



**Universidade Federal de Campina Grande**

**Centro de Engenharia Elétrica e Informática**

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

VÍCTOR LOUDAL FLORENTINO TEIXEIRA DA COSTA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM  
MICROSISTEMA EÓLICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA**

Campina Grande, Paraíba

2015

VÍCTOR LOUDAL FLORENTINO TEIXEIRA DA COSTA

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM  
MICROSISTEMA EÓLICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA

*Trabalho de Conclusão de Curso  
submetido à Unidade Acadêmica de Engenharia  
Elétrica da Universidade Federal de Campina  
Grande como parte dos requisitos necessários  
para a obtenção do grau de Bacharel em  
Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Energias Renováveis

Orientador:  
Prof. Leimar de Oliveira, M. Sc.

Campina Grande, Paraíba  
2015

VÍCTOR LOUDAL FLORENTINO TEIXEIRA DA COSTA

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM  
MICROSISTEMA EÓLICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA

*Trabalho de Conclusão de Curso  
submetido à Unidade Acadêmica de Engenharia  
Elétrica da Universidade Federal de Campina  
Grande como parte dos requisitos necessários  
para a obtenção do grau de Bacharel em  
Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.*

Aprovado em     /     /

**Professor Avaliador**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Avaliador

**Prof. Leimar de Oliveira, M. Sc.**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Orientador, UFCG

Dedico este trabalho à toda minha família.

# AGRADECIMENTOS

A Deus, por ter me dado conhecimento e forças para superar todos os obstáculos visíveis e invisíveis.

A toda minha família, a qual sempre me apoiou e me confortou em todas as situações da minha vida.

A meus pais, irmão e irmã, pelos ensinamentos, esforços, confiança e amor que me dedicaram em todos os momentos dessa caminhada.

A minha namorada Andressa Morais, pela compreensão, companheirismo, carinho e amor em todos os momentos.

Aos amigos Mário Júnior, Ruy Dantas, e todos que formam o Grupo Bala, pela amizade que formamos durante a graduação e por todo o companheirismo.

Ao professor e orientador Leimar de Oliveira, por toda a paciência e satisfação em me passar conhecimento.

Àqueles, que não por menor importância, não foram citados, mas também tiveram grande contribuição na realização do sonho de adquirir o título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

*“...Mil cairão ao teu lado, e dez mil à tua direita  
mas tu não serás atingido...”*

Salmos 91:7

## RESUMO

Desde o surgimento de pequenos sistemas de geração, conhecidos como microgeração pensou-se na viabilidade técnica econômica de tais sistemas para serem implantados em residências. Com a Publicação da Resolução Normativa 482 da Aneel em 17 de Abril de 2012, qualquer cidadão brasileiro poderia gerar sua própria energia e repassar o excedente para a rede de distribuição, ganhando assim créditos de energia e reduzindo assim sua conta de energia. Logo para fazer esse tipo de projeto será feito tal estudo considerando uma produção de energia de 300 kWh/mês, instalada na cidade de Campina Grande, sendo utilizados alguns métodos de engenharia econômica tais como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Payback (Retorno do investimento) para avaliar a viabilidade da implantação de sistemas de geração eólicos conectados a rede elétrica.

**Palavras-chave:** Sistemas Eólicos, Viabilidade Econômica, Microgeração Distribuída.

# ABSTRACT

Since the beginning of small generation systems, known as microgeneration, was thought on the technical and economic feasibility of such systems to be deployed in homes. With the publication of Normative Resolution 482 of Aneel on April 17, 2012, any Brazilian citizen could generate their own power and transfer the surplus to the distribution network, thereby gaining energy credits and reducing your energy bill. Soon to do this kind of project will be done a study considering an energy production of 300 kWh/month, installed in the city of Campina Grande, and used some economic engineering methods like Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and Payback to assess the feasibility of implementing wind generation systems connected the power grid.

