de Gás Natural.

Analisando o Carvão mineral que é muito utilizado para produzir energia elétrica e processos industriais diversos, nota-se que para o período de tempo analisado, houve uma leve queda de emissões em países da América do Norte mas nada significativo (tabela 2.1). Países asiáticos como a China necessitam muito dessa fonte para sua opulenta indústria. Considerando ainda o fato de o carvão emitir praticamente o dobro de  $CO_2$  do que o Gás Natural, ao se queimar a mesma quantidade de ambos, se trata então de um grande problema ambiental.

A emissão de Dióxido de Carbono proveniente do consumo do Petróleo ao longo desses 5 anos pesquisados sofreu uma leve diminuição na América do Norte e Europa mas foi compensado pela alta na Ásia, manteve-se no final das contas praticamente no mesmo patamar (tabela 2.2). Nota-se ainda uma dependência mundial do Petróleo, mesmo que no últimos anos, muitas indústrias automobilísticas tem dado grande ênfase na produção de carros com tecnologia híbrida. Talvez resultado da forte tendência de consumidores com maior consciência ambiental e maior preocupação com o futuro.

O Gás Natural, graças aos avanços nas tecnologias de perfuração terrestre como extração do gás de xisto, tem a tendência de um crescimento ainda maior nos próximos anos. Em todas as regiões citadas houve um aumento (tabela 2.3), com maior destaque para a Ásia,



esses países em geral tem incentivado o uso, um dos motivos é a menor emissão de  $CO_2$  ao comparar-se com outros combustíveis fósseis.

Vários países do mundo, analisando estudos científicos que atribuem o aumento da temperatura do planeta às emissões de Dióxido de Carbono e outros gases, discutiram no ano de 1997 em Quioto Japão, formas de reduzir as emissões. Esse acordo foi ratificado em 2005 quando países responsáveis por 55% dos lançamentos de gases chegaram a um acordo, objetivando metas para a diminuição. As nações participantes se comprometeram a proteger e preservar fauna e flora, planos de eficiência energética, investir em tecnologias limpas, promover e incentivar o uso de fontes renováveis de energia. Do uso de fontes renováveis têm-se diversos tipos em especial a energia elétrica gerada por sistemas Fotovoltaicos e sistemas Eólicos que tiveram um crescimento em todo o mundo, graças a maiores incentivos governamentais e melhorias na tecnologia desses sistemas.

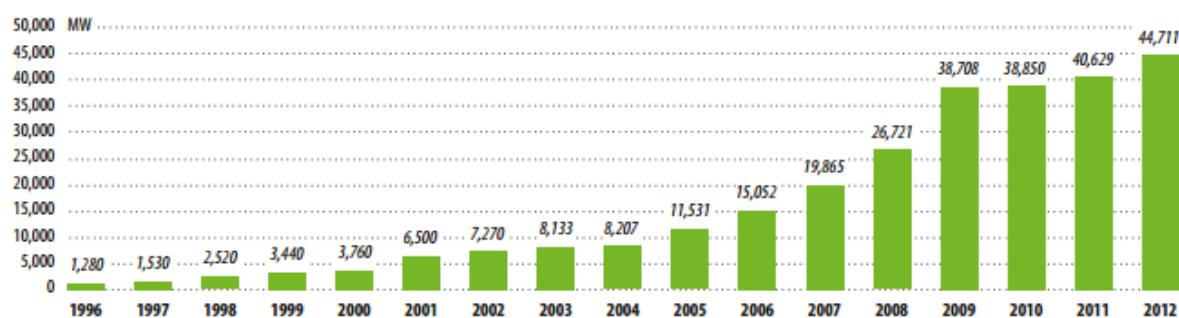
### **2.2.3 – Energia eólica nos dias atuais**

Ao longo dos séculos a utilização das forças do vento para produzir algum tipo de trabalho foi idealizada e colocada em prática. A maior aplicação na antiguidade foi sem dúvida em Moinhos de Vento para fins agrícolas, desde bombeamento de água ao clássico moinho que tinha a finalidade a moagem de cereais em geral. Pode-se citar como o primeiro moinho de vento registrado na Pérsia (hoje Irã) em meados do século VII. Posteriormente descobriu-se em diversos locais do mundo muitas vezes com considerável distância entre si e modos de construção totalmente diversos e diferentes graus de desenvolvimento, na Europa os moinhos com eixo horizontal eram mais comuns, já no Oriente e Ásia os do tipo vertical se destacavam.

Nos tempos modernos, com a diversificação dos ramos tecnológicos, têm-se distintas maneiras de aproveitamento da energia eólica principalmente no âmbito de conversão para energia elétrica. A sua fácil obtenção em relação a outros artifícios energéticos a torna uma ótima opção para comunidades isoladas ou propriedades rurais que não possuem acesso às linhas de transmissão ou desejam aproveitar o potencial eólico local. Por ser um tipo de aproveitamento energético com nível de poluição muito baixo, na sua maior parte sonora, com o relativo alto custo decaindo ao longo dos anos ao mesmo tempo em que ocorre melhora gradual da tecnologia. Há também a exploração da energia eólica em diferentes cenários (instalações eólicas *offshore*). A busca pelo uso de energias renováveis, levaram

governos de diversos países a subsidiar o uso da energia eólica, incentivando a população e para a própria matriz de geração. Hoje em dia há turbinas eólicas de todos os portes e aplicações, se destacando em dimensões jamais antes concebidas, como o modelo *Enercon E126* que possui 7,5MW de potencia nominal, ficando a aproximadamente 135 metros do chão, tendo o rotor com 127 metros de diâmetro. Por outro lado, há as chamadas micro turbinas eólicas que podem ser instaladas em telhados de prédios e até mesmo em residências sem a percepção visual.

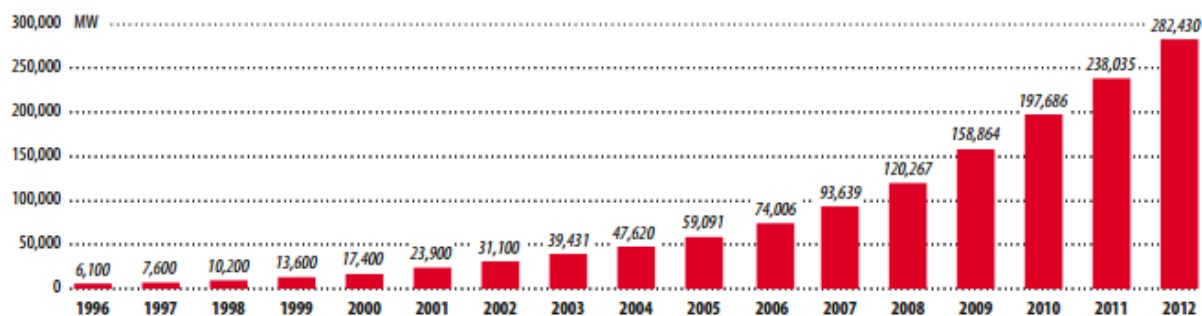
No mundo esse investimento em energia eólica pode ser melhor analisado considerando a capacidade instalada no âmbito global e seu aumento ao longo dos últimos anos. Por meio de dados estatísticos vistos no gráfico 2.3 que representa a capacidade instalada anualmente em megawatt (MW) de uso para energia eólica no mundo, considerando o período de 1996 a 2012.



**Fonte:** GWEC – Global Wind Energy Council. Global Wind Statistics 2012. Disponível em: <[www.gwec.net](http://www.gwec.net)>. Acessado em 7 de março 2013 (modificado).

Figura 2.3 – *Capacidade instalada anualmente no mundo, em MW.*

Na última década, obteve-se um crescimento de aproximadamente 615% na capacidade instalada anualmente para o aproveitamento eólico, algo fora dos padrões como pode ser acompanhado pelo gráfico. Fica clara a necessidade mundial de exploração de fontes limpas e renováveis de energia. A análise fica ainda mais completa quando se compara com os dados já estabelecidos de capacidade instalada pelo mundo, podendo ser visualizada no gráfico 2.4 que estabelece a capacidade instalada acumulada.



**Fonte:** GWEC – Global Wind Energy Council. Global Wind Statistics 2012. Disponível em: <[www.gwec.net](http://www.gwec.net)>. Acessado em 7 de março 2013 (modificado).

Figura 2.4 – Capacidade instalada acumulada no mundo, em MW.

De certa maneira o gráfico mostra o quão essa última década foi importante para o panorama mundial de energia eólica, porém percebe-se que ainda há previsão de muito crescimento conjecturado, a medida que a tendência econômica é de melhora no quesito tecnologia e depreciação de custo. Se em um período dos 5 últimos anos (2008 a 2012) for analisado, e comparado, o aumento foi de aproximadamente 235 %, ou seja, mais que dobrou o que se tinha de capacidade ao longo desse tempo.

No Brasil há a intenção cada vez maior de aproveitamento do potencial eólico brasileiro, visando aumentar com certa robustez a participação brasileira no âmbito mundial de energia eólica. Nos dias atuais o Brasil conta com algo em torno de 2500 MW de capacidade instalada (GWEC, 2012). Seguindo o crescimento no mundo, o governo lançou alguns programas como o Proinfa (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) que busca a diversificação da matriz energética brasileira. Dentre os incentivos para produtores independentes residenciais, destaca-se a Resolução Normativa 482 da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, em 17 de Abril de 2012, estabelecendo as diretrizes para microgeração e minigeração distribuída e a normatização do sistema de compensação de energia elétrica. Esse fato tem enorme impacto, visto que regulariza e estimula a produção individual de energia com a possibilidade disponibilizar para a companhia de distribuição o uso da energia gerada.

Nessa mesma resolução são definidos sistemas de microgeração, que devem possuir potência instalada menor ou igual a 100 kW. Já os sistemas de minigeração são designados como detentores de 100 kW a 1 MW. A regulamentação visa o estímulo da produção de energia de caráter renovável, tendo em vista a especificação de fonte solar, eólica, biomassa, hidráulica entre outras. Dentre essas fontes a solar e a eólica se destacam pelo

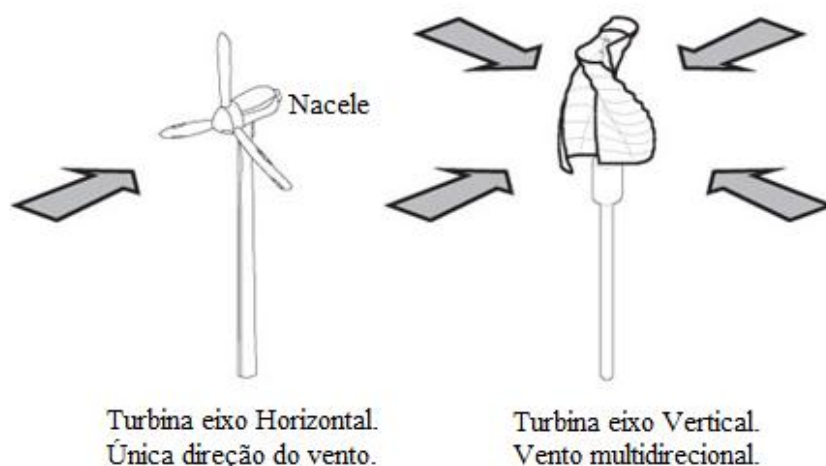
seu uso mais difundido, além da certa adaptabilidade desses sistemas em diversos ambientes, bastando uma avaliação das condições mais potencializadas.

A microgeração distribuída possibilita o abatimento e até possíveis ganhos de créditos no sistema *Net-metering*, sistema no qual a ANEEL normatizou em que o titular receberá créditos caso tenha produzido mais energia do que consumido, de maneira que poderá abater de contas posteriores em até 36 meses (ANEEL, 2012). Em geral os sistemas renováveis como solar fotovoltaico e eólico, em instalações residenciais pequenas, apenas abatem os valores, não conseguindo superar o consumo. Com uma adesão maior de produtores individuais há a tendência de tornar a microgeração importante no âmbito energético nacional, com ênfase na maior distribuição de fontes geradoras, resultando assim numa maior saúde e segurança do sistema elétrico como um todo.

## **2.2.4 – Micro turbinas eólicas**

### 2.2.4.1 – Classificação das turbinas

No atual patamar de desenvolvimento de tecnologias e design de turbinas eólicas, uma maneira usual para se classificar esse tipo de turbina é com relação à direção do eixo do rotor. Têm-se então as de eixo horizontal, que respondem pela maior quantidade dentre o total hoje fabricado, e as de eixo vertical, com menor popularidade, porém mais discretas para usos urbanos. Pela figura 2.3 é possível a visualização das diferenças entre os dois tipos.



**Fonte:** IGREENSPOT. Disponível em: <[www.igreenspot.com](http://www.igreenspot.com)>. Acessado em 3 de junho 2013 (modificado).

Figura 2.5 – Diferença entre os tipos de turbinas eólicas.

As turbinas de eixo horizontal seguem o mesmo padrão e design, com poucas modificações de um modelo para o outro. Ao tratar-se das turbinas horizontais, pode-se ainda dividir em 2 subgrupos: tipo *upwind*, em que o vento tem sua incidência primeiramente nas pás da turbina. A vantagem é não perder energia do vento com algum obstáculo como a *Nacele*, que é o compartimento que se localizam o gerador e a caixa de engrenagens, ou a torre de sustentação da turbina. A desvantagem é a necessidade de um sistema de controle de direção porém, apesar da desvantagem, é o grupo majoritário. O tipo *downwind*, tem como característica as pás localizadas atrás da *Nacele* e da torre, como vantagem tem-se a não utilização de sofisticados sistemas de controle de direção, mas com uma desvantagem considerável que é a perda de energia pelo vento por causa dos obstáculos, causando o chamado efeito de esteira.

Para turbinas de eixo vertical, há diversos subgrupos contudo sem grande sucesso técnico. Há alguns destaques como o tipo *Darrieus*, que possui pás com formato de arcos, o tipo *Savonius* com formato das pás em forma de um “S” (visão de cima para baixo) e também tipo Helicoidal com pás retorcidas, buscando um ângulo mais preciso para a incidência do vento. Em geral as turbinas com esse eixo vertical não tem um aproveitamento tão considerável ao serem comparadas com turbinas de eixo horizontal. Um dos motivos é a proximidade do solo, diminuindo o possível melhor rendimento, mas há a vantagem de não

necessitar de complexos sistemas de direcionamento do vento, além de serem aplicáveis a ambientes urbanos com certa discricção.

#### 2.2.4.2 – Relação de potência de uma turbina eólica e suas curvas de potência

A primeira coisa a se considerar é a energia cinética do vento, considerando um ambiente qualquer, dada pela equação 2.2.

$$E_{cinética} = \frac{mv^2}{2} \quad (2.2)$$

sendo  $m$  a massa do vento, e  $v$  a velocidade do vento, então a energia é dada em J/s. Ao se transformar a energia em potência, derivando no tempo, tem-se a potência disponibilizada, equação 2.3, em Watt:

$$P = \frac{mv^2}{2} \quad (2.3)$$

Considerando  $m$ , podendo ser entendido como fluxo de massa por segundo (kg/s), ser substituído por  $\rho Av$ , sendo que,  $\rho$  a massa específica do ar, dado em  $\text{kg/m}^3$ ,  $A$  a área onde ocorre o fluxo de vento analisado em  $\text{m}^2$ ,  $v$  a velocidade do vento em m/s. Esse conceito provém da Equação da Continuidade, que descreve o movimento do fluido. Tem-se assim a equação 2.4, também em Watt.

$$P = \frac{\rho Av^3}{2} \quad (2.4)$$

Que mostra a importante relação da potência disponível num fluxo de vento com a velocidade. A proporção cúbica mostra a dependência da velocidade do vento em um ambiente para uma produção energética rentável.

A ideia da área onde ocorre o fluxo de vento pode ser expandida para a área varrida pelas pás da turbina. Tem-se assim a potência disponível na área que as pás giram, sendo transformada de energia cinética em energia mecânica. Para a turbina de eixo horizontal, equação 2.5, a área será em função do diâmetro  $d$  da pá, podendo-se então modificar  $d$  e aumentar-se a potência  $P$  gerada.

$$A = \pi \left( \frac{d}{2} \right)^2 = \pi \frac{d^2}{4} \quad (2.5)$$

No caso de turbinas de eixo vertical, faz-se uma aproximação, pois a área varia quando o modelo se diferencia de alguma maneira. A área é dada em função do diâmetro  $d$  e da altura  $h$  do eixo, em seguida multiplica-se por  $2/3$  que é a proporção estimada da área varrida, graças às curvaturas das pás (PINTO, 2013), tem-se então a equação 2.6, em  $m^2$ .

$$A = \frac{2}{3} hd \quad (2.6)$$

Para a potência disponível pelo vento se transformar em energia elétrica, primeiramente a energia cinética se converte em energia mecânica e por fim em elétrica através do gerador. Segundo Betz (PINTO, 2013), o máximo teórico que uma turbina consegue absorver da potência do vento é cerca de 59,3%, limitando-se assim melhores rendimentos. Porém com o uso de difusores já foi comprovado que é possível ultrapassar esse limite teórico.

Além disso, há perdas mecânicas como o rendimento aerodinâmico das pás, rotor e caixa de engrenagens, rendimentos do gerador, fazendo com que o rendimento final seja a multiplicação de todos os rendimentos mencionados, (equação 2.7).

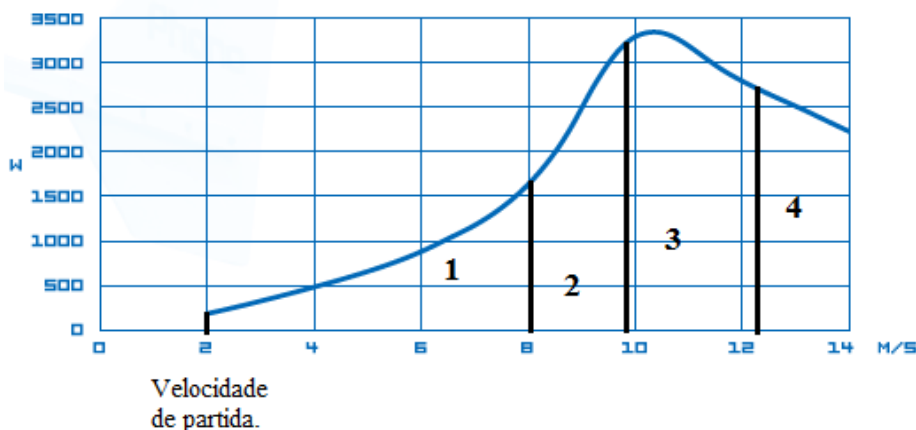
$$\eta_{total} = \eta_{Betz} \eta_{pás} \eta_{rotor} \eta_{engrenagens} \eta_{gerador} \quad (2.7)$$

Para facilitar a escolha e dar melhor entendimento da turbina, são feitas as chamadas curvas de potência. Essas curvas relacionam as velocidades do vento com a potência produzida pelo gerador, estando assim na saída o rendimento total que abrange todos os rendimentos mencionados.

Na figura 2.4, tem-se a curva de potência da turbina *Phono w-3.0*. A potência de saída em função da velocidade do vento. Pode-se dividir a curva em partes. Na parte 1, destaca-se a velocidade de partida para que haja potência na saída, a turbina buscará uma eficiência aerodinâmica, estando ainda abaixo do nominal.

Na parte 2 já se consegue uma produção razoável, e ao final a potência nominal é alcançada, pois a velocidade correspondente é atingida. A velocidade nominal seria o ideal para uma boa produção de energia, e a respectiva potência também é chamada de nominal.

Na parte 3, chega-se a região de *Stall* onde alcança-se a maior potência produzida, após isso a turbina passa por uma limitação de potência com o aumento das velocidades. Na parte 4 a velocidade começa a ser perigosa e pode danificar algum equipamento da turbina, a produção de energia fica comprometida, para maiores velocidades são acionadas sistemas de segurança com uma determinada velocidade desativa a turbina a fim de evitar danos.