**Keywords:** Wind Systems, Economic Feasibility, Microgeneration Distributed.

# LISTA DE TABELAS

TABELA 1. TABELA 1 - CLASSIFICAÇÃO DO TERRENO QUANTO À RUGOSIDADE. ....	20
TABELA 2. DEFINIÇÃO DAS CLASSES DE ENERGIA. ....	29
TABELA 3. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DA DISTRIBUIÇÃO DA ENERGIA EÓLICA POR REGIÕES). ....	32
TABELA 4. ESPECIFICAÇÕES DO AEROGERADOR SKYSTREAM 3,7. ....	45
TABELA 5. LISTA DE MATERIAIS E RESPECTIVOS PREÇOS PARA A REALIZAÇÃO DO PROJETO. ....	48
TABELA 6. TARIFAS, ECONOMIA MENSAL E ECONOMIA ANUAL CONSIDERANDO UM AUMENTO NA TARIFA DE 5% AO ANO. ...	49
TABELA 7. CÁLCULO DE VALOR PRESENTE CONSIDERANDO UMA TAXA DE ATRATIVIDADE DE 4,02% AO ANO DURANTE OS 20 ANOS DO INVESTIMENTO. ....	50

# LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. FORMAÇÃO DOS VENTOS DEVIDO AO DESLOCAMENTO DAS MASSAS DE AR .....	16
FIGURA 2. ILUSTRAÇÃO DO COMPORTAMENTO DO VENTO SOB A INFLUÊNCIA DAS CARACTERÍSTICAS DO TERRENO. ....	18
FIGURA 3. ILUSTRAÇÃO DO PERFIL VERTICAL DA VELOCIDADE DO VENTO, DESDE A SUPERFÍCIE ATÉ A ALTURA DO VENTO GEOSTRÓFICO .....	18
FIGURA 4. ILUSTRAÇÃO DA INFLUÊNCIA DA MUDANÇA DE RUGOSIDADE NO PERFIL VERTICAL DO VENTO.. ....	19
FIGURA 5. ILUSTRAÇÃO DAS TURBULÊNCIAS CAUSADAS POR DIFERENTES OBSTÁCULOS .....	21
FIGURA 6. FLUXO DE AR ATRAVÉS DE UMA ÁREA TRANSVERSAL .....	22
FIGURA 7. PERDAS DE VELOCIDADE DO VENTO NA PASSAGEM POR UM CONJUNTO DE PÁS .....	23
FIGURA 8. DISTRIBUIÇÃO DE CP EM FUNÇÃO DE $V3/V1$ .....	24
FIGURA 9. MÉDIAS CLIMATOLÓGICAS SAZONAIS DE TEMPERATURA, PRECIPITAÇÃO E VELOCIDADE DE VENTO SOBRE O BRASIL .....	26
FIGURA 10. VELOCIDADE MEDIA ANUAL DO VENTO A 50 M DE ALTURA .....	28
FIGURA 11. MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA .....	30
FIGURA 12. PROCEDIMENTOS E ETAPAS DE ACESSO .....	40
FIGURA 13. AEROGERADOR <i>SKYSTREAM 3,7</i> INSTALADO EM UMA RESIDÊNCIA.....	44
FIGURA 14. AEROGERADOR <i>SKYSTREAM 3,7</i> .....	44
FIGURA 15. PRODUÇÃO DE ENERGIA DO AEROGERADOR <i>SKYSTREAM 3,7</i> EM FUNÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO .....	45
FIGURA 16. DESEMPENHO DO AEROGERADOR <i>SKYSTREAM 3,7</i> EM FUNÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO .....	46

# SUMÁRIO

1	Introdução .....	12
1.1	Estrutura do Trabalho .....	14
2	A Energia Eólica .....	15
2.1	Fatores que influenciam o regime dos ventos.....	17
2.1.1	variação da velocidade com a altura.....	18
2.1.2	rugosidade do terreno .....	19
2.1.3	Presença de obstáculos nas redondezas .....	20
2.1.4	Turbulência .....	21
2.2	Energia e potência extraída do vento .....	22
2.3	Análise da velocidade do vento .....	25
2.3.1	Metereologia .....	25
2.3.2	Velocidade do vento .....	27
2.4	A matriz energética do brasil .....	29
2.5	Energia eólica no brasil .....	31
2.6	Impactos ambientais .....	33
3	Análise Econômica.....	34
3.1	Técnicas de engenharia econômica para análise da viabilidade econômica de projetos.....	34
3.1.1	VPL – Valor Presente Líquido .....	35
3.1.2	VFL – Valor Futuro Líquido .....	35
3.1.3	TIR – Taxa Interna de Retorno .....	36
3.1.4	Payback .....	36
3.2	Análise econômica para sistemas eólicos conectados à rede.....	37
4	Dimensionamento do sistema eólico .....	39
4.1	Micro e minigeração distribuída .....	39

4.1.1	Caracterização .....	39
4.1.2	Procedimentos para viabilização de acesso .....	39
4.1.3	Solicitação de acesso .....	40
4.1.4	Parecer de acesso .....	41
4.1.5	Relacionamento operacional .....	41
4.1.6	Obras .....	42
4.1.7	Obras de responsabilidade do acessante .....	42
4.1.8	Ponto de conexão e instalações de conexão .....	42
4.1.9	Obras de responsabilidade da energisa .....	43
4.1.10	Solicitação de vistoria .....	43
4.2	Escolha do aerogerador .....	43
5	Materiais e métodos.....	47
6	Resultados.....	48
7	Conclusão .....	51
	Referências Bibliográficas .....	52

# 1 INTRODUÇÃO

A energia eólica - produzida a partir da força dos ventos - é abundante, renovável, limpa e disponível em muitos lugares. Essa energia é gerada por meio de aerogeradores, nas quais a força do vento é captada por hélices ligadas a uma turbina que aciona um gerador elétrico. A quantidade de energia transferida é função da densidade do ar, da área coberta pela rotação das pás (hélices) e da velocidade do vento.

A avaliação técnica do potencial eólico exige um conhecimento detalhado do comportamento dos ventos. Os dados relativos a esse comportamento - que auxiliam na determinação do potencial eólico de uma região - são relativos à intensidade da velocidade e à direção do vento. Para obter esses dados, é necessário também analisar os fatores que influenciam o regime dos ventos na localidade do empreendimento. Entre eles pode-se citar o relevo, a rugosidade do solo e outros obstáculos distribuídos ao longo da região.

Para que a energia eólica seja considerada tecnicamente aproveitável, é necessário que sua densidade seja maior ou igual a  $500 \text{ W/m}^2$ , a uma altura de 50 metros, o que requer uma velocidade mínima do vento de 7 a 8 m/s. Segundo a Organização Mundial de Meteorologia, o vento apresenta velocidade média igual ou superior a 7 m/s, a uma altura de 50 m, em apenas 13% da superfície terrestre. Essa proporção varia muito entre regiões e continentes, chegando a 32% na Europa Ocidental.

A utilização dessa fonte para geração de eletricidade, em escala comercial, começou na década de 1970, quando se acentuou a crise internacional de petróleo. Os EUA e alguns países da Europa se interessaram pelo desenvolvimento de fontes alternativas para a produção de energia elétrica, buscando diminuir a dependência do petróleo e carvão.

Quanto à aplicação desse tipo de energia no Brasil, pode-se dizer que as grandes centrais eólicas podem ser conectadas à rede elétrica uma vez que possuem um grande potencial para atender o Sistema Interligado Nacional (SIN). As pequenas centrais, por sua vez, são destinadas ao suprimento de eletricidade a comunidades ou sistemas isolados, contribuindo para o processo de universalização do atendimento de energia.

Em relação ao local, a instalação pode ser feita em terra firme (on-shore) ou no mar (off-shore).

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), o Brasil possui 248 megawatts (MW) de capacidade instalada de energia eólica, derivados de dezesseis empreendimentos em operação. O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, elaborado pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), mostra um potencial bruto de 143,5 GW, o que torna a energia eólica uma alternativa importante para a diversificação do "mix" de geração de eletricidade no País. O maior potencial foi identificado na região litoral do Nordeste e no Sul e Sudeste. O potencial de energia anual para o Nordeste é de cerca de 144,29 TWh/ano; para a região Sudeste, de 54,93 TWh/ano; e, para a região Sul, de 41,11 TWh/ano.

Ainda que a principal referência de potencial eólico do Brasil, o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (Amarante et al., 2001), não apresente avaliações a respeito da potencialidade energética dos ventos na plataforma continental do vasto litoral brasileiro - que tem nada menos que 7.367 km de extensão e conta com avançado desenvolvimento em tecnologias offshore em função do desenvolvimento e capacitação para a prospecção e produção de petróleo e gás natural neste ambiente - esta alternativa não pode ser ignorada e esta via deve ser ainda cuidadosamente avaliada, tendo em vista que estes projetos apresentam um maior volume específico de energia elétrica gerada ao beneficiarem-se da constância dos regimes de vento no oceano.