**Fonte:** Phono Solar. Disponível em: <[www.phonosolar.com](http://www.phonosolar.com)>. Acessado em 19 de abril de 2013 (modificado).

Figura 2.6 – Curva de potência da turbina Phono w-3.0.

Pode-se então com base na curva de potência, estimar a potência gerada para cada velocidade, sendo uma valiosa ferramenta para avaliações de diversos cenários.

#### 2.2.4.3 – Panorama mundial

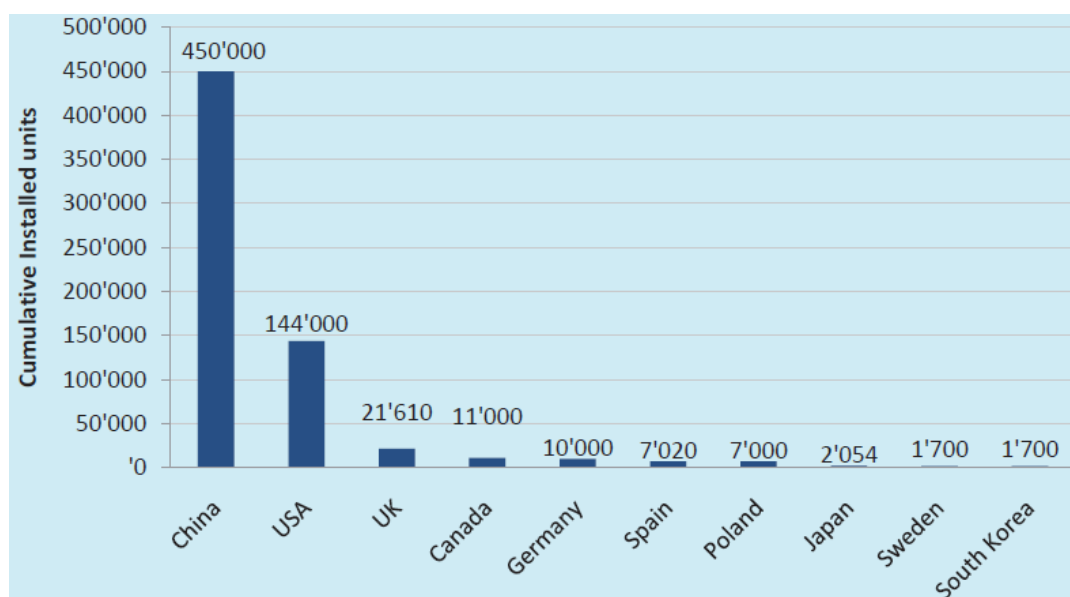
O sistema eólico em larga escala, na ordem dos MW, já possui certa consolidação no mercado mundial sendo tratado não mais como energia alternativa. Para sistemas menos robustos há um mercado ainda com algumas dificuldades, porém nos últimos anos notou-se uma maior atenção para esse tipo de demanda. O mercado para sistemas reduzidos, teve forte relação com localidades que necessitavam de energia e estavam isolados por inúmeros motivos, sendo essa a maneira de se aproveitar os recursos abundantes como luz solar e força dos ventos em certos locais. Com o passar dos anos sempre houve uma



demanda contínua, predominantemente de comunidades isoladas ou estruturas móveis de comunicação.

Atualmente, com o surgimento do conceito de Geração Distribuída (GD) e da possibilidade de abatimento no valor final da conta de energia, além de uma real contribuição com a diminuição dos impactos ambientais, causados com os tradicionais sistemas centralizados de geração, um número considerável de pessoas já pensa em instalar pequenos geradores que utilizam fontes renováveis, dentre eles as Micro Turbinas Eólicas (MTE).

Como se pode ver no gráfico 2.5, que mostra o número de MTE's já instaladas no mundo, o panorama global ainda é ruim se considerarmos o possível número de pessoas que poderiam usufruir dos benefícios em áreas propícias, principalmente em países subdesenvolvidos. Há, contudo que se considerar que no período do ano 2009 para 2010 foram instaladas cerca de 135.000 turbinas, um aumento de aproximadamente 26% no total já instalado no mundo.

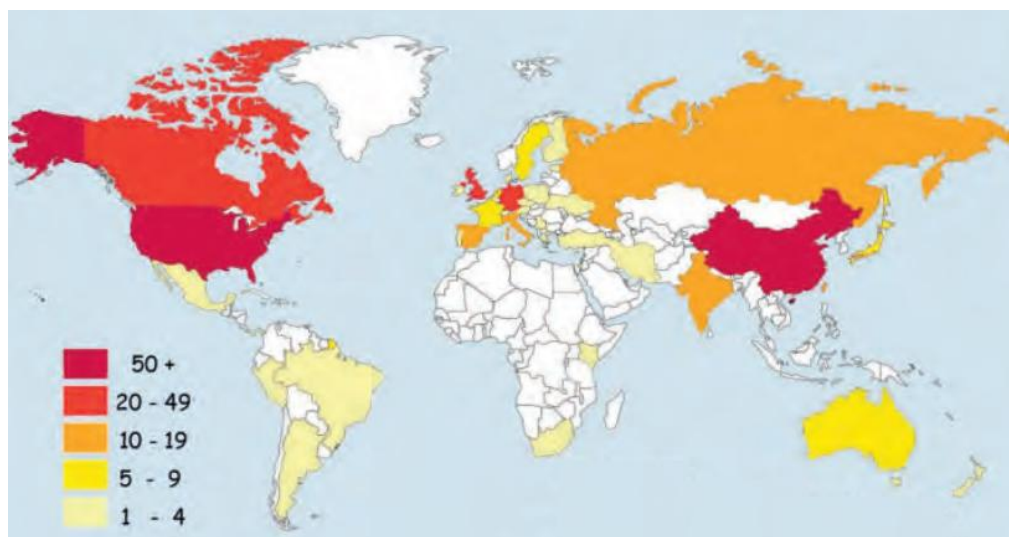


**Fonte:** SWWR – Small Wind World Report 2012. Disponível em: <[www.small-wind.org](http://www.small-wind.org)>. Acessado em 18 de abril de 2013 (modificado).

Figura 2.7 – Número de micro turbinas eólicas instaladas ao final de 2010.

Um dos motivos para a predominância de unidades instaladas de MTE's em alguns países como China, Estados Unidos e países europeus, seria a grande quantidade de indústrias voltadas para a fabricação de micro turbinas somente nesses locais, chegando a preços

inacessíveis em distintos países. Pela figura 2.4 percebe-se, a distribuição predominante de indústrias de MTE em países desenvolvidos, o que muitas vezes inviabiliza a aplicação em países em desenvolvimento e por consequência sua utilização é escassa e restrita a alguns setores.



**Fonte:** SWWR – Small Wind World Report 2012. Disponível em: <[www.small-wind.org](http://www.small-wind.org)>. Acessado em 18 de abril de 2013 (modificado).

Figura 2.8 – *Distribuição global das indústrias de micro turbinas eólicas.*

Para um sistema que consiga certa paridade entre o que é produzido e o que é gerado, ainda está um pouco fora da realidade por dois pujantes fatores que são: o alto custo de investimento e o relativo baixo rendimento ao comparar-se com geração sobre fontes não renováveis.

Nos Estados Unidos verificou-se que no ano de 2011 uma residência consumiu em média cerca de 11280 kWh. Propõe-se então a instalação de uma micro turbina eólica de 10 kW, a uma velocidade de vento com média anual próxima de 5 m/s, consegue-se suprir todo o consumo (*Small Wind World Report*, 2012). Esse seria um cenário para se tentar alcançar a tal paridade, claro que esse sistema está sujeito a variações sazonais da velocidade do vento que causariam interrupções de energia para alguém que depende exclusivamente da micro turbina. O ideal então seria a Geração Distribuída (GD), para um sistema seguro do ponto de vista energético e possivelmente viável economicamente.

Na questão do custo de uma MTE, apesar dos diversos avanços, ainda há uma grande necessidade de subsídios governamentais para chegar-se a um preço acessível e competitivo com outros tipos de geração, esse é outro motivo para o maior número de MTE's em países com maior aporte financeiro, tendo a capacidade de subsidiar e incentivar esses investimentos.

O Brasil possui considerável potencial eólico em algumas regiões, não apenas para exploração em larga produção, mas também por meio de MTE's. O cenário não é favorável pela quase total necessidade de importação dos equipamentos e a falta de uma política que favoreça na parte tributária, tendo em vista os benefícios a médio e longo prazo.

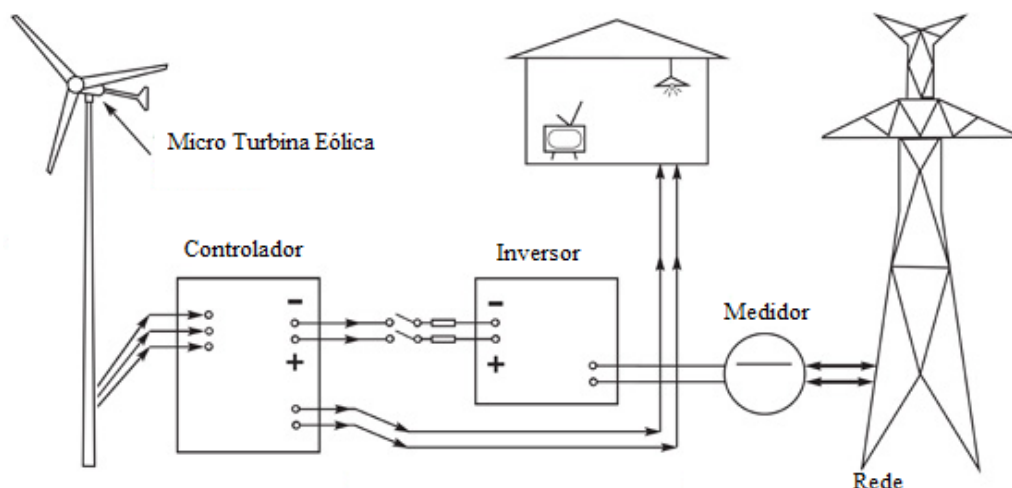
As micro turbinas eólicas, em inglês comumente chamadas de *Small Wind Turbine* (SWT), não são facilmente distinguidas do restante de outras turbinas do ponto de vista classificatório, há muita divergência por todo o mundo na questão da potência nominal máxima para que ocorra classificação. Alguns órgãos internacionais como o *World Wind Energy Association* (WWEA) define que com até 100 kW pode-se pertencer ao grupo de micro turbinas. Para um estudo detalhado de alguns tipos de micro turbinas, pode-se reduzir essa potência nominal limite para até 10 kW pois são aplicáveis a uma realidade mais abrangente, por questões de investimento financeiro, e provável interesse residencial, que seriam de turbinas com menores potências.

## **2.3 – ASPECTOS ECONÔMICOS**

### **2.3.1 – Sistema de compensação energética**

No Brasil, a Resolução Normativa da ANEEL número 482/2012 classificou os sistemas de Micro e Minigeração, como já citado anteriormente. Essa resolução regulamenta o sistema de compensação energética, para unidades de até 1 MW de potência instalada.

O termo empregado internacionalmente para esse sistema de compensação é *Net Metering*, que no Brasil consiste na instalação de uma fonte de geração de energia, e respeitando as normas da resolução, tem-se dois cenários ao conectar o sistema de geração à rede elétrica da concessionária local.



**Fonte:** WindEnergy7. Disponível em: <[www.windenergy7.com](http://www.windenergy7.com)>. Acessado em 25 de junho de 2013 (modificado).

Figura 2.9 – *Instalação de um sistema de microgeração numa residência, e relação consumidor-concessionária.*

A figura 2.6 mostra um exemplo de uma instalação residencial típica e os componentes necessários para a ligação da MTE na rede elétrica. Quando há maior consumo de energia do que produção pelo microgerador, a fatura virá de maneira padrão, apenas com o desconto devido à geração. Quando, ao final do mês, a produção do microgerador for maior que o consumo, o cliente ganhará créditos com a concessionária de energia para abater os custos do consumo nos meses subsequentes. Como pode ser visto ainda na figura 2.5, o medidor utilizado é bidirecional, medindo então tanto a entrada de energia na residência, como a saída para a rede.

Ainda nos casos de maior produção que consumo, a ANEEL regulamenta um prazo de 36 meses para o usufruto dos créditos, sob pena do consumidor perdê-los ao final desse período. O consumidor não terá a possibilidade de ter sua conta de luz sem custos, pois dependendo do grupo ao qual pertence, grupo A (comercial ou industrial) ou grupo B (residencial ou pequeno rural), pagará a demanda contratada (grupo A) ou o custo de disponibilidade (grupo B). Leva-se em consideração que a concessionária sempre disponibilizou a energia ao cliente, mesmo quando não foi utilizada.

### **2.3.2 – Importação, custos e impostos aplicados**

Um dos empecilhos para um maior desenvolvimento da energia microeólica no Brasil é a falta de fabricantes nacionais ou mesmo de outros países com fabricação interna, de modo a baratear o custo final ao consumidor residencial. Como as fabricantes mais consolidadas no mercado mundial, estão em países como Estados Unidos, China e em países europeus, o conhecimento de como o produto tem seu preço final estipulado interessa para uma análise de possíveis isenções, contribuindo para uma maior adesão da tecnologia de MTE's.

O produto inicialmente é cotado por alguma importadora, tendo seu preço na moeda estrangeira chamado, no comércio internacional, de FOB (*Free On Board*). O valor é referente ao produto no país de origem, sendo portanto, necessário adicionar os custos do frete e do seguro internacional. Esse custo completo é chamado de CIF (*Cost, Insurance e Freight*), e é com base no CIF que serão aplicados os impostos ao chegar ao Brasil.

O importador preenche a declaração de importação – DI, e classifica o produto de acordo com a nomenclatura aduaneira, a partir das especificações. Com base no CIF são cobrados os impostos, que são cumulativos, nessa ordem: imposto de Importação, IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados), PIS (Programa de Integração Social), Cofins (Contribuição do Financiamento da Seguridade Social) e ICMS (Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços). O imposto de Importação, IPI, PIS e Cofins são federais, já o ICMS é cobrado por cada estado, no caso de Brasília, pelo GDF. A porcentagem dos impostos que incidem sobre o CIF e são cobrados em cascata, ou seja, na ordem um após o outro e dependem da classificação aduaneira do produto.

No caso da importação de uma turbina eólica, a categoria de classificação aduaneira no Brasil é de Grupo Eletrogerador de Energia Eólica, com código 8502.31.00. Pela tabela 2.4 pode-se ver os impostos cobrados e os respectivos percentuais em ordem de aplicação, vale ressaltar que não foi contabilizado o ICMS, pois varia de estado para estado, e pode ser colocado como gastos estimados, posteriormente.

Imposto	Porcentagem sobre o valor CIF (%)
Importação	14,00
IPI	0
PIS	1,65
Cofins	8,60

Tabela 2.4 – *Relação de impostos federais relativos à importação de uma turbina eólica.*

### 2.3.3 – Comparação de investimento

Uma análise de investimento passa por alguns conceitos básicos de economia, dentre eles, há o chamado Custo de Oportunidade que é abrir mão de um investimento em detrimento de outro escolhido, não necessariamente melhor ou pior. Comparar investimentos faz parte da técnica para a melhor escolha. Porém devido às múltiplas possibilidades costuma-se comparar com algum investimento básico, seguro, fácil e garantido, utilizado como padrão de comparação. O mais usado é a aplicação em títulos do Tesouro Nacional, que oferece rendimentos que variam de 0,4% a 1% ao mês.

Ao investir algum capital num certo investimento, o investidor está deixando o do Tesouro Nacional, que sendo conservador gerará 0,5% ao mês, para aplicar num outro, isso a título de comparação. Então considerando que não haja inflação, qualquer investimento que não prover ao menos 0,5% ao mês não será considerado bom investimento. Além desse ganho mensal, presume-se que o investidor queira o capital investido de volta, de modo que para equipamentos em geral, como turbinas, ao final da sua vida útil não os recuperará.

Para equipamentos, maquinários e coisas do tipo em que é possível produzir para recuperar o investimento, há a necessidade de ao longo da vida útil, ter o que foi investido de volta. No caso de uma turbina, a produção de energia elétrica deve ao longo da vida útil gerar o suficiente para suprir o total investido.

Conclui-se que para um bom investimento deve-se receber ao menos um valor igual ou superior que a taxa de juros paga pelos títulos do Tesouro Nacional, que é em torno de 0,5% ao mês, além de recuperar o valor aplicado no tempo de vida útil, caso seja um produto. Para pessoas que não possuem o hábito de investir em títulos e ações, uma boa

comparação pode ser o valor pago na aplicação da caderneta de poupança, gerando algo também em torno de 0,5% ao mês.

### **3 – MATERIAIS E MÉTODOS**

Utilizando os conceitos já apresentados, objetiva-se a análise técnica e posteriormente financeira, dos principais tipos de micro turbinas eólicas (MTE) disponíveis no mercado mundial. Devido ao número considerável de MTE's e a diversidade limitada de modelos distintos, optou-se pela separação em grupos de acordo com faixas já determinadas de potência nominal, considerando também que dessa maneira tem-se uma comparação mais uniforme entre as mesmas. A avaliação consiste na geração anual esperada com base nos dados técnicos de cada turbina aplicada ao cenário da cidade de Brasília, com referência nas velocidades dos ventos obtido no ano de 2005, por uma estação meteorológica instalada na Universidade de Brasília - UnB.

Com os resultados técnicos, avalia-se posteriormente a viabilidade econômica considerando muitas variáveis que podem influenciar o custo final da MTE, concluindo então se é ou não viável uma MTE no cenário escolhido.

#### **3.1 – MATERIAIS**

##### **3.1.1 - Micro turbinas eólicas**

###### **3.1.1.1 - Escolha e classificação**

Como já discutido, há a necessidade da limitação de potência dentre as diversas possibilidades que autores e associações internacionais sugerem. Utilizando o Brasil como cenário para a análise das turbinas, em que a ANEEL na Resolução Normativa 482, estipula um limite de até 100 kW de potência para microgeração distribuída, porém ainda considera-se um número muito grande para uma análise mais precisa. Como definido por Severino (2008), a micro GD definida em até 10 kW permite maior clareza e base para uma discussão mais coerente.

A escolha das MTE's se baseou nas principais micro turbinas citadas em artigos científicos, sites especializados como o WWEA – *Small Wind*, rankings mundiais de melhor desempenho e algumas poucas certificações de qualidade como: *Small Wind Certification Council* (SWCC) e o *Microgeneration Certification Scheme* (MCS), dadas por grupos internacionais. A maioria das referências pesquisadas vão ao encontro com a



classificação do valor máximo de 10 kW já estabelecido, comprovando que de certa maneira o mercado segue esse padrão.

Foram escolhidas 20 turbinas de diversos fabricantes localizados em vários países. Como se pode ver pela tabela 3.1, o número de fabricantes não chega ao número total de turbinas, pois alguns fabricantes oferecem mais de um modelo.

País	Fabricante
África do Sul	<i>Eveready Diversified Products</i>
Alemanha	<i>S&amp;W Energiesysteme</i> <i>Turbina Energy AG</i>
Canadá	<i>Endurance Wind Power Inc.</i> <i>Global Wind Group Inc.</i>
China	<i>Phono Wind</i> <i>Zonhan New Energy Co.</i>
Estados Unidos	<i>Bergey Windpower Co.</i> <i>Fortis Wind Energy</i> <i>Sauer Energy</i> <i>Southwest Windpower</i>
Itália	<i>Ecomacchine S.P.A.</i> <i>Montanari Energy</i>

Tabela 3.1 – *Relação de países e os respectivos fabricantes.*

Não foi escolhida nenhuma fabricante brasileira, pois há imprecisões e falta de informações sobre os tipos de turbina e dados técnicos que seriam essenciais para a análise futura. Ainda na tabela 3.1 nota-se que o país com maior número de fabricantes foram os Estados Unidos, que terão 5 das 20 turbinas avaliadas ou seja 25% do total, mostrando o quão forte é o mercado americano em comparação com o resto do mundo.

### 3.1.1.2 - Separação entre classes

Dentre os diferentes tipos e modelos de turbinas escolhidas, há a necessidade da separação em classes entre faixas de potência nominal. Então se distinguiu as 20 turbinas escolhidas da seguinte maneira:

Classe	Faixa de potência (W)
I	0 a 1.000
II	1.001 a 3.000
III	3.001 a 5.000
IV	5.001 a 10.000

Tabela 3.2 – Classe com a respectiva faixa de potência.

Visualiza-se na tabela 3.2 a divisão em 4 classes, feita através de faixas de potências que compreendiam o maior número de turbinas e de forma mais igualitária possível. Nota-se uma distribuição maior nos valores de potência das classes II e III.

A partir dessa diferenciação tem-se, na tabela 3.3, a relação completa de todas as turbinas escolhidas para a avaliação, juntamente com a classe destinada, tipo (horizontal ou vertical), potência nominal e fabricante.

Classe	Turbina	Tipo	Potência Nominal(W)	Fabricante
I	<i>m'1000 turbine</i>	Horizontal	500	<i>Montanari Energy</i>
	<i>Turbina 500W</i>	Vertical	500	<i>Turbina Energy AG</i>
	<i>Windbooster 1500</i>	Vertical	800	<i>Ecomacchine S.P.A.</i>
	<i>Phono w-1.0</i>	Horizontal	1000	<i>Phono Wind</i>
	<i>Turbina 1kW</i>	Vertical	1000	<i>Turbina Energy AG</i>
II	<i>WindCharger</i>	Vertical	1500	<i>Sauer Energy</i>
	<i>m'2500 turbine</i>	Horizontal	1600	<i>Montanari Energy</i>
	<i>Phono w-2.0</i>	Horizontal	2000	<i>Phono Wind</i>
	<i>ZH2KW</i>	Horizontal	2000	<i>Zonhan New Energy Co.</i>
	<i>Skystream 3.7</i>	Horizontal	2100	<i>Southwest Windpower</i>
	<i>Phono w-3.0</i>	Horizontal	3000	<i>Phono Wind</i>
III	<i>Kestrel e400</i>	Horizontal	3100	<i>Eveready Diversified Products</i>
	<i>Turbina 4kW</i>	Vertical	4000	<i>Turbina Energy AG</i>
	<i>ZüS 5kW</i>	Vertical	5000	<i>Global Wind Group Inc.</i>
	<i>Fortis Montana</i>	Horizontal	5000	<i>Fortis Wind Energy</i>
IV	<i>Bergey Excel 5</i>	Horizontal	5200	<i>Bergey Windpower Co.</i>
	<i>S-343</i>	Horizontal	5400	<i>Endurance Wind Power Inc.</i>

	S&W 5.5	Horizontal	5500	S&W Energiesysteme
	S&W 7.5	Horizontal	7500	S&W Energiesysteme
	Bergey Excel 10	Horizontal	8200	Bergey Windpower Co.

Tabela 3.3 – Lista de micro turbinas escolhidas, classe, potência nominal, tipo do eixo do rotor e fabricante.

Observando a tabela 3.3, nota-se a predominância de turbinas com eixo horizontal, sendo apenas 6 turbinas de tipo eixo vertical o que demonstra uma maior participação no mercado mundial de MTE's.

### 3.1.1.3- Características técnicas

A partir das classes especificadas, pode-se fazer uma análise técnica mais detalhada, com dados importantes para uma melhor compreensão das peculiaridades de cada micro turbina. Tem-se então a potência nominal que é alcançada em determinada velocidade nominal, sendo um parâmetro dado nas especificações técnicas de cada turbina. Como a velocidade nominal, considerada pelo fabricante varia de um modelo para o outro, é apenas um valor referencial e classificatório.

A classificação do eixo do rotor é denominado horizontal ou vertical, não se distinguiu entre os subgrupos que esses tipos podem ter. Quanto à altura recomendada, seguiram-se os manuais técnicos dos fabricantes. Alguns não disponibilizaram esse tipo de informação ou deixaram para quem for instalar, analisar cada cenário e assim poder aperfeiçoar o sistema.

As velocidades foram consideradas, com destaque para a velocidade inicial na qual a turbina começa a produzir potência. Optou-se também por colocar a velocidade final, ou velocidade de segurança, que é o limite demarcado pela fabricante para que não haja dano a turbina e demais equipamentos. Nem todos os fabricantes divulgam a velocidade final ou de segurança.

Por fim uma importante característica: o diâmetro do rotor e conseqüentemente a área varrida. Considerando uma turbina horizontal, as pás varrem uma área circular, sendo o diâmetro do rotor o diâmetro dessa área. A turbina vertical possui outro modo de cálculo,

já que sua área varrida se baseia na altura diâmetro do rotor e pás, faz-se a multiplicação citada na equação 2.6.

### 3.1.1.4 – Características das MTE's

Uma tendência notada no mercado mundial, como já foi dito, é a menor quantidade de turbinas verticais, ao se comparar com o total de horizontais. Dentre as turbinas verticais, nota-se que a maior parte está em grupos de menores potências nominais, refletindo também neste trabalho como pode ser visto na tabela 3.4. Uma explicação pode ser a baixa eficiência em produção em larga escala juntamente com a já consolidada tecnologia das grandes turbinas eólicas horizontais. Por não necessitarem de grandes alturas e a fácil instalação em residências e prédios, provavelmente o mercado de turbinas verticais se adaptou a modelos de baixa potência.

Dentre os modelos listados na classe I, a turbina *Windbooster 1500* foi instalada em caráter experimental no teto da embaixada da Itália localizada em Brasília. Não sendo objetivo desse trabalho analisa-la nesse cenário específico, mas sim em conjunto com todas as turbinas e no cenário da estação meteorológica da UnB.

Classe I	m'1000 turbine	Turbina 500W	Windbooster 1500	Phono w-1.0	Turbina 1kW
Potência nominal [W]	500	500	1000	1000	1000
Tipo de turbina	Horizontal	Vertical	Vertical	Horizontal	Vertical
Altura recomendada [m]	6	-	-	10	-
Velocidade inicial [m/s]	4	2	1,8	2	1,5
Velocidade final [m/s]	15	-	50	40	-

Diâmetro do rotor [m]	2	0,9	1,35	3	1,2
Área varrida [m <sup>2</sup> ]	3,141	0,42	1,08	7,068	0,8

Tabela 3.4 – *Características técnicas das turbinas pertencentes à classe I.*

A média de velocidade inicial das turbinas da classe I foi de 2,26 m/s, já com o aumento de potência da classe II de acordo com a tabela 3.5, a média foi de 2,95 m/s. Não é um comportamento padrão, mas notou-se esse comportamento. Na classe II a altura recomendada para a instalação de todas as turbinas horizontais é 10 metros, valor unânime entre as fabricantes. Compreende assim um custo a mais pela torre de instalação, não sendo necessário no caso da *WindCharger*, turbina vertical, exigindo apenas 0,61 metro em ambientes como telhados.

Classe II	WindCharger	m'2500 turbine	Phono w-2.0	ZH2KW	Skystream 3.7	Phono w-3.0
Potência nominal [W]	1500	1600	2000	2000	2100	3000
Tipo de turbina	Vertical	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal
Altura recomendada [m]	0,61	10	10	10	10	10
Velocidade inicial [m/s]	2,2	4	2,5	3	3	3
Velocidade limite [m/s]	-	15	40	-	63	40
Diâmetro do rotor [m]	3,36	3,2	4	3,6	3,72	4,4
Área varrida [m <sup>2</sup> ]	1,366	8,042	12,566	10,178	10,868	15,205

Tabela 3.5 – *Características técnicas das turbinas pertencentes à classe II.*

Avaliando a tabela 3.6 que lista as turbinas da classe III, a média das velocidades iniciais caíram se comparadas com a tabela 3.5 relativo à classe II. Isso se deve principalmente à baixa velocidade inicial da *Turbina* 4kW, para uma potência nominal de 4000 W.

Classe III	Kestrel e400	Turbina 4kW	ZüS 5kW	Fortis Montana
Potência nominal [W]	3100	4000	5000	5000
Tipo de turbina	Horizontal	Vertical	Vertical	Horizontal
Altura recomendada [m]	12	-	12	12
Velocidade inicial [m/s]	4	1,5	3	2,5
Velocidade limite [m/s]	46	-	50	-
Diâmetro do rotor [m]	4	2,1	3,08	5
Área varrida [m <sup>2</sup> ]	12,566	3,5	7,405	19,634

Tabela 3.6 – *Características técnicas das turbinas pertencentes à classe III.*

Na classe IV todas as turbinas são de tipo horizontal, nota-se também que a altura recomendada para a instalação é predominantemente maior ao se comparar com as outras classes. Em razão dessa altura da torre e dos possíveis custos onerosos, o uso de turbinas como essas, em residências, é menor.

Ao se comparar as áreas varridas pelas turbinas, nota-se uma clara diferença entre as áreas de tipos de eixo horizontal e eixo vertical. Com um valor bem maior para as turbinas horizontais do que para verticais. Diante disso, o ideal é compará-las no quesito área varrida, separadas e nos seus respectivos grupos (verticais ou horizontais).

Classe IV	Bergey Excel 5	S-343	S&W 5.5	S&W 7.5	Bergey Excel 10
Potência nominal [W]	5200	5400	5500	7500	8200
Tipo de turbina	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal
Altura recomendada [m]	-	27,5	15,445	15,445	24,4
Velocidade inicial [m/s]	2	4,1	2,5	2,5	2,24
Velocidade limite [m/s]	60	52	-	-	60
Diâmetro do rotor [m]	6,2	6,37	5,5	5,5	7
Área varrida [m <sup>2</sup> ]	30,190	31,869	23,758	23,758	38,484

Tabela 3.7 – *Características técnicas das turbinas pertencentes à classe IV.*

A relação entre velocidade do vento e potência das turbinas dentre as classes especificadas pode ser vista nas tabelas 3.8, 3.9, 3.10 e 3.11. A partir dessa relação criam-se os gráficos 3.1, 3.2, 3.3 e 3.4, relativos às curvas de potência. Nesses gráficos, são colocadas as velocidades do vento e a respectiva potência gerada, para cada turbina. Pode-se então compara-las de maneira mais clara, avaliando os melhores e piores desempenhos para diferentes velocidades.

Classe I	m'1000 Turbine	Turbina 500W	WindBooster 1500	Phono w-1.0	Turbina 1kW
Velocidades (m/s)	Potência (W)	Potência (W)	Potência (W)	Potência (W)	Potência (W)
1,5	0	0	0	0	5
1,8	0	0	11,11	0	15
2	0	2,5	13,33	92,3	20
2,5	0	6	16,66	123,07	32,25
3	0	10	38,88	153,84	45
3,5	0	21	44,44	169,23	64,51
4	33,33	25	61,11	200	75
4,5	50	35	77,77	230,76	80,64
5	66,66	38	122,22	253,84	130
5,5	83,33	62,5	155,55	276,92	161,29
6	116,66	100	211,11	323,07	200
6,5	150	112,5	255,55	369,23	225,8
7	183,33	150	322,22	461,53	290
7,5	216,66	187,5	400	507,69	322,58
8	250	212,5	500	615,38	354,83
8,5	300	262,5	588,88	723,07	435,48
9	350	300	711,11	846,15	500
9,5	400	337,5	877,77	984,61	580,64
10	475	387,5	955,55	1092,3	758,06
10,5	550	425	988,88	1084,61	870,96
11	633,33	500	1022,22	1030,76	1000
11,5	700	550	1050	984,61	1096,77
12	816,66	600	1072,22	938,46	1290,32

Tabela 3.8 – Velocidades e respectivas potências para cada turbina relativa à classe I.

O resultado da tabela 3.8 é o gráfico 3.1 que mostra que a produção de maior potência é projetada para a turbina *Phono w-1.0* seguida pela italiana *Windbooster 1500*. Posteriormente nota-se a *Turbina 1kW* seguida pela *m'1000 turbine* e por último a *Turbina 500W*. Esse resultado é baseado na visualização do gráfico 3.1, porém há certa divergência nos pontos iniciais (das menores velocidades) e a partir de 11 m/s.



## Curva de Potência - Classe I

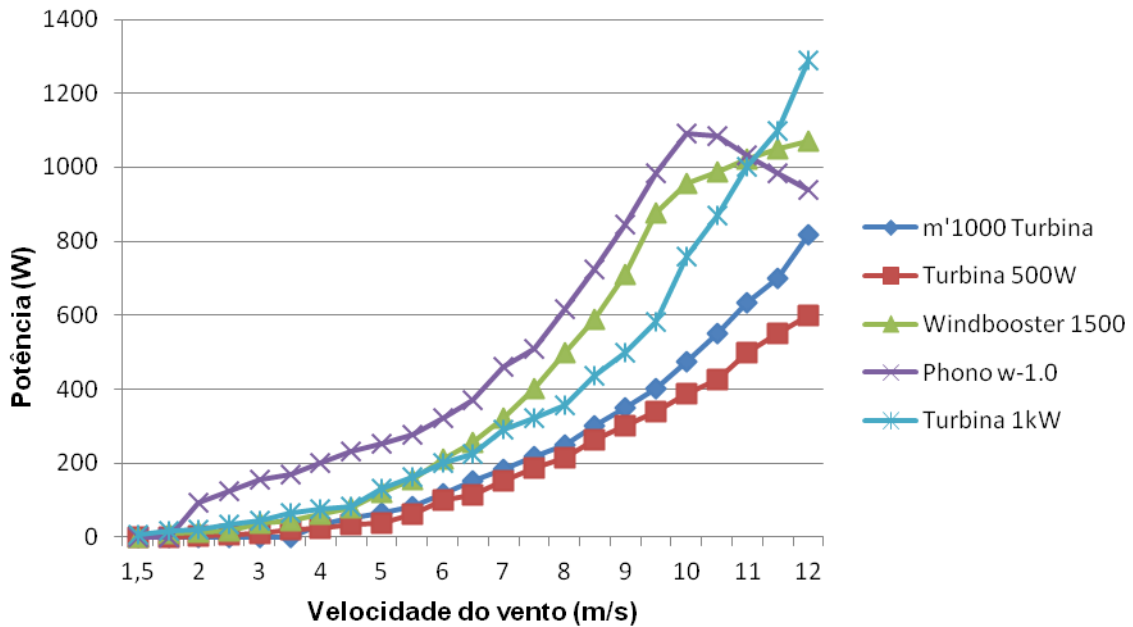


Gráfico 3.1 – Curva de potência das turbinas pertencentes à classe I.

Classe II	WindCharger	m'2500 Turbina	Phono w-2.0	ZH2KW	Skystream 3.7	Phono w-3.0
Velocidade (m/s)	Potência (W)	Potência (W)	Potência (W)	Potência (W)	Potência (W)	Potência (W)
2,2	107,14	0	0	0	0	0
2,5	128,57	0	250	0	0	0
3	157,14	0	328,12	105,88	0	340,9
3,5	200	0	375	176,47	55,55	431,81
4	242,85	187,5	468,75	247,05	138,88	500
4,5	285,71	229,16	593,75	282,35	222,22	590,9
5	357,14	291,66	781,25	352,94	333,33	704,54
5,5	414,28	375	906,25	423,52	472,22	772,72
6	471,42	458,33	1031,25	529,41	611,11	909,09
6,5	528,57	541,66	1218,75	600	833,33	1045,45
7	600	625	1437,5	776,47	1055,55	1227,27
7,5	685,71	750	1687,5	917,64	1277,77	1409,09
8	785,71	833,33	1875	1094,11	1527,77	1681,81
8,5	885,71	1041,66	2062,5	1305,88	1777,77	2045,45
9	971,42	1208,33	2187,5	1588,23	2083,33	2545,45
9,5	1071,42	1333,33	2312,5	1835,29	2333,33	3090,9
10	1078,57	1583,33	2343,75	2117,64	2666,66	3363,63
10,5	1285,71	1875	2312,5	2329,41	3777,77	3318,18
11	1357,14	2083,33	2125	2451,17	4000	3227,27
11,5	1414,28	2250	2000	2617,64	4166,66	2954,54
12	1421,42	2750	1875	2729,41	4277,77	2818,18

Tabela 3.9 – Velocidades e respectivas potências para cada turbina relativa à classe II.

Vendo as curvas de potência da classe II, através do gráfico 3.2, se comparadas com as da classe I são menos uniformes. Pode-se explicar isso devido a fatores como a diversidade maior de potências, diferenças mais aguçadas entre as turbinas, design entre outros. Para um cenário tão diversificado fica ainda mais interessante uma análise detalhada num determinado ambiente, focando na maior produção de energia.

### Curva de Potência - Classe II

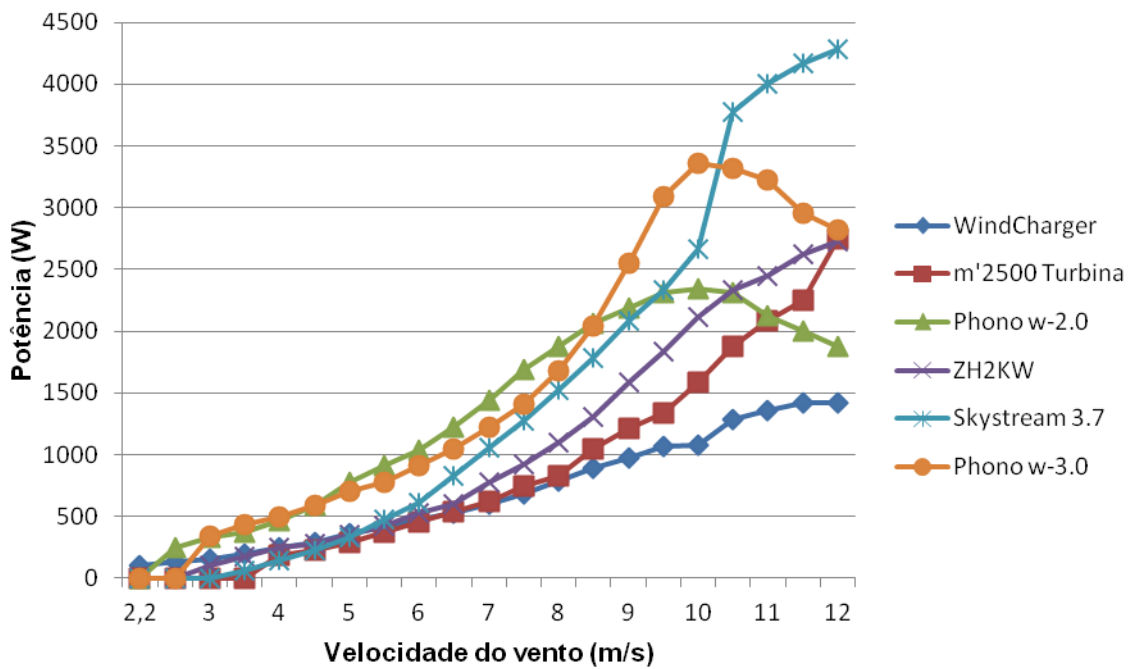


Gráfico 3.2 – Curva de potência das turbinas pertencentes à classe II.