As aplicações mais favoráveis desta fonte energética no Brasil estão na integração ao sistema interligado de grandes blocos de geração nos sítios de maior potencial. Em certas regiões, como por exemplo, a região Nordeste, no vale do Rio São Francisco, pode ser observada uma situação de conveniente complementariedade da geração eólica com o regime hídrico, seja no período estacional ou na geração de ponta do sistema - ou seja, o perfil de ventos observado no período seco do sistema elétrico brasileiro mostra maior capacidade de geração de eletricidade justamente no momento em que a afluência hidrológica nos reservatórios hidrelétricos se reduz. Por outro lado, no período úmido do sistema elétrico brasileiro, caracterizado pelo maior enchimento destes reservatórios, o potencial de geração eólica de eletricidade se mostra menor.

Assim, a energia eólica se apresenta como uma interessante alternativa de complementariedade no sistema elétrico nacional.

No Brasil a resolução 482 da Aneel (ANEEL-4) estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de

energia elétrica e também o sistema de compensação de energia. A resolução possibilita que qualquer usuário do sistema elétrico, seja pessoa física ou jurídica, possa gerar sua própria energia, desde que atendam aos requisitos básicos apresentados na resolução.

Este trabalho tem então por finalidade, fazer a análise da viabilidade técnica e econômica de um sistema eólico conectado à rede no cenário atual.

## 1.1 ESTRUTURA DO TRABALHO

No capítulo 2 será feita uma revisão bibliográfica sobre a energia eólica abordando assuntos como o próprio vento de uma forma geral, os fatores que influenciam o regime do mesmo, a energia e a potência extraída do vento, análise da velocidade do vento, abordando também a matriz energética do Brasil e a energia eólica no país.

No capítulo 3 será feita uma abordagem sobre as técnicas de Engenharia Econômica como VPL, TIR e Payback, onde serão utilizadas para fazer a análise da viabilidade econômica para a implantação do aerogerador residencial.

No capítulo 4 será feito o dimensionamento do sistema eólico utilizado, onde serão abordados alguns temas como mini e microgeração distribuída e os procedimentos técnicos e burocráticos para ser possível a implantação do aerogerador. Será apresentado também o aerogerador escolhido e todas as suas características, desde preço até sua curva de produção de energia em função da velocidade do vento.

No capítulo 5 são citados os softwares que foram utilizados para fazer os cálculos da viabilidade econômica para implantação do aerogerador residencial.

No capítulo 6 são apresentados todos os cálculos e resultados do estudo feito.

## 2 A ENERGIA EÓLICA

Os ventos nada mais são do que massas de ar em movimento. A energia cinética presente nas massas de ar em movimento é chamada de energia eólica.

Os ventos são gerados pelo aquecimento não uniforme da superfície terrestre. Essa não uniformidade no aquecimento da atmosfera é ocasionada, entre outros fatores, devido à orientação dos raios solares e aos movimentos de rotação e translação da terra. Quando o sol aquece uma determinada área de terra, o ar ao redor dessa massa de terra absorve parte desse calor. Em certa temperatura, esse ar mais quente começa a se elevar muito rapidamente, pois um determinado volume de ar quente é mais leve do que um mesmo volume de ar mais frio. As partículas de ar que se movem mais rápido (mais quentes) exercem uma pressão maior do que as partículas que se movem mais devagar, de modo que são necessárias menos partículas quentes para manter a pressão do ar normal em uma determinada elevação. Quando este ar quente mais leve se eleva subitamente, o ar mais frio flui rapidamente para preencher o espaço vazio deixado. (AMARANTE, 2010).

A energia eólica pode ser considerada como uma das formas em que se manifesta a energia proveniente do Sol, isto porque os ventos são causados pelo aquecimento diferenciado da atmosfera. Essa não uniformidade no aquecimento da atmosfera deve ser creditada, entre outros fatores, à orientação dos raios solares e aos movimentos da Terra. As regiões tropicais, que recebem os raios solares quase que perpendicularmente, são mais aquecidas do que as regiões polares. Consequentemente, o ar quente que se encontra nas baixas altitudes das regiões tropicais tende a subir, sendo substituído por uma massa de ar mais frio que se desloca das regiões polares. O deslocamento de massas de ar determina a formação dos ventos. A Figura 1 apresenta esse mecanismo.