Classe III	Kestrel e400	Turbina 4kW	ZüS 5kW	Fortis Montana
Velocidade (m/s)	Potência (W)	Potência (W)	Potência (W)	Potência (W)
1,5	0	20	0	0
2	0	75	0	0
2,5	0	125	0	50
3	0	170	200	150
3,5	0	250	450	200
4	47,61	300	760	250
4,5	119,04	375	1120	350
5	190,04	510	1400	500
5,5	309,52	656,25	1720	700
6	428,57	780	2080	800

6,5	619,04	875	2280	1100
7	857,14	1150	2600	1250
7,5	1095,23	1687,5	2960	1500
8	1380,95	1875	3200	1700
8,5	1571,42	2156,25	3520	2000
9	1904,76	2343,75	3800	2250
9,5	2190,47	2625	4080	2800
10	2476,2	3000	4280	3050
10,5	2714,3	3281,28	4520	3400
11	2857,15	3656,25	4760	3750
11,5	3000	3937,5	5000	4050
12	3047,61	4218,75	5200	4400

Tabela 3.10 – Velocidades e respectivas potências para cada turbina relativa à classe III.

Pode-se visualizar no gráfico 3.3 uma homogeneidade de potências que se pode gerar entre as turbinas *Fortis Montana* e *Turbina 4kW*, com certa semelhança porém, um pouco abaixo das outras, a turbina *Kestrel e400*. A turbina *ZüS* teve destaque sobre as outras em quase todas as velocidades do vento, houve certa indeterminação nas velocidades mais baixas o que dependendo do cenário pode-se obter melhor desempenho com outra turbina.

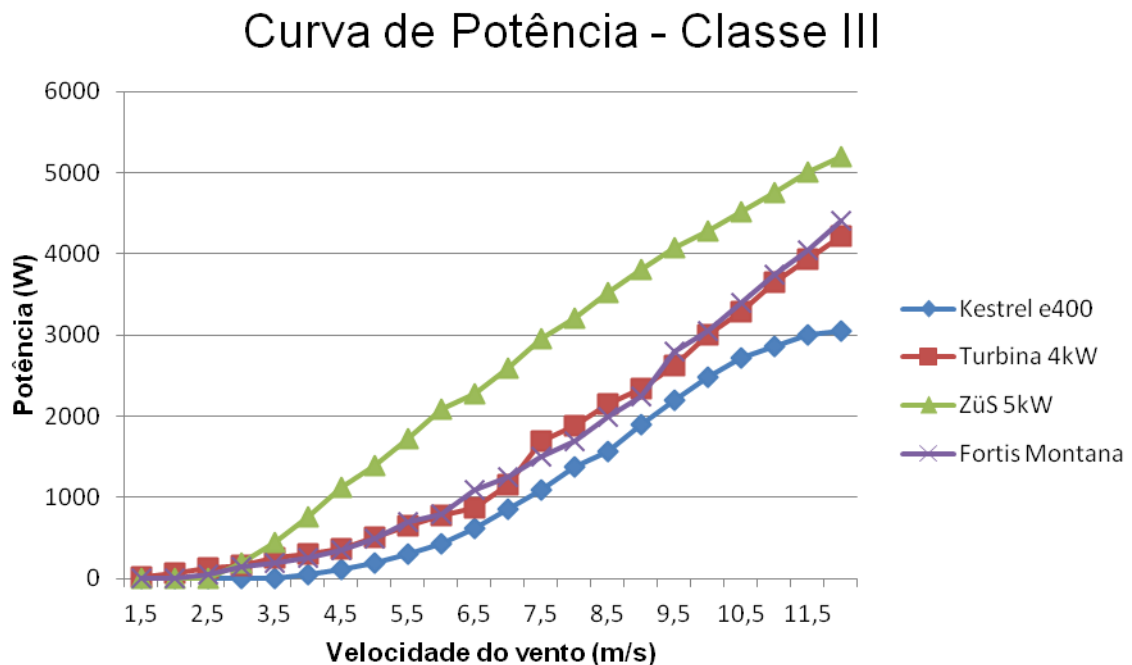


Gráfico 3.3 – Curva de potência das turbinas pertencentes à classe III.

Classe IV	Bergey Excel 5	S-343	S&W 5.5	S&W 7.5	Bergey Excel 10
Velocidade (m/s)	Potência (W)	Potência (W)	Potência (W)	Potência (W)	Potência (W)
2	45,45	0	0	0	0
2,24	80,44	0	0	0	50
2,5	90,9	0	68,96	66,66	83,33
3	109,09	0	103,44	166,66	250
3,5	181,81	0	206,89	233,33	333,33
4	318,18	38,46	310,34	366,66	500
4,5	545,45	92,3	482,75	533,33	666,66
5	818,18	307,69	655,17	733,33	916,66
5,5	1000	615,38	965,51	933,33	1083,33
6	1363,63	1038,46	1137,93	1233,33	1416,66
6,5	1727,27	1769,23	1448,27	1600	1833,33
7	2090,9	2307,69	1793,1	1966,66	2333,33
7,5	2454,54	2807,69	2172,4	2466,66	2833,33
8	2909,09	3384,61	2620,69	2933,33	3500
8,5	3363,63	3884,61	3103,44	3466,66	4083,33
9	3818,18	4384,61	3655,17	4200	4833,33
9,5	4181,81	4923,07	4137,93	4900	5666,66
10	4727,27	5230,76	4689,65	5733,33	6500
10,5	5000	5615,38	5172,41	6533,33	7500
11	5363,63	5846,15	5655,17	7366,66	8416,66
11,5	5636,36	6153,84	5862,06	7666,66	9333,33
12	5818,18	6346,15	5896,55	7866,66	10333,33

Tabela 3.11 – Velocidades e respectivas potências para cada turbina relativa à classe IV.

Dentre todos os gráficos visualizados, o gráfico 3.4 que corresponde à classe IV, possui a maior semelhança entre as curvas de potência de cada turbina. Há diferenças nas menores velocidades como também nas maiores, porém a uniformidade entre as curvas demonstra um comportamento parecido, sendo ainda mais notável pelo fato do intervalo entre classes ser o maior, indo de 5.000 W a 10.000 W. Há ainda um destaque para a turbina *Bergey Excel 10* com uma leve vantagem de possível produção de potência dentre as outras da classe IV.

## Curva de Potência - Classe IV

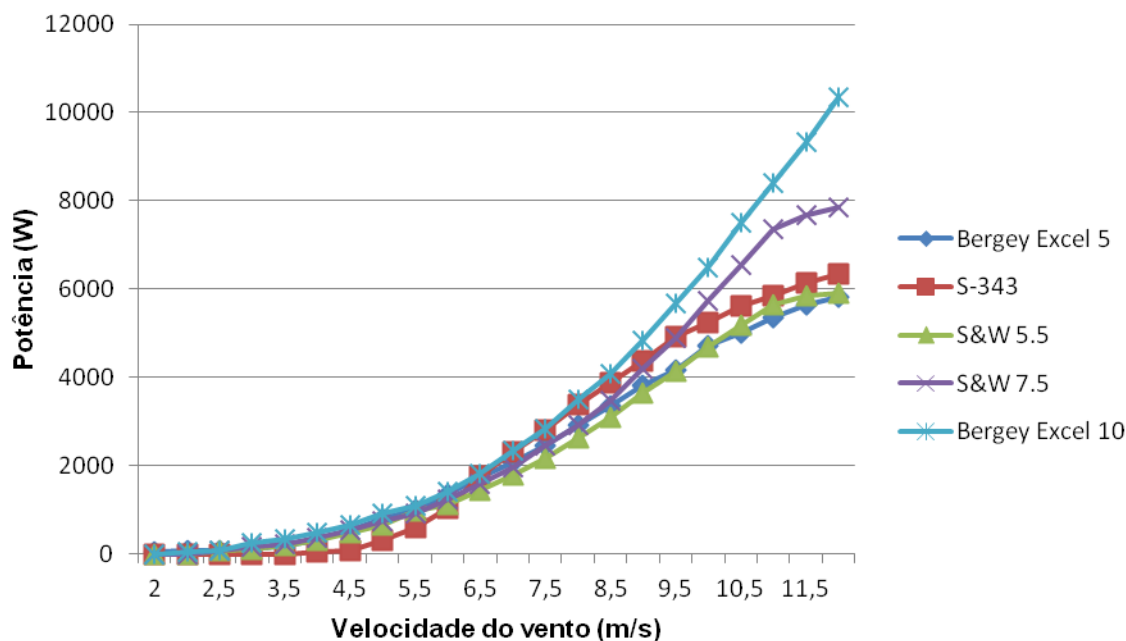


Gráfico 3.4 – Curva de potência das turbinas pertencentes à classe IV.

### 3.1.2 – Curvas da velocidade do vento

#### 3.1.2.1 – Dados obtidos

O cenário utilizado será o do Campus universitário Darcy Ribeiro da Universidade de Brasília (UnB), em que foi instalada uma estação meteorológica. Dentre os diversos tipos de medições, foram aferidas as velocidades e direções do vento no ano de 2005. As medições foram computadas em intervalos de 15 em 15 minutos, resultando num rico banco de dados. Por se tratar de um banco de dados muito extenso, não serão anexados os valores de cada medição, porém as médias obtidas estão descritas na tabela 3.12.

As turbinas de eixo vertical não necessitam de controlador para se adequarem às mudanças na direção do vento, porém as de eixo horizontal necessitam, de modo que são fabricadas com dispositivos como *yaw*, *paddle* entre outros que permitem a adaptação para essa alternância de direção. Como objetiva-se a avaliação, dentre os diferentes modelos de turbinas, da energia produzida ao longo de um ano, não se leva em consideração os dados de direção do vento no cenário escolhido, até por que todos os modelos de turbina

escolhidos possuem modernos sistemas de controle de direção sendo assim desnecessário para o objetivo tratado neste trabalho.

### 3.1.1.2 – Distribuição de Weibull

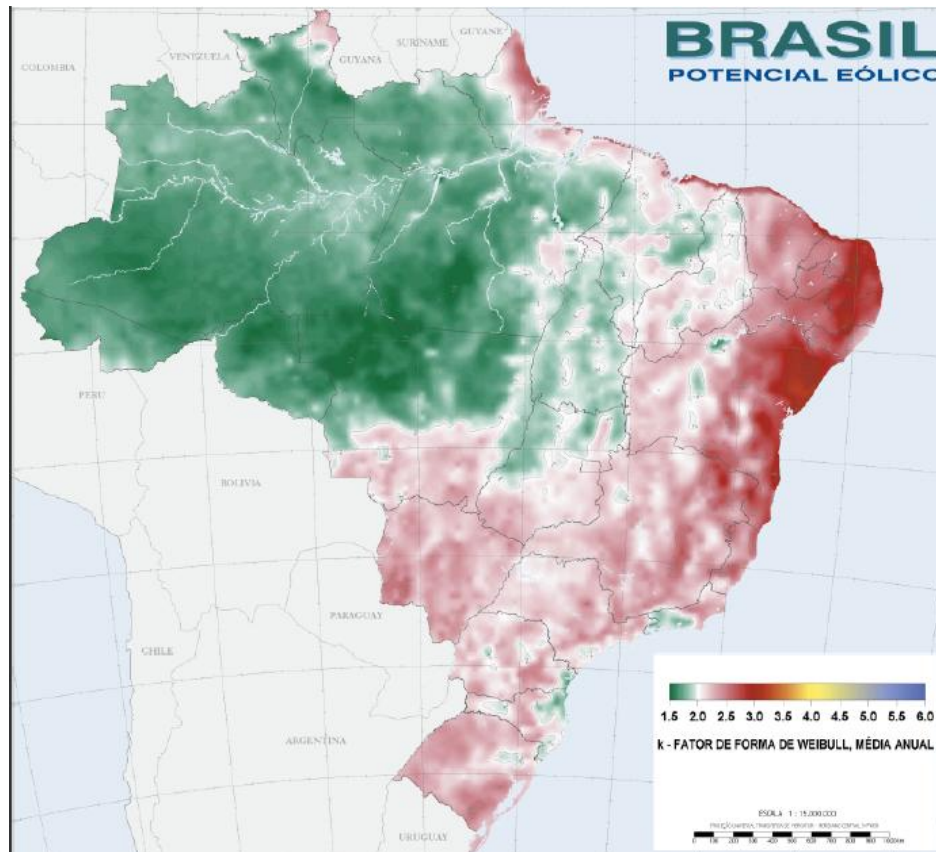
Para uma melhor análise das velocidades dos ventos, que serão diretamente responsáveis pela energia produzida, optou-se pela distribuição de Weibull, tendo como objetivo a estimativa das velocidades mais frequentes ao longo do ano, e também em diferentes estações, fazendo assim uma varredura mais completa.

Com o uso da distribuição de Weibull relaciona-se de maneira percentual em um gráfico, as velocidades e suas distribuições percentuais. Sendo assim uma ferramenta essencial para uma primeira análise do ambiente a ser utilizado. A função densidade probabilidade de Weibull é dada por:

$$f(v) = \frac{k}{a} \left( \frac{v}{a} \right)^{k-1} e^{-(v/a)^k} \quad (3.1)$$

Sendo  $v$  a velocidade do vento,  $k$  o chamado parâmetro ou fator de forma e  $a$  o fator de escala. O fator de forma  $k$ , muda o formato da curva na função, de modo que ao fixar-se o valor de  $a$  tem-se diferentes aspectos, desde exponencial até curvas tipo Normal. Para a análise de velocidades de ventos, uma curva com maior distribuição em menores velocidades, porém com velocidades maiores esporádicas seria mais congruente com a realidade, e para  $k=2$  é possível a obtenção de tal curva.

De acordo com o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, a estimativa de  $k=2$  é plausível para o ambiente escolhido para ser analisado, na cidade de Brasília. Como é mostrado na figura 3.1.



**Fonte:** Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, 2001.

Figura 3.1 – *Fator de forma k da distribuição de Weibull, aplicada à distribuição de velocidades do vento no Brasil.*

A escolha do fator de forma  $k=2$  faz a equação 3.1 ser conhecida como distribuição de Rayleigh dada então por:

$$f(v) = \frac{2v}{a^2} e^{-(v/a)^2} \quad (3.2)$$

Com base na definição de velocidade média (Pinto, 2013), que relaciona também com a velocidade  $v$  e a função densidade probabilidade de Weibull:

$$v_m = \int v \cdot f(v) dv \quad (3.3)$$

Substituindo 3.2 em 3.3 e desenvolvendo a expressão, tem-se:

$$(3.4)$$

$$v_m = \int \frac{2v^2}{a^2} e^{-(v/a)^2} dv = \frac{a\sqrt{\pi}}{2}$$

Podendo-se ainda isolar o fator de escala  $a$ , e encontra-lo em função da velocidade média do cenário em questão:

$$a = \frac{2v_m}{\sqrt{\pi}} \quad (3.5)$$

Avaliando o ano de 2005 e encontrando a velocidade média do vento para o ano inteiro e também a média para as quatro estações do ano, tem-se a seguinte tabela:

Período	Velocidade média (m/s)	Início e término (2005)
Ano	1,824	365 dias
Outono	1,783	21 de Março a 20 de Junho
Inverno	1,792	21 de Junho a 22 de Setembro
Primavera	1,796	23 de Setembro a 20 de Dezembro
Verão	2,032	Até 20 de Março (2005) - 21 a 31 de Dezembro

Tabela 3.12 – *Velocidade média de respectivos períodos mensurados.*

Os dados então utilizados para o cálculo da função densidade de probabilidade Weibull não cumulativa seguem na tabela a seguir:

Período (2005)	Fator de escala $a$	Fator de forma $k$
Ano inteiro	2,058	2
Outono	2,012	2
Inverno	2,022	2
Primavera	2,026	2
Verão	2,293	2

Tabela 3.13 – *Fator de escala e fator de forma para períodos do ano.*



### Distribuição Weibull - Ano 2005

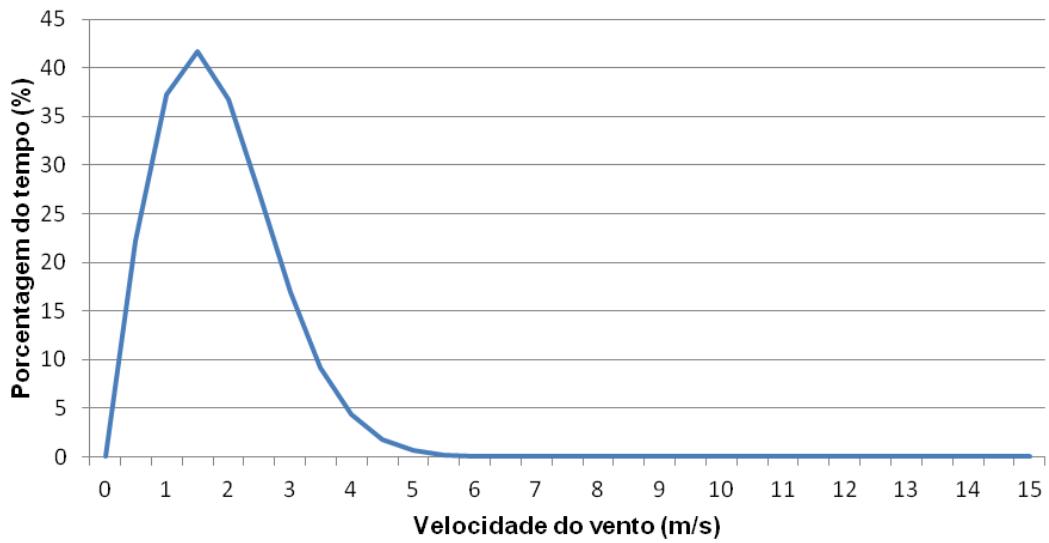


Gráfico 3.5 – Distribuição Weibull para o ano de 2005.

A distribuição Weibull para todo o ano de 2005, dada no gráfico 3.5, mostra que a frequência de velocidades de vento ficou predominantemente entre aproximadamente 0,3 m/s a 5,5 m/s, sendo que entre 1 m/s e 2,5 m/s ficaram as velocidades na maior parte do tempo analisado.

### Distribuição Weibull - Estações do ano 2005

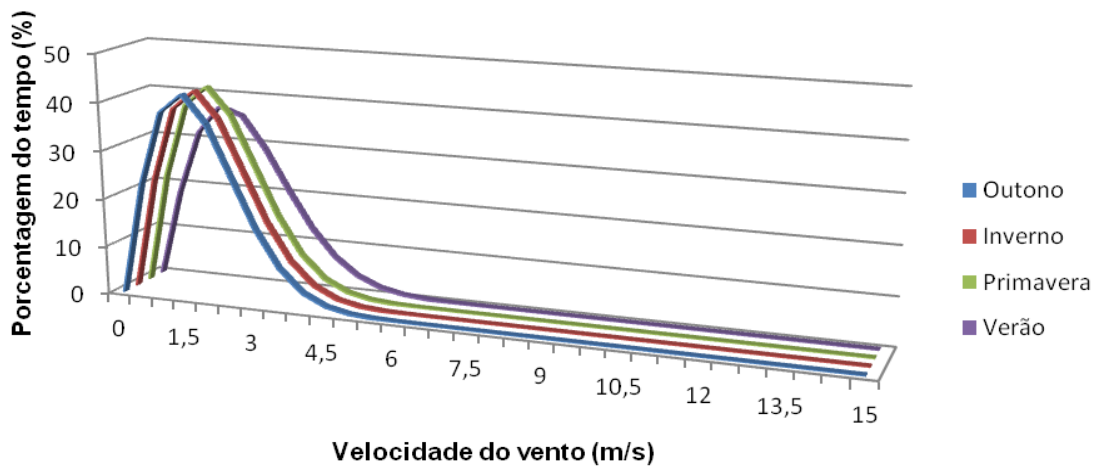


Gráfico 3.6 – Distribuição Weibull para as estações do ano de 2005.

Ao avaliar-se mais detalhadamente o período anual, separando em estações do ano, notou-se primeiramente as velocidades médias das estações Outono, Inverno e Primavera com valores muito próximos entre si distinguindo-se do Verão que possui velocidade média maior.

A aplicação dessas velocidades na distribuição Weibull mostra a diferença que um aumento na média pode ser melhor visualizado. A curva da distribuição no Verão teve um pico menor, isso significa que diminuiu a concentração entre as velocidades entre 1 m/s e 2 m/s, e aumentou a largura da curva, mostrando uma maior abrangência e frequência de velocidades maiores ao longo dessa época do ano. Provavelmente as causas dessa maior velocidade média sejam as chuvas e seus ventos típicos dessa época na cidade de Brasília.

### 3.1.3 - Análise econômica

Para a análise econômica serão utilizados preços relativos às turbinas escolhidas, sendo que os dados, em sua maioria, foram provenientes das próprias empresas fabricantes. A totalidade das turbinas obtidas tem seu preço em moedas estrangeiras (Dólar americano ou Euro) de modo que para um ensaio mais realístico houve a transformação para Real na cotação do dia 29 de maio de 2013. Segue a tabela 3.14, com os dados relativos à cotação no dia citado, para valores referentes ao Dólar americano comercial e ao Euro comercial.

Moeda	Quantidade	Valor em Reais (R\$)
Euro	€ 1,00	2,704
Dólar	US\$ 1,00	2,114

Tabela 3.14 – Valor da cotação Dólar e Euro e a relação com o Real.

Possuindo então a cotação, pode-se então precificar todas as 20 MTE's, contendo na tabela 3.15 o preço na moeda utilizada pela empresa e o valor convertido em reais. O preço diz respeito apenas à turbina e ao inversor, não sendo contabilizados nessa tabela outros acessórios como conjunto de fios, torre, e até a instalação. Apesar das inúmeras tentativas não foi possível encontrar o orçamento de todas as turbinas, porém a grande maioria foi encontrada.

Classe	Turbina	Dólar (US\$)	Euro (€)	Reais (R\$)
I	<i>m'1000 turbine</i>			-
	<i>Turbina 500W</i>		2.600,00	7.030,40
	<i>Windbooster 1500</i>		11.000,00	29.744,00
	<i>Phono w-1.0</i>	4,075.00		8.614,55
	<i>Turbina 1kW</i>		4.400,00	11.897,60
II	<i>WindCharger</i>	8,000.00		16.912,00
	<i>m'2500 turbine</i>			-
	<i>Phono w-2.0</i>	5,470.00		11.563,58
	<i>ZH2KW</i>	1,900.00		4.016,60
	<i>Skystream 3.7</i>	12,140.00		25.663,96
	<i>Phono w-3.0</i>	7,055.00		14.914,27
III	<i>Kestrel e400</i>	6,641.00		14.039,07
	<i>Turbina 4kW</i>		6.900,00	18.657,00
	<i>ZüS 5kW</i>			-
	<i>Fortis Montana</i>		18.508,00	50.045,63
IV	<i>Bergey Excel 5</i>	21,995.00		46.497,43
	<i>S-343</i>	50,000.00		105.700,00
	<i>S&amp;W 5.5</i>		25.000,00	67.600,00
	<i>S&amp;W 7.5</i>		30.000,00	81.120,00
	<i>Bergey Excel 10</i>	31,770.00		67.161,78

Tabela 3.15 – *Relação de preços no país de origem, e a conversão para Real, de acordo com a cotação do dia citado.*

### 3.1.3.2 - Custos adicionais

Pela inexistência da maioria dessas turbinas no Brasil, é então necessário o cálculo de custos de importação tais como o frete e os custos aduaneiros de impostos, ao dar entrada no país. Presentemente, apesar do elevado nível de proteção aduaneira ao equipamento fabricado no Brasil, não há produção nacional capaz de atender ao mercado, razão pela qual se fixou, para os efeitos deste projeto, em equipamentos produzidos no exterior.

As cotações de frete e seguro variam devido a fatores específicos do mercado de transporte. Mas, segundo empresa especializada que foi consultada, SYLTRANS – Comércio Exterior, o frete aéreo e o seguro com destino a Brasília, corresponderiam a aproximadamente R\$ 2.000,00, podendo ser considerado padrão. O valor CIF do

equipamento seria então o preço da turbina dada pela tabela 3.15, com a adição dos R\$: 2.000,00.

Esse valor serve de base de cálculo dos impostos incidentes sobre o conjunto que corresponde a turbina e o inversor que a acompanha.

De acordo com a classificação da turbina na tarifa aduaneira do Brasil tem-se a aplicação dos impostos no valor CIF, já tratados na tabela 2.4 e as respectivas alíquotas federais cobradas uma após a outra. São elas nessa ordem: Imposto de Importação (14%), IPI (0%), PIS (1,65%) e Cofins (8,60%).

Sobre esse valor, têm-se que acrescentar as tarifas de capatazias e armazenagem, bem assim as despesas de despacho aduaneiro e transporte interno.

Esses cálculos, porém, são desnecessários. Eles se referem a uma importação direta do exterior, feita pelo próprio usuário final do equipamento. Isso não ocorre na prática pois não se adquire equipamentos complexos diretamente de fabricantes desconhecidos no exterior. Esse tipo de produtos exige garantia e assistência técnica. Somente firmas especializadas, representantes autorizados do fabricante estrangeiro no Brasil, seriam fornecedores idôneos para tais produtos.

Esses fornecedores teriam de manter quadros de vendedores e técnicos de manutenção. Isso exigiria almoxarifados de peças de reposição, quadros especializados de funcionários, sistema administrativo e rede de distribuição capaz de atender aos mercados locais.

Não existe o caso, portanto, da importação direta.

O exemplo que é dado serve apenas para estabelecer o custo básico do equipamento posto no Brasil. Na prática, representantes autorizados poderiam importar maiores quantidades, o que reduziria o valor do frete. Mas teria de manter grande infraestrutura de vendas e atendimento, o que acrescentaria outros custos.

Além disso, não seria usual comprar o equipamento para instalá-lo por conta própria. Geralmente esses tipos de serviços ficam a cargo do revendedor, o qual teria de se encarregar do projeto de instalação e da sua execução, a qual poderia ser terceirizada, mas sempre sob-responsabilidade do representante do fabricante no Brasil.

A instalação do equipamento exigiria uma torre cuja altura recomendável seria de 10 até 27 metros (turbinas horizontais), como recomendado pelos fabricantes e já descrito nas tabelas 3.4, 3.5, 3.6 e 3.7. Essas torres são produzidas por encomenda, de modo que o seu custo,

para os efeitos do projeto, seriam estimativas com grande probabilidade de erro, pois só seria possível obter orçamentos confiáveis mediante projeto específico.

O custo estimado da torre, de acordo com catálogos indicados por alguns fabricantes, estaria entre R\$ 2.000,00 e R\$ 10.000,00. Adotou-se o valor intermediário de R\$ 6.000,00. No caso das turbinas de eixo vertical, até a Classe II, não é necessário a instalação em uma torre, mas há um custo de suporte estimado em R\$: 1.000,00, já para a Classe III, mais robustas, deve-se instalar em torres de eixo horizontal.

O custo básico do equipamento instalado englobaria o valor CIF com os impostos, e o preço da torre. Mas, viu-se que esse número não é realista, porque não leva em conta a infraestrutura de atendimento do representante brasileiro. Grosseiramente, e de modo muito conservador obtido também por meio da empresa especializada, esse custo poderia acrescentar mais 50% ao total, englobando instalação e impostos estaduais e municipais como o ICMS e ISS. Logo tem-se na tabela 3.16 a relação final.

Turbina	Preço [R\$]	CIF [R\$]	Imposto de Importação (14%) [R\$]	PIS (1,65%) [R\$]	Cofins (8,60%) [R\$]	Torre [R\$]	Demais custos (50%) [R\$]
<i>Turbina 500W</i>	7.030,40	9.030,40	10.294,65	10.464,52	11.364,47	12.364,47	18.546,70
<i>Windbooster 1500</i>	29.744,00	31.744,00	36.188,16	36.785,26	39.948,80	40.948,80	61.423,20
<i>Phono w-1.0</i>	8.614,55	10.614,55	12.100,58	12.300,25	13.358,07	19.358,07	29.037,10
<i>Turbina 1kW</i>	11.897,60	13.897,60	15.843,26	16.104,68	17.489,68	18.489,68	27.734,52
<i>WindCharger</i>	16.912,00	18.912,00	21.559,68	21.915,41	23.800,14	24.800,14	37.200,21
<i>Phono w-2.0</i>	11.563,58	13.563,58	15.462,48	15.717,61	17.069,33	23.069,33	34.603,99
<i>ZH2KW</i>	4.016,60	6.016,60	6.858,92	6.972,09	7.571,69	13.571,70	20.357,54
<i>Skystream 3.7</i>	25.663,96	27.663,96	31.536,91	32.057,27	34.814,20	40.814,20	61.221,30
<i>Phono w-3.0</i>	14.914,27	16.914,27	19.282,26	19.600,43	21.286,06	27.286,06	40.929,09
<i>Kestrel e400</i>	14.039,07	16.039,07	18.284,54	18.586,23	20.184,65	26.184,65	39.276,98
<i>Turbina 4kW</i>	18.657,00	20.657,00	23.548,98	23.937,54	25.996,17	31.996,17	47.994,25
<i>Fortis Montana</i>	50.045,63	52.045,63	59.332,01	60.311,00	65.497,74	71.497,74	107.246,60
<i>Bergey Excel 5</i>	46.497,43	48.497,43	55.287,07	56.199,31	61.032,45	67.032,45	100.548,70
<i>S-343</i>	105.700,00	107.700,00	122.778,00	124.803,8	135.537,00	141.537,00	212.305,50
<i>S&amp;W 5.5</i>	67.600,00	69.600,00	79.344,00	80.653,18	87.589,35	93.589,35	140.384,00
<i>S&amp;W 7.5</i>	81.120,00	83.120,00	94.756,80	96.320,29	104.603,80	110.603,80	165.905,70
<i>Bergey Excel 10</i>	67.161,78	69.161,78	78.844,42	80.145,36	87.037,86	93.037,86	139.556,80

Tabela 3.16 – Planilha com todos os parâmetros que compõem o preço final da turbina instalada ao consumidor.

## 3.2 – MÉTODOS

### 3.2.1 - Descrição do método relativo à análise técnica

Com base no banco de dados obtido ou materiais, que são: as MTE's que serão utilizadas, dados relativos à velocidade do vento do cenário escolhido, curvas de distribuição do vento em diferentes épocas do ano, precificação e demais taxas para análise econômica e referências técnicas obtidas com as especificações dos próprios fabricantes, pode-se então direcionar um método.

A análise técnica compreende a busca de um método coerente em que será utilizada alguma especificação da própria turbina e os dados relativos aos ventos na Universidade de Brasília. Seguindo esse método, a MTE se diferenciará e se destacará.

Para a proposição de um método para a análise técnica observou-se diversos já existentes, em artigos científicos (ANI, POLIDER, FERREIRA, 2013), livros e consultas às empresas ligadas ao setor de energia eólica. Com base nessas pesquisas, o critério utilizado será a energia que pode ser produzida, em kWh, num período de um ano. Por conseguinte, serão usadas as curvas de potência de cada modelo de turbina que relaciona a velocidade do vento, com intervalos de 0,5 m/s, e a respectiva potência gerada na turbina. Não serão consideradas perdas ou rendimentos porque se entende que as curvas disponibilizadas pelos fabricantes já contemplam essas informações, sendo portanto a potência real disponibilizada pelo gerador.

Os dados relativos às velocidades do vento foram obtidos a partir de uma estação meteorológica com *Datalogger* modelo *Campbell Scientific* gerando, portanto, dados não exatos que ao serem comparadas com as velocidades das curvas de potência, com intervalos já pré-determinados, não estimam com exatidão o valor real. Então se usou a interpolação entre os pontos do gráfico, de modo a se calcular o valor mais próximo do gerado pelas turbinas nessas condições.

Com a ajuda do software Microsoft Office Excel, pode-se arranjar os dados de velocidades do vento em uma só coluna, separando-se por linhas que representam a velocidade medida a cada 15 minutos. Trabalhando também com as tabelas relativas à potência que cada turbina é capaz de gerar e a respectiva velocidade, fez-se assim uma relação de avaliação de cada célula relativa à velocidade dos ventos na UnB. Essa avaliação primeiramente encontrará em qual intervalo possível de velocidades (0,5 m/s). Começa-se com a

velocidade inicial necessária para a turbina funcionar, em que valores menores que este será dado o valor zero. A verificação passa por todos os valores seguindo ordem crescente de intervalos de velocidade até encontrar o intervalo correto. Depois de encontrado, faz-se então a interpolação com os valores relativos à potência e velocidade de cada turbina e tem-se como resultado a potência gerada.

Os valores obtidos são em Watt, como se quer uma análise da energia gerada ao longo de um ano, é então necessária a conversão para kWh por ano. Essa relação é obtida ao multiplicar-se a potência gerada por hora ou fração de hora. O ideal seriam valores em intervalos cada vez menores, resultando em potências instantâneas, para os valores em intervalos de 15 minutos considera-se então a potência medida como constante por 15 minutos, levando ao seguinte algoritmo:

Considerando o modelo Turbina 500W, para os dados no dia 7 de Janeiro de 2005 às 16 horas. A relação de 4 velocidades medidas e a potência que a Turbina 500W geraria à essas velocidades e a potência a cada intervalo multiplicada pela fração de hora que nesse caso equivale 15 minutos. Para melhor exemplificação, tem-se tabela 3.17:

Horário medido	Velocidade (m/s)	Potência gerada (W)	Energia produzida (Wh)
16:00	2,657	7,256	1,814
16:15	2,366	5,062	1,265
16:30	2,259	4,313	1,078
16:45	2,821	8,568	2,142

Tabela 3.17 – *Relação demonstrativa entre horário, velocidade, potência e energia.*

Como se pode ver na tabela 3.17 a energia produzida, no intervalo de 16:00 às 17:00, em Wh, será dada pela soma de energia nos intervalos, logo: 6,299 Wh.

Após se obter a energia produzida relativa a 0,25 hora, soma-se então todos os intervalos que correspondem a todas as células. Cada dia tem 96 medições, 4 por hora do dia. A produção anual de energia será dada pela soma de todas as células. Fazendo esse procedimento especificado para cada uma das 20 turbinas, pode-se comparar quais turbinas

tem maior ou menor produção ao ser aplicada nesse tipo de cenário, já previamente visualizado pela distribuição Weibull.

#### 3.2.1.1 – Normalização pela área varrida e potência nominal

Faz-se também uma relação da produção de energia anual (kWh), pela área varrida pelo rotor ( $m^2$ ) de cada turbina. Dessa maneira, analisa-se de modo igual do ponto de vista técnico, tendo como base as dimensões de cada MTE.

A normalização da energia anual calculada utilizando a potência nominal de cada turbina, é também outra maneira de se avaliar e comparar as MTE's com maior equidade.

Espera-se então que com os resultados possa-se fazer uma relação com o preço e viabilidade técnica, elegendo assim a turbina mais apropriada para o cenário estudado da UnB.

### **3.2.2 - Descrição do método relativo à análise econômica**

Para uma análise do ponto de vista econômico, não se utilizará muitos termos técnicos e avaliações mais profundas, pois não compreende o escopo deste trabalho, porém será feita uma análise básica e sucinta do problema descrito.

#### 3.2.2.1 – Comparação do investimento

Com o intuito de avaliar a MTE como um investimento, deve-se compará-la com o mais básico dos investimentos, o título do Tesouro Nacional, ou a caderneta de poupança. Gerando ao mês ganhos de aproximadamente 0,5% do valor investido, sendo essa uma visão conservadora. Além disso, há a necessidade da recuperação do valor investido ao longo da vida útil da mesma. Portanto para a instalação da turbina ser considerada um bom investimento, deve-se recuperar mensalmente, ou o acumulado anual, o investimento e os ganhos dos juros. Seguindo o algoritmo para avaliar a viabilidade econômica das MTE's, desconsiderou-se inflação no período.



Passo 1 - Considera-se o preço final da turbina ao consumidor, disponível na tabela 3.16.

Passo 2 - Encontra-se o valor mínimo de rendimento mensal, que é 0,5% do preço da turbina, para facilitar, trabalha-se com o valor anual que é de 6%, valor conservador porque na realidade deveriam ser trabalhados com juros compostos.

Passo 3 - Para obter a amortização do investimento, considerou-se um período de 20 anos sendo esse levantado pelas próprias fabricantes, desconsiderando qualquer manutenção e possíveis gastos. Divide-se então o preço total por 20 que é a vida útil, dessa maneira espera-se a totalidade do valor investido em parcelas iguais, cada ano até completar os 20 anos.

Passo 4 - Soma-se o valor referente aos juros em cada ano (passo 2) com a parcela de amortização do investimento (passo 3), sendo o resultado final o valor mínimo em reais que a turbina deve produzir no período de um ano para possuir viabilidade econômica como um investimento.

Passo 5 - O valor obtido em reais no passo 4, pode ser transformado em energia (kWh) utilizando a tarifa da concessionária, no caso de Brasília a CEB. O valor da tarifa residencial cobrada pela CEB está em R\$: 0,283 (junho de 2013), considerando já com impostos como ICMS, PIS/PASEP e Cofins. A fórmula para transformar em energia, é dada pela equação 3.6.

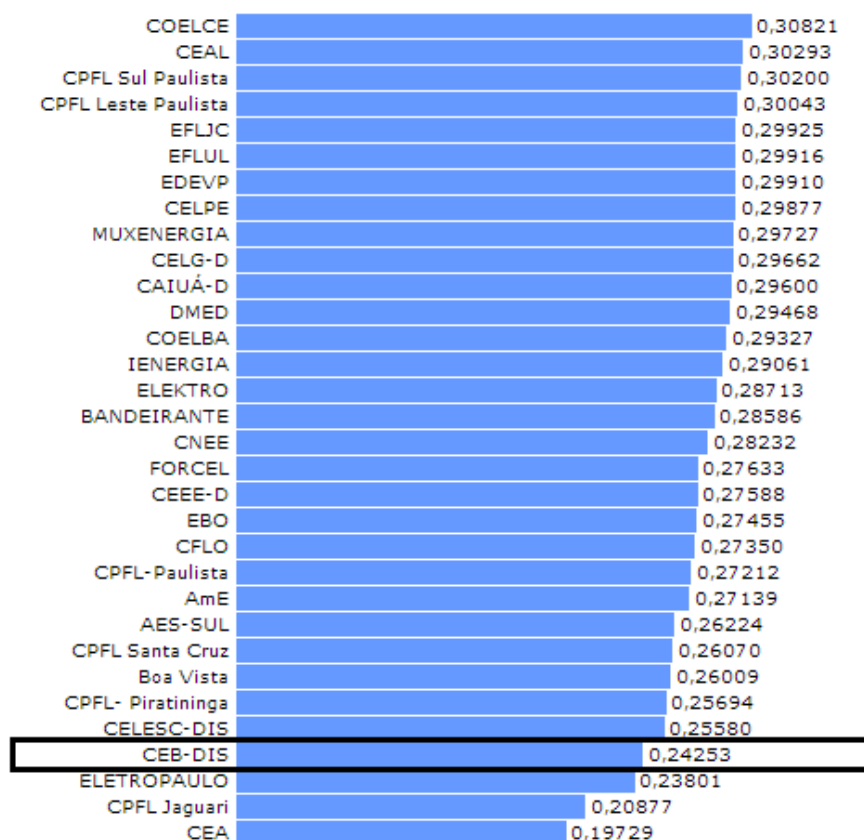
$$E_{kWh} = \frac{Valor_{passo4}}{0,283} \quad (3.6)$$

Passo 6 - Caso a energia em kWh obtida no passo 5 for menor ou igual ao valor encontrado nos resultados da produção de energia em um ano, obtidos pela análise técnica, a turbina é considerada no cenário estudado em Brasília como viável economicamente, como investimento. Caso o valor de energia do passo 5 seja maior que a produção esperada vai-se então para o passo 7 que avalia quais as condições necessárias para essa viabilidade.