Existem locais no globo terrestre nos quais os ventos jamais cessam de “soprar”, pois os mecanismos que os produzem (aquecimento no equador e resfriamento nos pólos) estão sempre presentes na natureza. São chamados de ventos planetários ou constantes, e podem ser classificados em:

- Alísios: ventos que sopram dos trópicos para o Equador, em baixas altitudes.

- Contra-Alísios: ventos que sopram do Equador para os pólos, em altas altitudes.
- Ventos do Oeste: ventos que sopram dos trópicos para os pólos.
- Polares: ventos frios que sopram dos pólos para as zonas temperadas.

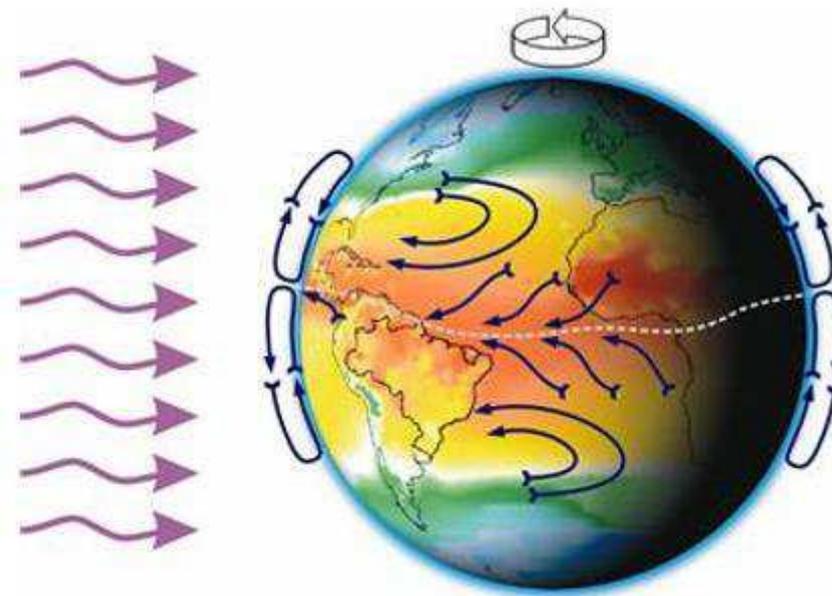


Figura 1. Formação dos ventos devido ao deslocamento das massas de ar.

Fonte: Atlas Eólico do Brasil, 1998.

Tendo em vista que o eixo da Terra está inclinado de  $23,5^\circ$  em relação ao plano de sua órbita em torno do Sol, variações sazonais na distribuição de radiação recebida na superfície da Terra resultam em variações sazonais na intensidade e duração dos ventos, em qualquer local da superfície terrestre. Como resultado surge os ventos continentais ou periódicos e compreendem as monções e as brisas.

As monções são ventos periódicos que mudam de direção a cada seis meses aproximadamente. Em geral, as monções sopram em determinada direção em uma estação do ano e em sentido contrário em outra estação. Em função das diferentes capacidades de refletir, absorver e emitir o calor recebido do Sol, inerentes à cada tipo de superfície (tais como mares e continentes), surgem as brisas que caracterizam-se por serem ventos periódicos que sopram do mar para o continente e vice-versa. No período diurno, devido à maior capacidade da terra de refletir os raios solares, a temperatura do ar aumenta e, como consequência, forma-se uma corrente de ar que sopra do mar para a terra (brisa marítima). À noite, a temperatura da terra cai mais rapidamente do que a temperatura da água e, assim, ocorre a brisa terrestre que sopra da terra para o mar.

Normalmente, a intensidade da brisa terrestre é menor do que a da brisa marítima devido à menor diferença de temperatura que ocorre no período noturno. Sobreposto ao sistema de geração dos ventos descrito acima, encontram-se os ventos locais, que são originados por outros mecanismos mais específicos. São ventos que sopram em determinadas regiões e são resultantes das condições locais, que os tornam bastante individualizados. A mais conhecida manifestação local dos ventos é observada nos vales e montanhas. Durante o dia, o ar quente nas encostas da montanha se eleva e o ar mais frio desce sobre o vale para substituir o ar que subiu. No período noturno, a direção em que sopram os ventos é novamente revertida, e o ar frio das montanhas desce e se acumula nos vales.