Passo 7 - Com o valor da energia necessária para que haja retorno do investimento, calculada no passo 5, encontra-se então a potência média ao longo do ano, que é dada pela equação 3.7. Considerando o total de horas no ano, que é de 8760 (ano não bissexto).

$$Pot_{m\u00e9dia} = \frac{E_{kWh}}{8760} \quad (3.7)$$

Passo 8 - A partir da pot\u00eancia m\u00e9dia obtida, consulta-se ent\u00e3o as curvas de pot\u00eancia da turbina em quest\u00e3o e dessa maneira verifica-se se h\u00e1 a possibilidade da MTE produzir tal pot\u00eancia e com qual velocidade m\u00e9dia do vento seria. Como exemplifica\u00e7\u00e3o caso haja real possibilidade, pode-se mostrar os locais no Brasil que poderiam ser atingidas tais velocidades de acordo com o Atlas do Potencial E\u00f3lico Brasileiro (AMARANTE, 2001). Provando dessa maneira, se assim for poss\u00edvel, que haveriam locais em que tal turbina seria competitiva. H\u00e1, por\u00e9m uma observa\u00e7\u00e3o, provavelmente o local que ter\u00e1 tal velocidade m\u00e9dia do vento ser\u00e1 fora da cidade de Bras\u00edlia, o que tamb\u00e9m acarretar\u00e1 em outro valor do kWh cobrado pela concession\u00e1ria que atende a regi\u00e3o. Como o valor do kWh em Bras\u00edlia \u00e9 um dos mais baixos do pa\u00eds, vide figura 3.2 (ANEEL, 2013), o valor da velocidade de vento que for adequada para a tarifa da CEB valer\u00e1 tamb\u00e9m para outras concession\u00e1rias, com exce\u00e7\u00e3o da ELETROPAULO, CPFL Jaguari e CEA do Amap\u00e1.



**Fonte:** ANEEL – Ag\u00eancia Nacional de Energia El\u00e9trica. Dispon\u00edvel em:  
<[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acessado em 26 de junho 2013 (modificado).

Figura 3.2 – Valor das tarifas residenciais vigentes em cada concession\u00e1ria, sem impostos.

Na figura 3.3 há um fluxograma prático de como é feita tal análise econômica, que visa encontrar os parâmetros para viabilidade econômica de uma turbina no quesito investimento.

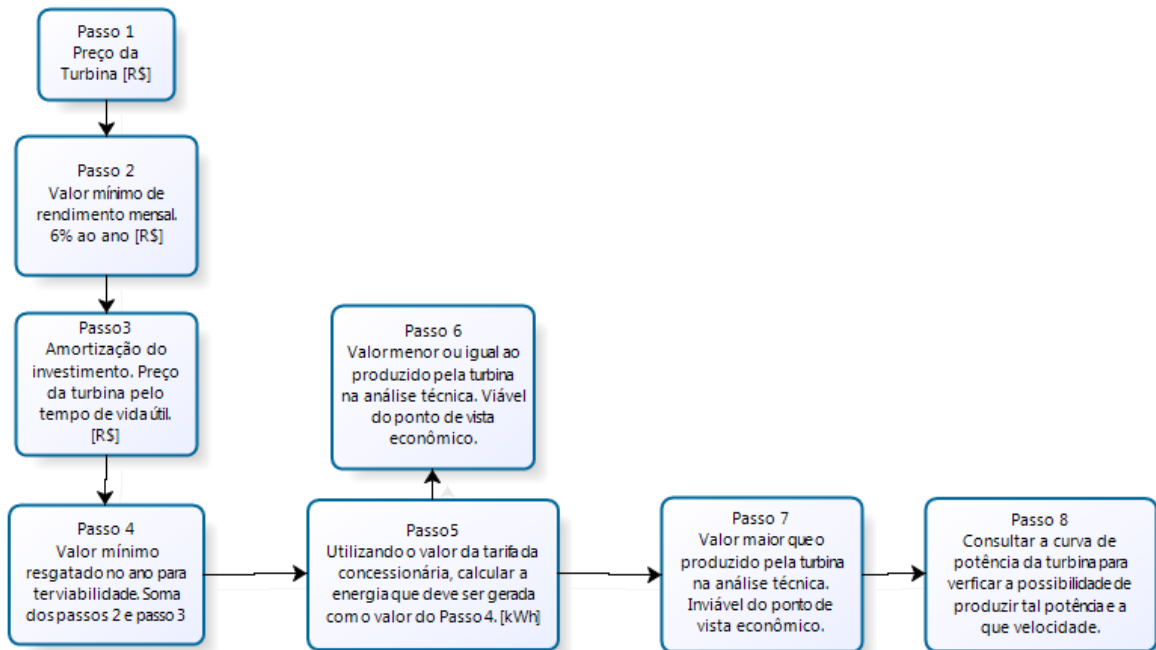


Figura 3.3 – Fluxograma do método utilizado para encontrar a viabilidade econômica das turbinas.

## **4 – RESULTADOS E DISCUSSÕES**

Este capítulo tem como objetivo discutir os resultados conforme os métodos propostos. A análise final apresentará também as possíveis soluções caso não seja viável tecnicamente e/ou financeiramente.

### **4.1 – RESULTADOS E DISCUSSÕES RELATIVOS À ANÁLISE TÉCNICA**

#### **4.1.1 – Acerca do desempenho das turbinas em produção de energia**

Foi proposta uma análise técnica das turbinas já mencionadas dentre elas há a *Windbooster* da fabricante italiana Ecomacchina S.P.A. instalada de maneira experimental na embaixada da Itália em Brasília. Fez-se então um estudo teórico por meio de simulações e dessa maneira avaliou-se as turbinas, de variadas magnitudes e tipos no cenário proposto. Dividiu-se em quatro Classes, em função de faixas de potência nominal. Com base nas curvas de potência fornecidas pelos fabricantes e dados relativos à velocidade do vento de uma estação meteorológica na UnB, calculou-se então a energia total produzida em kWh no período de um ano.

A análise técnica é feita englobando todas as turbinas, de modo a se descobrir o quanto as turbinas no período de um ano, nesse caso 2005, gerariam. A separação entre classes foi útil de modo a melhorar a análise, as características ficam num mesmo patamar para um melhor julgamento e entendimento.

Inicialmente tem-se o gráfico 4.1 que mostra o resultado obtido para a classe I. Os resultados de todas as turbinas dessa classe são apresentados em kWh no período de um ano típico, nesse caso 2005.

Chama a atenção o valor da energia calculada para a turbina *Phono w-1.0* ao comparar-se com as outras turbinas do mesmo grupo. A diferença entre o maior e o menor valor é de 403,508 kWh, cerca de 4200 %, algo exorbitante se considerar as potências nominais muito próximas com diferença de no máximo 500 W.

Pode-se explicar tamanha diferença de energia calculada, pela velocidade inicial das MTE's para começar a produção de energia. A última colocada da classe I, a turbina *m'1000 turbine*, tem a velocidade inicial de 4 m/s, sendo o maior valor entre todas do grupo. Para um ambiente como esse, que possui velocidade dos ventos média anual de 1,824 m/s, é lógico pensar que a produção ficaria bem aquém do esperado para uma MTE.

## Energia calculada - Classe I

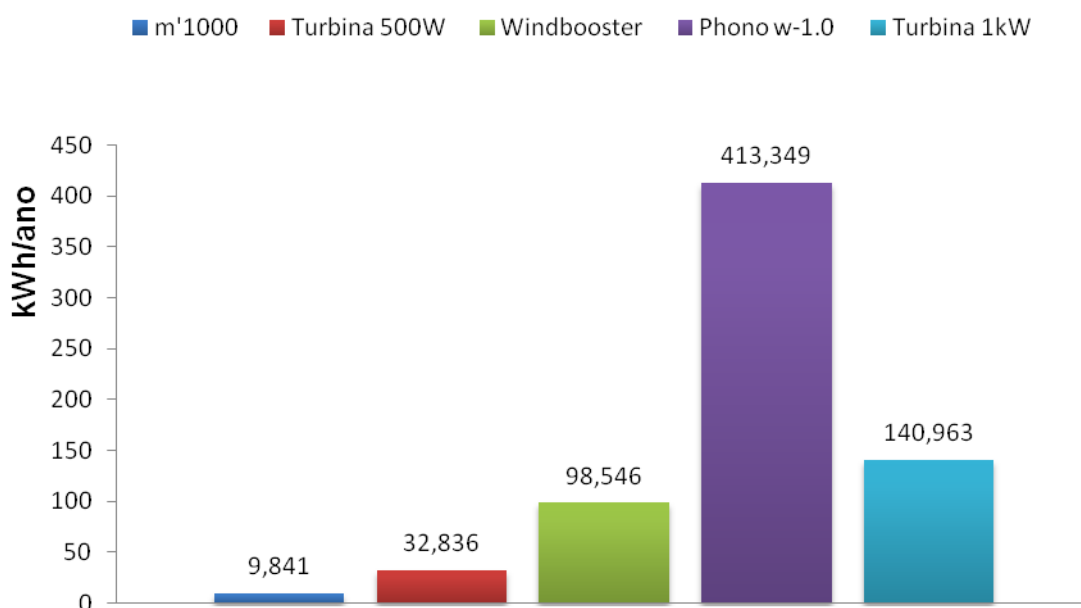


Gráfico 4.1 – Representação da energia calculada no período de um ano, relativo à classe I.

A classe II tem o maior número de turbinas em relação a outras classes, tem-se o gráfico 4.2 mostrando o resultado da energia calculada para cada turbina.

Mostra-se uma menor desigualdade como a visualizada no gráfico 4.1. Nota-se a grande produção esperada para a turbina *Phono w-2.0* com quase 674 kWh, seguida das turbinas *Phono w-3.0* e *WindCharger* com 453 e 410 kWh respectivamente. A menor velocidade inicial é da *WindCharger* com 2,2 m/s, colocando-a entre as mais produtivas, e a maior corresponde a *m'2500 turbine* com 4 m/s, resultando assim numa baixa projeção de produção de energia.

A diferença entre o maior e o menor valor calculado para essa classe foi de 628,094 que percentualmente é de aproximadamente 1470 %. A turbina *Phono w-3.0* que é da mesma fabricante da *Phono w-2.0*, mesmo com potência nominal maior, ficou abaixo do ideal por causa da velocidade inicial de 3 m/s contra os 2,5 m/s da *Phono w-2.0*.

## Energia calculada - Classe II

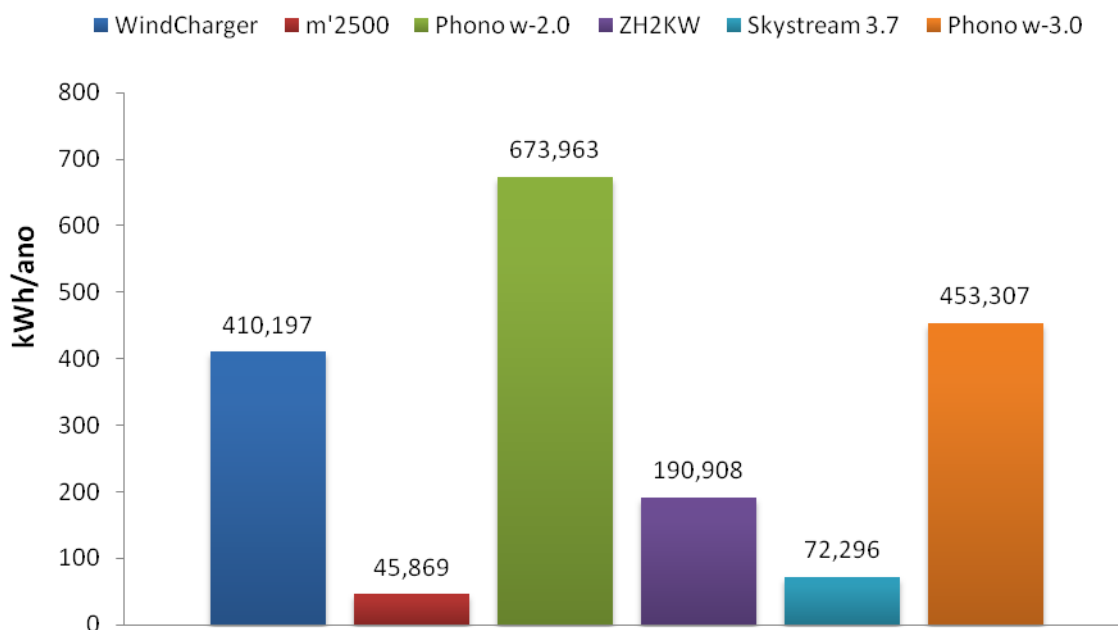


Gráfico 4.2 – Representação da energia calculada no período de um ano, relativo à classe II.

A classe III especificava turbinas um pouco mais robustas que as turbinas das classes anteriores. Tem-se os resultados do cálculo da energia que cada turbina pode produzir no gráfico 4.3.

Nota-se praticamente um empate técnico entre as turbinas *ZüS 5kW* e *Turbina 4kW* em energia calculada, em seguida vem a *Fortis Montana* e por fim com uma produção muito abaixo das outras a *Kestrel e400*. Novamente a questão da velocidade inicial foi determinante, considerando que a turbina com melhor resultado tem 1,5 m/s de velocidade necessária para começar a produzir energia e a *Kestrel e400* apenas a partir dos 4 m/s, explicando assim o resultado obtido.

## Energia calculada - Classe III

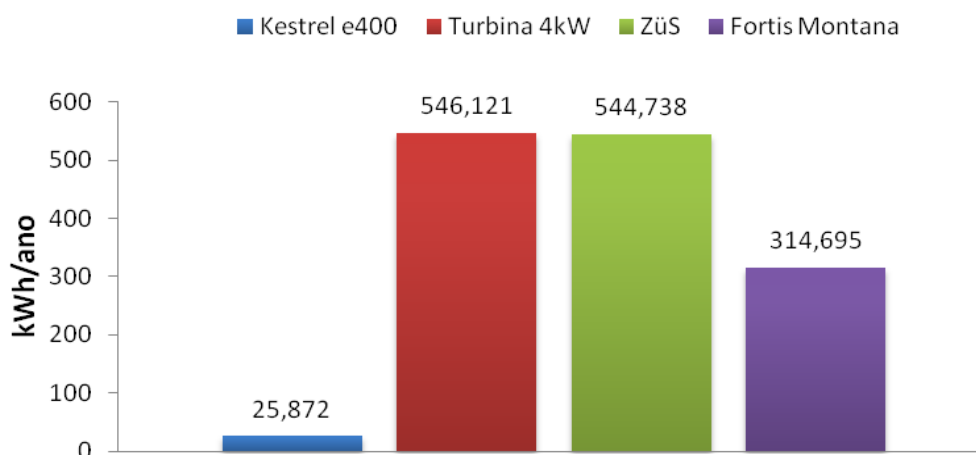


Gráfico 4.3 – Representação da energia calculada no período de um ano, relativo à classe III.

Com relação à classe IV, são turbinas de maior porte, ainda sendo acessível a consumidores individuais, mas com ressalvas. A altura recomendada pelos fabricantes para a instalação dessas turbinas pede torres que vão de aproximadamente 15 metros para as S&W, até 27,5 metros da S-343, não sendo assim uma opção para consumidores em geral, porém para alguns órgãos, organizações como embaixadas, que tem maior facilidade para esse tipo de investimento seria viável.

No gráfico 4.4, dentre todas as turbinas analisadas na classe IV destaca-se a baixa produção da S-343, explicado novamente pela alta velocidade para iniciar a produção, cerca de 4,1 m/s, a maior dentre todas as turbinas. A velocidade inicial média dessa classe é a segunda menor, talvez por isso as demais turbinas tenham atingido uma boa produção estimada, porém com turbinas desse tipo, as maiores produções de energia são em velocidades superiores, como pode ser visto na curva de potência dessa classe, no gráfico 3.4.

Nota-se, portanto que dentre todas as turbinas estudadas, algumas de potência nominal muito superior, a que conseguiu a maior estimativa se encontra na classe II, *Phono w-2.0*

possuindo potência nominal de 2000 W, tendo superado até mesmo a *Bergey Excel 10* que tem potência nominal de 8200 W.

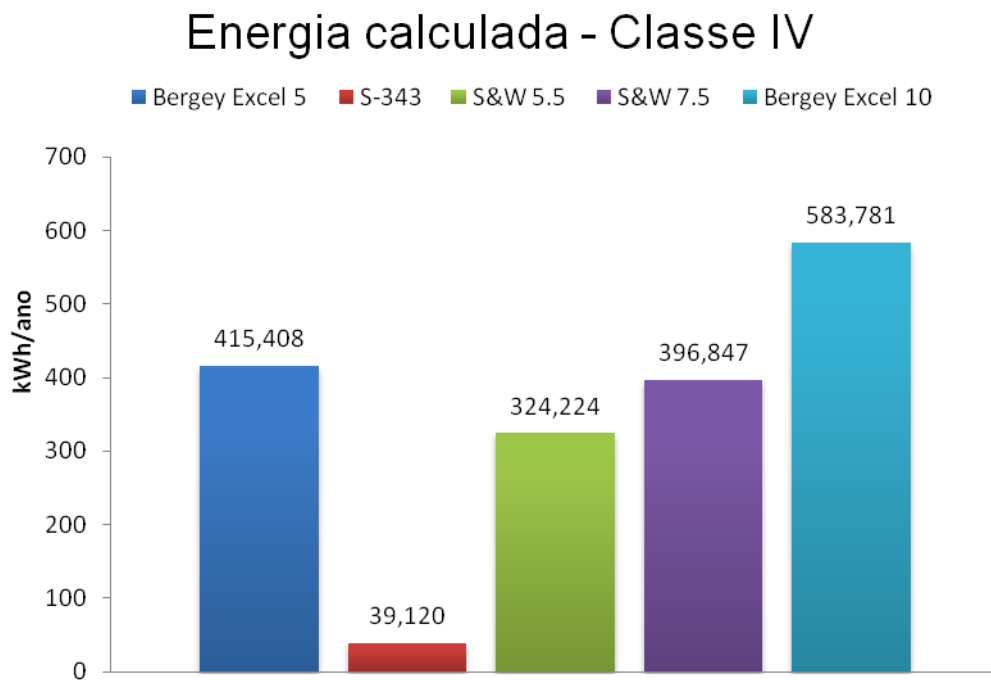


Gráfico 4.4 – Representação da energia calculada no período de um ano, relativo à classe IV.

O resultado de todas as turbinas juntas se encontra no gráfico 4.5, mostrando em destaque a turbina *Phono w-2.0* seguido pela *Bergey Excel 10* e em terceiro a *Turbina 4kW*. Dentre as com menor produção tem-se o destaque para *Turbina 500W*, *Kestrel e400* e por último *m'1000*, com uma diferença bruta de produção de 664,122 kWh.