## 2.1 FATORES QUE INFLUENCIAM O REGIME DOS VENTOS

O comportamento estatístico do vento ao longo do dia é um fator que é influenciado pela variação de velocidade do vento ao longo do tempo. As características topográficas de uma região também influenciam o comportamento dos ventos uma vez que, em uma determinada área, podem ocorrer diferenças de velocidade, ocasionando a redução ou aceleração na velocidade do vento. Além das variações topográficas e de rugosidade do solo, a velocidade também varia seu comportamento com a altura.

Tendo em vista que a velocidade do vento pode variar significativamente em curtas distâncias (algumas centenas de metros), os procedimentos para avaliar o local, no qual se deseja instalar turbinas eólicas, devem levar em consideração todos os parâmetros regionais que influenciam nas condições do vento. Entre os principais fatores de influência no regime dos ventos destacam-se:

- A variação da velocidade com a altura;
- A rugosidade do terreno, que é caracterizada pela vegetação, utilização da terra e construções;
- Presença de obstáculos nas redondezas;
- Turbulência.

As informações necessárias para o levantamento das condições regionais podem ser obtidas a partir de mapas topográficos e de uma visita ao local de interesse para avaliar e modelar a rugosidade e os obstáculos. O uso de imagens aéreas e dados de

satélite também contribuem para uma análise mais acurada. A Figura 2 mostra, de uma forma genérica, como os ventos se comportam quando estão sob a influência das características da superfície do solo.

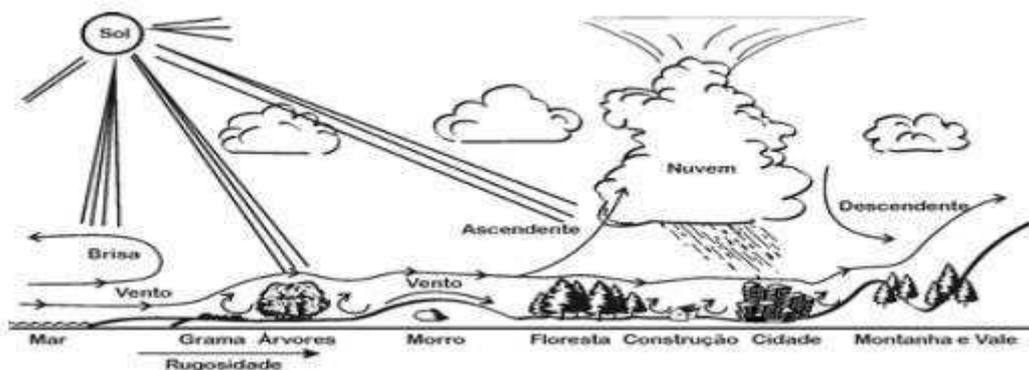


Figura 2. Ilustração do comportamento do vento sob a influência das características do terreno.

Fonte: Atlas do Potencial Eólico do Brasil, 2001.

### 2.1.1 VARIAÇÃO DA VELOCIDADE COM A ALTURA

A variação da velocidade do vento em função da altura deve-se ao atrito gerado entre as massas de ar e a superfície do solo, que causa uma diminuição na velocidade do vento. Assim, quanto mais distante do solo maior será a velocidade do vento devido ao menor atrito com a superfície como pode ser observado na Figura 3.

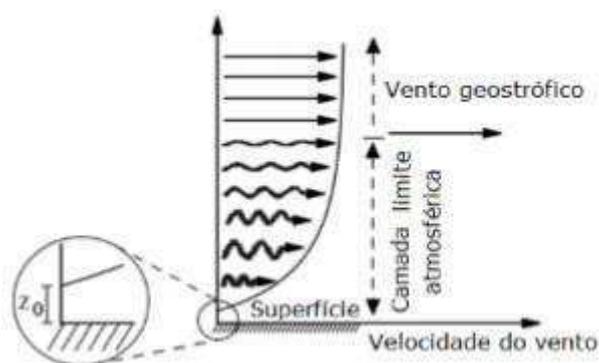


Figura 3. Ilustração do perfil vertical da velocidade do vento, desde a superfície até a altura do vento geostrófico.

Fonte: BURTON; SHARPE; NICK, 2001.

O vento geostrófico é um modelo idealizado que apenas aproxima o comportamento verdadeiro do escoamento de ar em altos níveis (onde as forças de atrito não são significativas), em latitudes médias e altas (uma vez que nas proximidades do Equador a força de Coriolis é praticamente nula). Contudo, na linguagem técnica da

energia eólica, o vento acima de alguns poucos quilômetros da superfície, que não sofre influência do atrito da superfície, é comumente referido como sendo vento geostrófico.

Apesar de na atmosfera real os ventos nunca serem puramente geostróficos, o vento geostrófico idealizado fornece uma aproximação útil dos ventos reais em altos níveis. Os maiores desvios do vento em relação ao vento geostrófico ocorrem quando as massas de ar percorrem trajetórias de grande curvatura (AMARANTE, 2010).

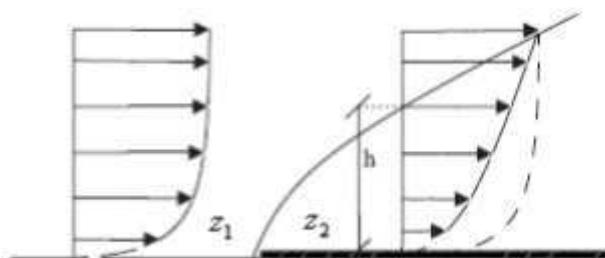
As turbinas são instaladas na camada limite atmosférica, e nesta Região há uma variação na velocidade do vento dada a influência direta do atrito do solo. Por isso, é de grande importância saber como a velocidade do vento varia nessa camada, para avaliar não só a produção de energia elétrica com mais precisão, como também os carregamentos e fadigas impostos aos mecanismos das turbinas.

### 2.1.2 RUGOSIDADE DO TERRENO

A rugosidade do solo pode ser definida como as irregularidades apresentadas na sua superfície. Dessa forma, pode-se dizer que uma superfície lisa apresenta baixa rugosidade, enquanto uma superfície mais irregular apresenta alta rugosidade.

Árvores, arbustos, vegetação rasteira e pequenas construções influenciam a rugosidade do solo.

O perfil vertical de velocidade do vento varia em relação à diferença de rugosidade na superfície do solo, como pode ser visto na Figura 4.



**Figura 4. Ilustração da Influência da mudança de rugosidade no perfil vertical do vento.**

**Fonte: BURTON; SHARPE; NICK, 2001.**

Pode-se observar a influência no perfil vertical do escoamento devido à mudança de rugosidade  $Z_1$  para  $Z_2$ . O perfil da velocidade na superfície  $Z_2$  é mais aberto em relação ao perfil da superfície  $Z_1$ , ou seja, há uma transferência da velocidade da parte inferior para a parte superior do perfil, causado pelo atrito superficial (BURTON; SHARPE; NICK, 2001).

O comprimento de rugosidade  $Z_0$  é parametrizado em metros e é a altura em que a velocidade do vento é zero. Os valores típicos de  $Z_0$  são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1. Tabela 1 - Classificação do terreno quanto à rugosidade.

Classes de cobertura do solo	Descrição	$Z_0$ (m)
Água	Áreas representadas por lagoas e represas	0,0002
Solo exposto	Regiões não ocupadas por edificações e sem qualquer tipo de cobertura vegetal	0,03
Vegetação rasteira	Vegetação de pequeno porte ou com obstáculos esparsos em altura que podem ser árvores ou construções	0,1
Vegetação arbórea	Áreas com vegetação arbórea significativa, que podem ser remanescentes de florestas	1,0
Área urbana residencial	Regiões com edificações de até dois pavimentos, tipologia típica de bairros residenciais	0,33
Área urbana densa de altura média	Áreas compostas por residências e prédios de até 8 pavimentos, com pequeno afastamento entre eles	0,39
Área urbana de alta densidade	Regiões de densidade elevada que apresentam edificações acima de 10 pavimentos, com pequenos afastamentos entre eles	3,8

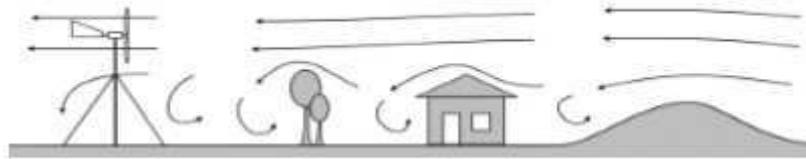
Fonte: Adaptado de BURTON; SHARPE; NICK (2001).

### 2.1.3 PRESENÇA DE OBSTÁCULOS NAS REDONDEZAS

Edifícios, árvores, formações rochosas, entre outros, têm grande influência na diminuição da velocidade do vento, e são fontes de turbulência em sua vizinhança, sendo, dessa maneira, responsáveis pela queda do potencial eólico (BURTON; SHARPE; NICK, 2001).