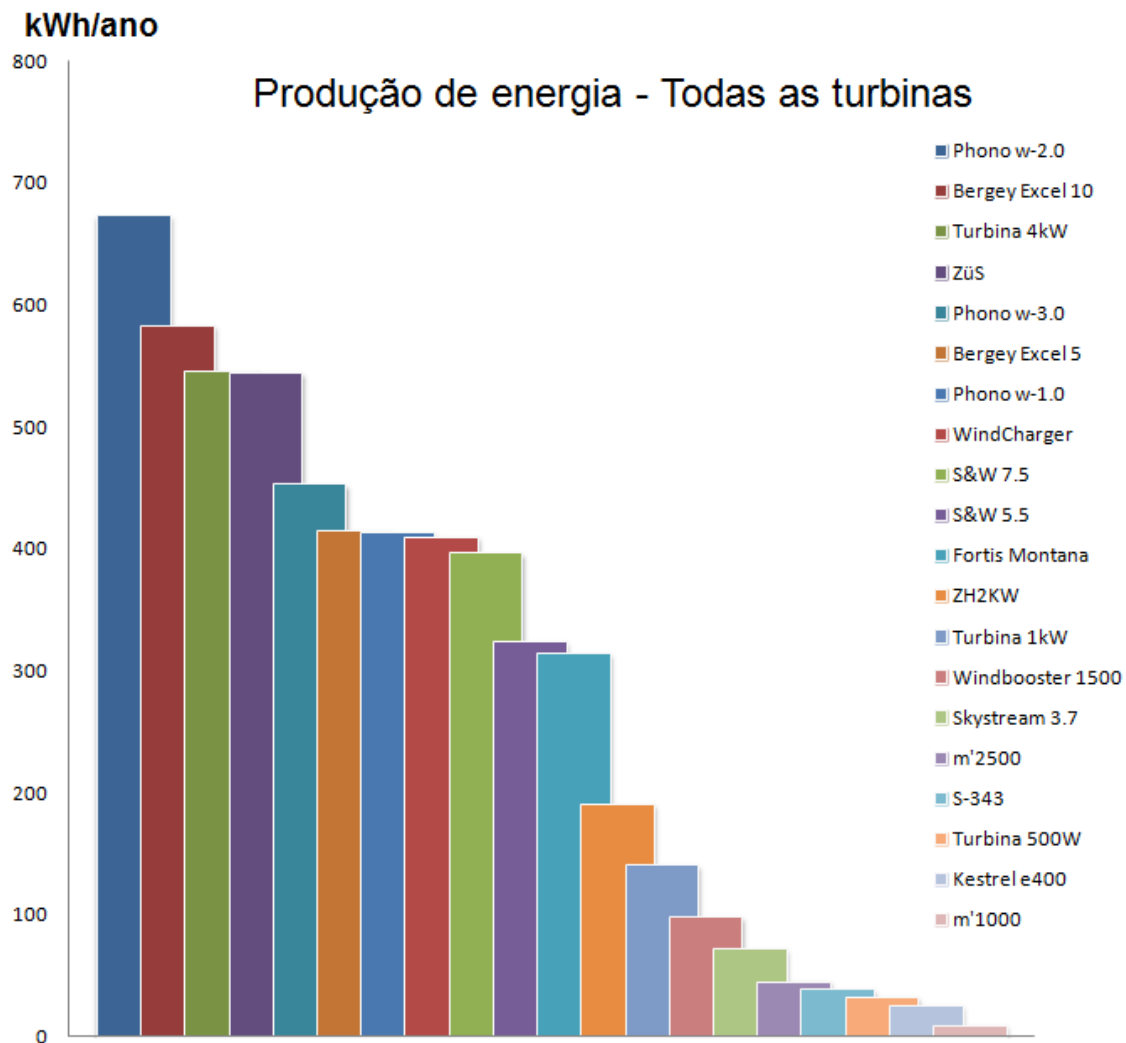


Gráfico 4.5 – Representação da energia calculada num período de um ano para todas as turbinas analisadas.

Pode-se então ordena-las de acordo com a energia calculada e nessa análise entram duas importantes características que são a orientação do eixo da turbina e a área varrida. Então pelo gráfico 4.5, tem-se da mesma forma em ordem decrescente a tabela 4.1 correspondente, com todos os valores.

Turbina	Tipo de eixo do rotor	Área varrida (m <sup>2</sup> )	Energia calculada (kWh)
Phono w-2.0	Horizontal	12,566	673,963
Bergey Excel 10	Horizontal	38,484	583,781
Turbina 4kW	Vertical	3,5	546,121

ZüS 5kW	Vertical	7,405	544,738
Phono w-3.0	Horizontal	15,205	453,307
Bergey Excel 5	Horizontal	30,190	415,408
Phono w-1.0	Horizontal	7,068	413,349
WindCharger	Vertical	1,366	410,197
S&W 7.5	Horizontal	23,758	396,847
S&W 5.5	Horizontal	23,758	324,224
Fortis Montana	Horizontal	19,634	314,695
ZH2KW	Horizontal	10,178	190,908
Turbina 1kW	Vertical	0,8	140,963
Windbooster 1500	Vertical	1,08	98,546
Skystream 3.7	Horizontal	10,868	72,296
m'2500 turbine	Horizontal	8,042	45,869
S-343	Horizontal	31,869	39,120
Turbina 500W	Vertical	0,42	32,836
Kestrel e400	Horizontal	12,566	25,872
m'1000 turbine	Horizontal	3,141	9,841

Tabela 4.1 – *Relação entre energia calculada, tipo de eixo do rotor e área varrida pelas hélices, referentes a cada turbina.*

#### 4.1.2 – Comparação técnica entre as turbinas

Ao se analisar as MTE's pelo cálculo previsto de geração de energia ao longo do ano, tem-se um dado que pouco informa sobre a turbina em si e impede uma comparação técnica mais detalhada entre as turbinas analisadas, pois cada uma possui suas próprias características de desempenho e fabricação. Buscando alguma forma de normalizar essa análise entre as turbinas, procurou-se uma característica comum e de real influência na produção de energia, pela equação 2.4 nota-se a influência da área varrida do rotor na potência produzida. Dividiu-se então a energia calculada para o período de um ano pela

área varrida pelo rotor da turbina, originando assim a relação kWh/m<sup>2</sup> por turbina, que permite assim uma melhor visualização do real desempenho de uma turbina ao se comparar com outras.

O modo em que se calcula a área varrida do rotor diferencia-se dependendo do tipo de eixo que a turbina possui, dessa maneira a magnitude dos valores para turbinas de eixo vertical e horizontal é distinta, como pode ser visto na tabela 4.1. Separou-se então de acordo com o tipo de eixo das MTE's, horizontal e vertical.

#### 4.1.2.1 – Turbinas de eixo horizontal

Com relação ao eixo horizontal, a energia produzida no ano pela área varrida, classe pertencente e em ordem decrescente, tem-se a tabela 4.2.

Turbina	Classe	Energia calculada no ano por área varrida (kWh/m <sup>2</sup> )
<i>Phono w-1.0</i>	I	58,481
<i>Phono w-2.0</i>	II	53,633
<i>Phono w-3.0</i>	II	29,813
<i>ZH2KW</i>	II	18,756
<i>S&amp;W 7.5</i>	IV	16,703
<i>Fortis Montana</i>	III	16,028
<i>Bergey Excel 10</i>	IV	15,169
<i>Bergey Excel 5</i>	IV	13,759
<i>S&amp;W 5.5</i>	IV	13,646
<i>Skystream 3.7</i>	II	6,652
<i>m'2500</i>	II	5,703
<i>m'1000</i>	I	3,133
<i>Kestrel e400</i>	III	2,058
<i>S-343</i>	IV	1,227

Tabela 4.2 – *Relação entre turbinas de eixo horizontal, classe pertencente e energia calculada no ano por área varrida.*

De acordo com a tabela 4.2, nota-se a título de comparação técnica entre as turbinas horizontais listadas, os melhores desempenhos tendo como maior valor a turbina *Phono w-1.0*, que dentre todas teve a 7ª maior projeção de produção de energia, mas ao uniformizá-la no parâmetro área varrida, teve a melhor relação. Considerando os quatro melhores desempenhos da tabela 4.2, vê-se que são provenientes das classes I e II, mostrando assim que a compatibilidade das turbinas com menor potência nominal para ambientes com baixo valor de velocidade média, é altamente coerente e recomendável.

Isso se deve ao fato de que locais em que a distribuição de velocidades dos ventos no ano tem pequenos valores, a instalação de micro turbinas eólicas com menor potência nominal terá bons efeitos, pois, esse tipo de turbina consegue uma razoável geração de potência com menores velocidades. Mesmo considerando a potência produzida relativamente baixa, ainda é mais vantajosa uma produção constante menor do que picos de potências inconstantes, se gerada por turbinas mais robustas. No gráfico 4.6 visualiza-se as MTE's horizontais em ordem decrescente de energia calculada por área varrida.

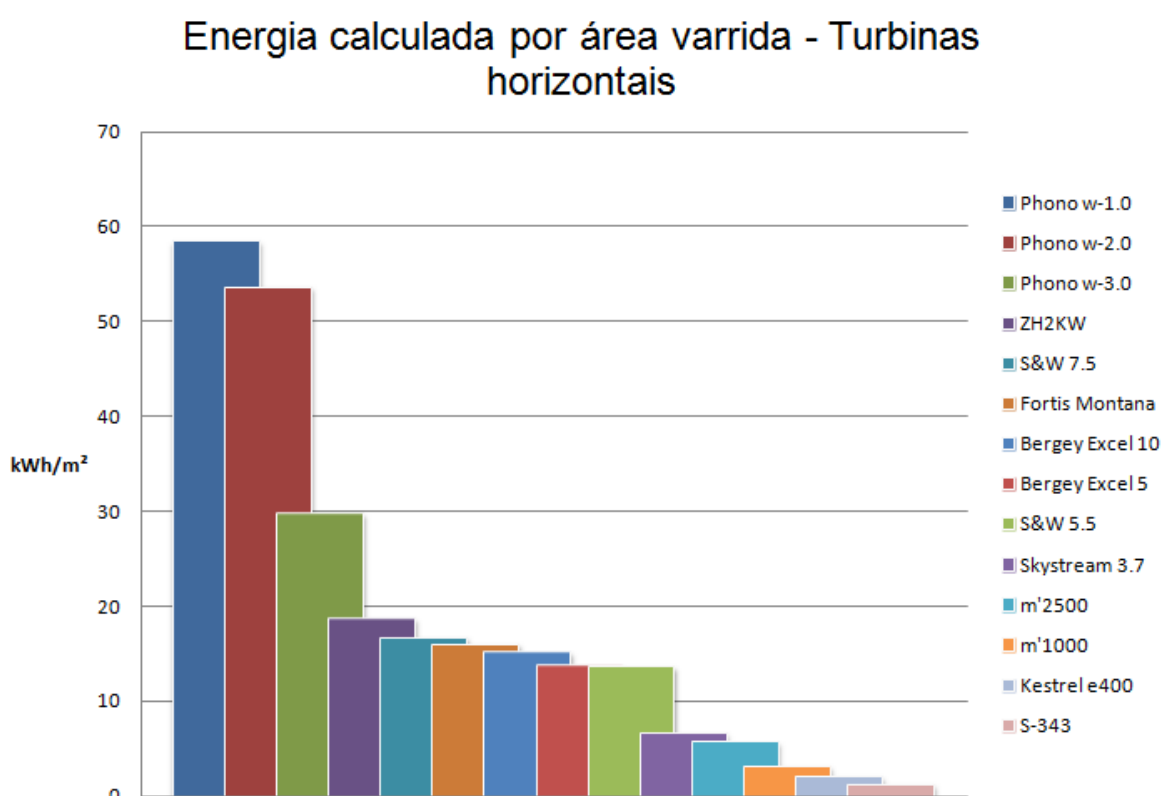


Gráfico 4.6 – Energia calculada por área varrida, referente às turbinas horizontais.

#### 4.1.2.2 – Turbinas de eixo vertical

Para a análise de turbinas com eixo vertical, tem-se a seguinte tabela 4.3, que da mesma maneira que as turbinas de eixo horizontal foram analisadas, mostra a disposição decrescente em ordem de relação kWh/m<sup>2</sup>.

Turbina	Classe	Energia calculada no ano por área varrida (kWh/m <sup>2</sup> )
<i>WindCharger</i>	II	300,290
<i>Turbina 1kW</i>	I	176,204
<i>Turbina 4kW</i>	III	156,034
<i>Windbooster 1500</i>	I	91,246
<i>Turbina 500W</i>	I	78,180
<i>ZüS 5kW</i>	III	73,563

Tabela 4.3 – *Relação entre turbinas de eixo vertical, classe pertencente e energia calculada no ano por área varrida.*

Pela tabela 4.3 vê-se em destaque a MTE *WindCharger*, na lista geral de todas as turbinas ficou em 8º lugar, porém ao fazer a proporção em relação à área varrida, obteve-se um bom resultado. Nota-se ainda uma considerável diferença da *WindCharger* classificada ao comparar com as outras, um resultado até mesmo questionável ao considerar as dimensões dessa turbina. Sugere-se um estudo mais detalhado de casos extremos como este. Pelo gráfico 4.7 pode-se melhor visualizar a diferença entre as MTE's.

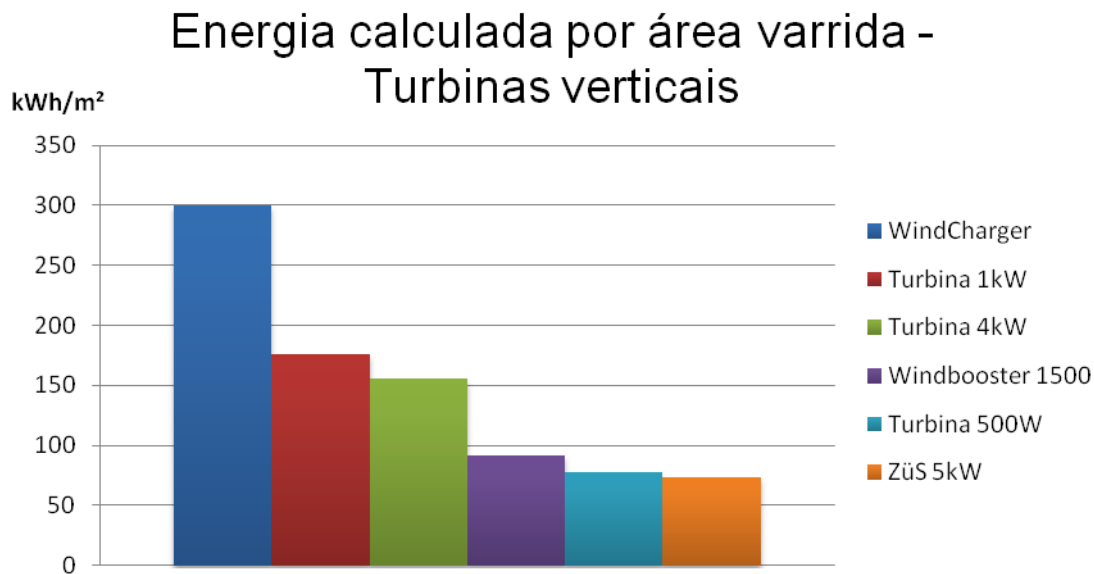


Gráfico 4.7 – *Energia calculada por área varrida, referente às turbinas verticais.*

A aplicabilidade de turbinas de eixo vertical é maior em zonas urbanas, pois são acoplados em prédios sem causar grandes transtornos estéticos, de modo que a análise de turbinas de eixo vertical que possuem boa relação entre maior produção de energia e menor área varrida interessa para maior inserção dessa tecnologia nos centros urbanos.

#### 4.1.2.3 – Normalização com relação à potência nominal

Um outro tipo de comparação é baseado na normalização, de acordo com a própria potência nominal. Assim divide-se a energia calculada para o período estudado pela potência nominal, chegando como nos casos anteriores, a uma classificação geral. Espera-se, pela lógica, encontrar valores maiores de energia produzida para potências nominais mais robustas, porém como já foi visto, não ocorreu exatamente assim. A seguir tem-se a tabela 4.4 que relaciona todas as turbinas, energia calculada, a potência nominal e o valor da relação descrita.

Turbina	Energia calculada (kWh)	Potência nominal (kW)	Razão da energia calculada e potência nominal.
Phono w-1.0	413,349	1	413,349
Phono w-2.0	673,963	2	336,981
WindCharger	410,197	1,5	273,464
Phono w-3.0	453,307	3	151,102
Turbina 1kW	140,963	1	140,963
Turbina 4kW	546,121	4	136,530
ZüS 5kW	544,738	5	108,947
Windbooster 1500	98,546	1	98,546
ZH2KW	190,908	2	95,454
Bergey Excel 5	415,408	5,2	79,886
Bergey Excel 10	583,781	8,2	71,192
Turbina 500W	32,836	0,5	65,672
Fortis Montana	314,695	5	62,939
S&W 5.5	324,224	5,5	58,949
S&W 7.5	396,847	7,5	52,912
Skystream 3.7	72,296	2,1	34,426
m'2500 turbine	45,869	1,6	28,668
m'1000 turbine	9,841	0,5	19,682
Kestrel e400	25,872	3,1	8,345
S-343	39,120	5,4	7,244

Tabela 4.4 – *Relação de normalização, razão entre energia calculada e potência nominal.*

Após obter a tabela 4.4, comparou-se com a tabela 4.1 que mostra a classificação em ordem decrescente de energia calculada. Nota-se claramente que as turbinas com maior potência nominal foram as maiores prejudicadas nessa análise. A turbina *Bergey Excel 10* com 8200 W de potência nominal estava, de acordo com a tabela 4.1, na segunda posição

ficando apenas na 11ª posição pelo arranjo normalizado da tabela 4.8. As MTE's de menor potência nominal com bom aproveitamento em velocidades de vento mais baixas, assim como na análise por área varrida, tiveram maior destaque.

Diante desse resultado pode-se concluir a real necessidade de um estudo prévio, pois apenas com uma análise técnica da turbina e do local onde ocorrerá a instalação pode-se concluir a melhor opção dentre o universo analisado.

## 4.2 – RESULTADOS E DISCUSSÕES RELATIVOS À ANÁLISE ECONÔMICA

### 4.2.1 – Resultados referentes à viabilidade econômica de cada turbina

A análise econômica, tem seus resultados listados na tabela 4.9, que detalha cada passo do algoritmo proposto na descrição do método para averiguar a viabilidade econômica da MTE como investimento.

Da tabela 4.5 tem-se inicialmente a estimativa do preço final da turbina instalada, que é a primeira coluna, e com base nesse valor calcularam-se os rendimentos mínimos esperados para um investimento padrão.

Turbina	Preço [R\$]	Rendimento anual - juros (6%) [R\$]	Rendimento anual - Amortização (20 anos) [R\$]	Soma [R\$]	Energia que deve ser gerada [kWh/ano]	Potência média no ano [kW]
<i>Turbina 500W</i>	18.546,70	1.112,80	927,33	2.040,13	7208,96	0,82
<i>Windbooster 1500</i>	61.423,20	3.685,39	3.071,16	6.756,55	23874,74	2,72
<i>Phono w-1.0</i>	29.037,10	1.742,22	1.451,85	3.194,08	11286,51	1,28
<i>Turbina 1kW</i>	27.734,52	1.664,07	1.386,72	3.050,79	10780,20	1,23
<i>WindCharger</i>	37.200,21	2.232,16	1.860,01	4.092,02	14459,45	1,65
<i>Phono w-2.0</i>	34.603,99	2.076,23	1.730,20	3806,439	13450,31	1,53
<i>ZH2KW</i>	20.357,54	1.221,45	1.017,87	2239,33	7912,82	0,90
<i>Skystream 3.7</i>	61.221,30	3.673,27	3.061,06	6734,343	23796,26	2,71
<i>Phono w-3.0</i>	40.929,09	2.455,74	2.046,45	4502,2	15.908,83	1,81



<i>Kestrel e400</i>	39.276,98	2.356,61	1.963,84	4.320,46	15266,67	1,74
<i>Turbina 4kW</i>	47.994,25	2.879,65	2.399,71	5.279,36	18655,01	2,12
<i>Fortis Montana</i>	107.246,60	6.434,79	5.362,33	11.797,13	41685,96	4,75
<i>Bergey Excel 5</i>	100.548,70	6.032,92	5.027,43	11.060,35	39082,52	4,46
<i>S-343</i>	212.305,50	12.738,33	10.615,27	23.353,60	82521,55	9,42
<i>S&amp;W 5.5</i>	140.384,00	8.423,04	7.019,20	15.442,24	54566,23	6,22
<i>S&amp;W 7.5</i>	165.905,70	9.954,34	8.295,28	18.249,63	64486,33	7,36
<i>Bergey Excel 10</i>	139.556,80	8373,40	6.977,84	15.351,25	54244,69	6,19

Tabela 4.5 – *Resultado com a taxa de retorno necessária para a viabilidade econômica, assim como a quantidade de energia necessária.*

O rendimento anual de juros refere-se ao montante que se deve receber para a compra da turbina ser considerada um investimento. O valor de rendimento anual de amortização no período de 20 anos, alude ao que se deve receber a cada ano, durante 20 anos, para que o valor despendido na turbina seja amortizado. A soma desses dois montantes (rendimento anual de juros e rendimento anual para amortização) é o mínimo que se deve ter de retorno a cada ano para a turbina ser considerada um bom investimento.

Utilizando a tarifa residencial da CEB, de R\$: 0,283 (junho de 2013), e o valor da soma que se deve receber, obteve-se então a quantidade de energia que a turbina deve gerar para suprir o investimento, ou seja, a soma dos juros e da amortização a cada ano.

Nenhuma turbina, conforme os dados da tabela 4.1, conseguiu gerar a quantidade de energia necessária para pagar anualmente o investimento. Por conta de vários fatores, dentre eles a baixa velocidade média dos ventos do cenário estudado. Procura-se então descobrir se essa quantidade de energia é factível de ser produzida pelas respectivas turbinas. Para isso a energia que deve ser gerada no período de um ano pode ser transformada em potência, ao se dividir por 8760 horas, que compõem o número de horas no ano. Obtêm-se então a potência média ao longo do ano para que se consiga a produção dessa energia que é necessária para ser um bom investimento.

A partir da potência média, consulta-se a curva de potência pertencente a cada turbina, para ver se é possível ou não, produzir a potência indicada. Caso seja possível, verifica-se a velocidade do vento necessária para gerar a potência citada. Com o propósito de enriquecer ainda mais a análise, procura-se com base no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, regiões

do Brasil compatíveis com tal velocidade. A tabela 4.6 indica se há ou não possibilidade de cada turbina gerar a respectiva potência requerida, de acordo com a curva de potência, mostrando também a que velocidade isso ocorre.

Turbina	Potência média no ano [kW]	Possibilidade de produção	Velocidade média do vento requerida [m/s]
<i>Turbina 500W</i>	0,82	Não	-
<i>Windbooster 1500</i>	2,72	Não	-
<i>Phono w-1.0</i>	1,28	Não	-
<i>Turbina 1kW</i>	1,23	Sim	11,84
<i>WindCharger</i>	1,65	Não	-
<i>Phono w-2.0</i>	1,53	Sim	7,18
<i>ZH2KW</i>	0,90	Sim	7,43
<i>Skystream 3.7</i>	2,71	Sim	10,01
<i>Phono w-3.0</i>	1,81	Sim	8,17
<i>Kestrel e400</i>	1,74	Sim	8,75
<i>Turbina 4kW</i>	2,12	Sim	8,43
<i>Fortis Montana</i>	4,75	Não	-
<i>Bergey Excel 5</i>	4,46	Sim	9,75
<i>S-343</i>	9,42	Não	-
<i>S&amp;W 5.5</i>	6,22	Não	-
<i>S&amp;W 7.5</i>	7,36	Sim	10,99
<i>Bergey Excel 10</i>	6,19	Sim	9,81

Tabela 4.6 – *Relação potência média anual para a produção da energia necessária, possibilidade de produção e velocidade média do vento requerida para isso.*

Por fim, na tabela 4.6, pode-se ver quais das turbinas conseguem disponibilizar a potência requerida, de acordo com as curvas de potência, e das que estão aptas, qual deve ser a velocidade do vento média ao longo de cada hora do ano. Vale salientar que a velocidade

deve ser essa todas as horas do ano. Sabe-se que é algo fora da realidade, pois a velocidade do vento tem comportamento estocástico, ou seja, não é possível prever. Para a finalidade de estimativa, consegue-se mostrar bem que, em ambientes com velocidades médias próximas, a turbina dada conseguirá atingir a produção de energia exigida para ser considerada um investimento rentável.

#### **4.2.2 – Exemplificação do resultado obtido**

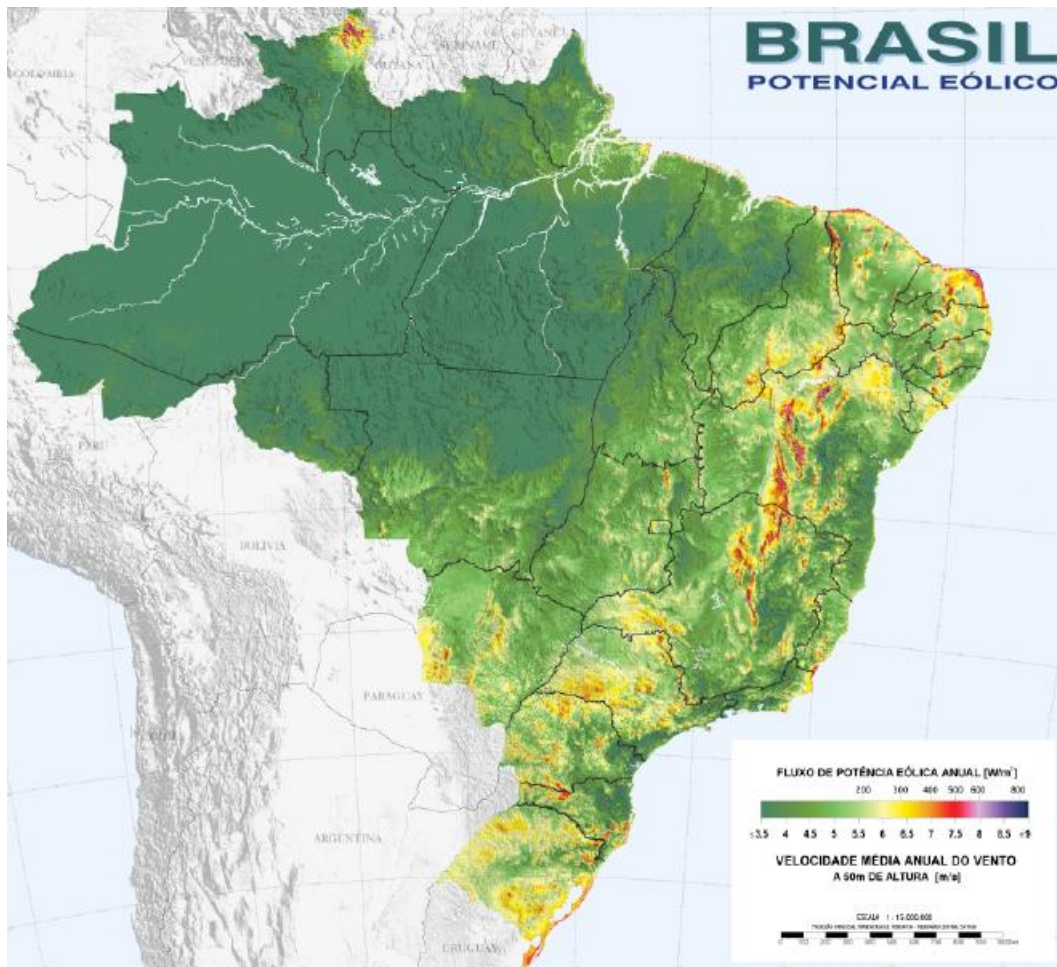
A turbina *Phono w-2.0*, de acordo com a tabela 4.5, tinha preço final de R\$: 34.603,99. Dessa maneira, como investimento, deve-se receber ao ano 6% desse valor, cerca de R\$: 2076,23, referentes aos ganhos como juros. Como considera-se a vida útil da turbina em vinte anos, deve-se receber em produção energética também uma fração das 20 parcelas referentes a recuperação do investimento, cerca de R\$ 1.730,20 ao ano. A soma desses rendimentos, aproximadamente R\$: 3.806,43, será o valor necessário produzido pela turbina anualmente. Essa energia é encontrada pelo preço do kWh na concessionária local (CEB), resultando em 13450,31 kWh/ano. Esse valor é deveras superior aos 673,96 kWh/ano (tabela 4.1) obtidos no cenário analisado. Assim, verifica-se agora, a que velocidade de vento média ao longo do ano seria necessária para sustentar tal investimento. Analisando a curva de potência da turbina (gráfico 3.2), encontra-se a potência média requerida, 1,53 kW. Define-se então se a MTE consegue gerar ou não tal potência, se sim, qual a velocidade do vento demandada.

#### **4.2.3 – Turbinas analisadas e a viabilidade em outros cenários**

As turbinas *Phono w-2.0* e *ZH2KW* se destacaram pois, de acordo com os resultados, estando em ambientes com velocidades próximas de 7 a 7,5 m/s conseguem ser rentáveis como investimento, sendo velocidades plausíveis de se alcançar em muitas localidades no Brasil. Um pouco acima no quesito velocidade média do vento, ficaram as turbinas *Phono w-3.0*, *Kestrel e400* e *Turbina 4kW*, estando ainda numa faixa entre 8 e 9 m/s, que são cenários mais raros de se encontrar, talvez em ambientes litorâneos. O restante precisa de

velocidades de vento, com média muito superior, o que pode ser considerado inviável. São cenários que podem ser classificados como inexistentes no Brasil.

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro mostra uma perspectiva da velocidade média do vento no ano em todo o Brasil, vale destacar que é para uma altura de 50 metros, mas como é utilizado apenas para exemplificar, tem-se então a figura 4.1, com os pontos de maior velocidade do vento nas cores roxa, chegando a mais de 9 m/s.



**Fonte:** Atlas do Potencial Eólico Brasileiro - 2001.

Figura 4.1 – *Mapa da velocidade média anual do vento no Brasil.*

Dentre as 17 turbinas analisadas economicamente como investimento, 10 delas tem a capacidade técnica para gerar energia o suficiente para ser considerado um investimento rentável, porém, exigem uma média quase inalcançável de velocidade do vento. Extraíndo turbinas com velocidades exigidas acima de 8,5 m/s, sobram então quatro turbinas com reais possibilidades de aplicação em alguns ambientes.

Na figura 4.1, visualiza-se localidades com velocidades médias do vento acima de 7,5 m/s. Pontos no litoral do Rio Grande do Norte e Ceará, e também no interior de alguns estados brasileiros como Minas Gerais e Bahia. Estudos mais detalhados podem ser feitos, com medições *in loco*, para uma avaliação da viabilidade técnica e econômica para certas localidades do Brasil.

### 4.3 – DISCUSSÕES FINAIS

A energia eólica do ponto de vista da microgeração no Brasil ainda é economicamente inviável, tendo em vista os altos valores médios de velocidade do vento para viabilizar o investimento. O sistema de geração distribuída proposto pela ANEEL não possibilita a troca de energia gerada por dinheiro, apenas por créditos para serem utilizados no próprio consumo. Por causa dos altos valores das MTE's e a relativa baixa produção, dificilmente haverá um grande número de consumidores residenciais investindo num sistema como esse, mesmo com um ambiente propício.

Sabendo que o investimento custará bastante, mesmo que ao se instale um sistema que gere muito, não terá o devido aproveitamento. A razão disso é a demanda baixa de uma típica residência brasileira. Com o atual sistema, perde-se então os créditos após o tempo transcorrido de 36 meses.

A melhor solução seria o investimento comunitário, em uma boa MTE, com bom custo benefício. Fazendo com que todos possam usufruir da energia gerada, tendo um real corte de gastos no que se refere à conta de luz e portanto pagando o investimento. Além disso, todos estarão usufruindo dos benefícios causados.

Para um conjunto de 10 residências, em que cada uma tem consumo padrão de 110 kWh por mês, tem-se ao final de um ano, um consumo de 1320 kWh por casa. Somando a demanda das 10 casas, tem-se então algo em torno de 13200 kWh para o período de um ano. Considerando a turbina *Phono w-2.0*, que segundo a análise econômica, precisa de uma média anual de 7,18 m/s de velocidade do vento para a produção de energia ser capaz de cobrir o investimento (tarifa CEB). Com o preço da turbina estimado em R\$: 34.603,99, para um grupo de 10 pessoas, aproximadamente R\$: 3.460,00 por pessoa. Suprindo toda a energia necessária para as casas ao longo dos anos. Vale resaltar que é um valor estimado, em que a tal velocidade de vento de 7,18 m/s é considerada.

Portanto, há boas aplicações de MTE's, em certos ambientes do cenário brasileiro. Para um conjunto de casas, pode ser ainda mais vantajoso, pois será um investimento menor e mais seguro para cada um. Há assim, a real possibilidade de suprir toda a carga desse conjunto, como no exemplo citado.

## 5 – CONCLUSÕES

O Brasil possui grande potencial para a utilização da energia eólica. Por ter dimensões consideráveis, há uma diversidade de cenários que podem ser analisadas para promover a microgeração eólica. Recomenda-se uma rápida análise da distribuição da velocidade dos ventos por meio da Distribuição de Weibull, sendo uma boa estimativa.

Aproveitando um cenário específico, referente à Universidade de Brasília, utilizaram-se os dados da medição das velocidades do vento, pertencente ao ano de 2005. Escolheu-se então, 20 micro turbinas eólicas para a aplicação teórica dos dados técnicos das turbinas. Objetivou-se encontrar, com base nos dados, a energia produzida no período de um ano. Por conter modelos diversos de turbinas, optou-se também, para uma análise mais igualitária, pela normalização das turbinas. Normaliza-se com relação à área varrida pelo eixo do rotor, e com relação à potência nominal.

Foram obtidos dados que revelaram um desempenho melhor de turbinas com as menores velocidades para iniciar a produção de energia. Isso se deve ao fato de que as velocidades do vento no local estudado são muito baixas, com média anual de 1,824 m/s. Turbinas com menor potência nominal, também tiveram melhor desempenho, de acordo com as curvas de potência analisadas, por gerarem mais potência em velocidades mais baixas. Avaliou-se também as turbinas normalizadas com relação à área varrida, e pode-se constatar novamente melhor desempenho das de potência nominal menor. Mostra-se assim que para localidades com baixas velocidades do vento, as turbinas com menor potência nominal e velocidade inicial, são mais bem sucedidas.

A viabilidade técnica em si pode ser entendido como o funcionamento e geração de energia pelas turbinas. Mesmo com valores abaixo do ideal, as turbinas respondem aos estímulos do ambiente, sendo portanto altamente recomendado um estudo prévio do local.

Averiguou-se conjuntamente o caráter econômico das MTE's. Com base no preço obtido das respectivas fabricantes e a aplicação dos impostos e valores de mercado, estimou-se o preço final para o consumidor no Brasil. A partir desse valor foi possível avaliar a micro turbina como um investimento. Utilizando um método padrão para avaliar a viabilidade econômica no cenário proposto. Caso não fosse viável, estudam-se então quais os aspectos imprescindíveis para o ser.

Baseado nos valores do local estudado, e nas turbinas avaliadas, nenhuma conseguiu gerar a energia necessária para alcançar a viabilidade econômica proposta. A partir disso buscou-se a potência média obrigatória para produzir a energia. Finalmente, com a potência média encontrada, analisou-se as curvas de potência de cada turbina para determinar a que velocidade do vento seria possível gerar tal potência. Do total de 17 turbinas avaliadas, 10 estavam aptas (até 12 m/s) para a geração. Considerou-se, para efeitos práticos, apenas 4 dessas 10 turbinas, pois as restantes requeriam velocidade média dos ventos acima de 8,5 m/s, valor muito elevado. Aplicações comunitárias se mostraram mais vantajosas, diminuindo o custo do investimento e economizando na cobrança mensal de energia.

Do ponto de vista econômico, as micro turbinas não tiveram um bom desempenho. Ao se detalhar a aplicação dos impostos, viu-se a quantidade de carga tributária aplicada, além de todos os outros custos embutidos. A isenção de alguns impostos, ou até mesmo o incentivo para a instalação de fábricas no Brasil, poderiam viabilizar a turbina e dessa maneira incentivar o uso de fontes renováveis, além de descentralizar a geração de energia. O aprimoramento das micro turbinas ainda é necessário, principalmente para ambientes com baixas velocidades de vento.

Notou-se também a real necessidade da criação de um órgão mundial regulamentador para micro turbinas eólicas. Padronizando e certificando as turbinas, evitando informações imprecisas e equivocadas por parte das fabricantes. Fortalecendo, assim, o mercado de MTE's, que ainda sofre desconfiança quanto a real aplicabilidade.

Sugere-se como estudos futuros, a partir da aquisição de algumas micro turbinas, verificar se a curva de potência disponibilizada pelo fabricante corresponde às potências reais nas respectivas velocidades. Há a possibilidade de alguns fabricantes ludibriar os consumidores, fazendo todo o segmento cair em descrédito.

Considerando a modelo de cobrança conhecido como tarifa branca, em que haverá preços distintos de acordo com o horário de consumo. Sugere-se um estudo da viabilidade econômica das MTE's, considerando os distintos ganhos de acordo com o horário em que a energia for produzida. Pode-se utilizar o mesmo banco de dados, porém considerando as normas da tarifa branca para o ganho de créditos.



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

S. O. ANI, H. POLINDER, e J. A. FERREIRA. Comparison of Energy Yield of Small Wind Turbines in Low Wind Speed Areas. Schoondijke, 2013.

AMARANTE, Odilon A.; SÁ, Antonio Leite de. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. 1.ed. Brasília, 2001. 44p.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Tarifas residenciais vigentes, 2013. Disponível em <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acesso em 29 de junho de 2013.

AURÉLIO – Dicionário Aurélio Online. Disponível em: <[www.dicionarioaurelio.com](http://www.dicionarioaurelio.com)> Acesso em 10 de fevereiro de 2013.

BBC - British Broadcasting Corporation, 2013. Composition of the Earth's atmosphere. Disponível em <[www.bbc.co.uk](http://www.bbc.co.uk)>. Acesso em 10 de Fevereiro de 2013.

British Petrol, 2012. Statistical Review of World Energy, 2012. Disponível em <[www.bp.com](http://www.bp.com)>. Acesso em 2 de janeiro de 2013.

CEB – Companhia Energética de Brasília. Disponível em <[www.ceb.com.br](http://www.ceb.com.br)>. Acesso em 10 de abril de 2013.

EIA – Energy Information Administration. Disponível em: <[www.eia.gov](http://www.eia.gov)>. Acesso em 18 de Fevereiro de 2013.

FAS – Federation of American Scientists. Disponível em: <[www.fas.org](http://www.fas.org)>. Acesso em 10 de fevereiro de 2013.

GWEC – Global Wind Energy Council. Global Wind Statistics 2012. Disponível em: <[www.gwec.net](http://www.gwec.net)>. Acessado em 7 de março 2013.

IEA – International Energy Agency. Key World Energy Statistics, 2011. Disponível em: <[www.iea.org](http://www.iea.org)>. Acesso em 22 de dezembro de 2012. (2012a)

IGREENSPOT. Disponível em: <[www.igreenspot.com](http://www.igreenspot.com)>. Acessado em 3 de junho 2013.

MCS - Microgeneration Certification Scheme. Disponível em: <[www.microgenerationcertification.com](http://www.microgenerationcertification.com)>. Acessado em 15 de abril de 2013.

PHONO SOLAR. Wind products. Disponível em: <[www.phonosolar.com](http://www.phonosolar.com)>. Acessado em 19 de abril de 2013.

PINTO, Milton de Oliveira. Fundamentos de Energia Eólica. 1.ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

REIS, Lineu Belico dos. Geração de energia elétrica. 2.ed. Barueri, SP: Manole, 2011.

SEVERINO, M. M. (2008). Avaliação técnico-econômica de um sistema híbrido de geração distribuída para atendimento a comunidades isoladas da Amazônia. Publicação PPGENE.TD 027/08. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2008.

SWCC - Small Wind Certification Council. Disponível em: <[www.smallwindcertification.org](http://www.smallwindcertification.org)>. Acesso em 15 de abril de 2013.

SWWR – Small Wind World Report 2012. Disponível em: <[www.small-wind.org](http://www.small-wind.org)>. Acesso em 18 de abril de 2013.

SYLTRANS – Comércio exterior. Disponível em: <[www.syltrans.com.br](http://www.syltrans.com.br)>. Acesso em 25 de junho de 2013.