Grande parte da turbulência é gerada na Região traseira do obstáculo, considerando-se como sendo a Região dianteira a face onde incide o fluxo dos ventos, e pode propagar-se até três vezes a dimensão do objeto, dessa forma, deve-se evitar grandes obstáculos próximo das turbinas eólicas, principalmente na direção do vento predominante.

Pode-se observar na Figura 5 como o escoamento é afetado na área envolvente dos obstáculos.



**Figura 5. Ilustração das turbulências causadas por diferentes obstáculos**

**Fonte: ELETRÔNICA, 2013.**

A rugosidade do solo é um dos fatores que influenciam o efeito dos ventos em uma determinada Região, e por esta razão deve ser considerado na escolha do local de instalação de turbinas eólicas.

Caso os obstáculos se encontrem a menos de 1 km, medido segundo a direção de ventos predominantes, deve ser realizado inicialmente uma análise da turbulência no sítio onde será instalado o parque eólico.

#### 2.1.4 TURBULÊNCIA

Turbulência é uma flutuação na velocidade do vento em uma escala de tempo relativamente rápida, tipicamente menos do que cerca de 10 min. A turbulência afeta o aproveitamento da energia do vento, causando mudanças na direção e na velocidade do mesmo.

As principais causas da turbulência são:

- Atrito com a superfície da terra, que causa perturbações tão extensas quantos as geradas pelas características topográficas como colinas e montanhas;
- Efeitos termais, que causam o movimento vertical das massas de ar.

A turbulência é um processo complexo, e não pode ser simplesmente representado por equações determinísticas, sendo necessário recorrer a técnicas estatísticas.

A componente flutuante do vento pode conter uma energia considerável em frequências próximas das frequências de oscilação da estrutura da turbina eólica, submetendo essa estrutura a esforços que reduzirão seu tempo de vida útil ou, até mesmo, um colapso imediato de sua estrutura física. Como a turbulência é um

fenômeno inerente ao escoamento e não é possível eliminá-la, deve-se considerá-la como um fator determinante no projeto de turbinas eólicas (AMARANTE, 2010).

## 2.2 ENERGIA E POTÊNCIA EXTRAÍDA DO VENTO

A energia cinética de uma massa de ar  $m$  em movimento a uma velocidade  $v$  é dada por:

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

Considerando a mesma massa de ar  $m$  em movimento a uma velocidade  $v$ , perpendicular a uma seção transversal de um cilindro imaginário como mostrado na Figura 6, pode-se demonstrar que a potência disponível no vento que passa pela seção  $A$ , transversal ao fluxo de ar, é dada por:

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

Onde:

- $P$  = Potência do vento [W];
- $\rho$  = Massa específica do ar [kg/m<sup>3</sup>];
- $A$  = Área da seção transversal [m<sup>2</sup>];
- $v$  = Velocidade do vento [m/s].

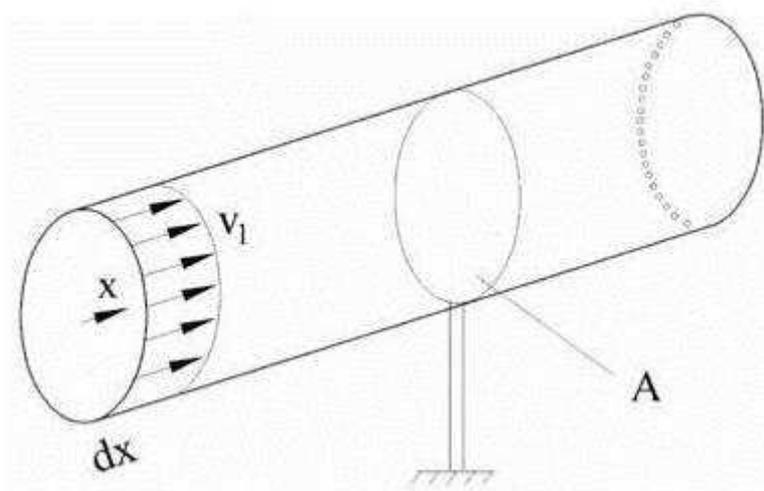


Figura 6. Fluxo de ar através de uma área transversal.

Fonte: [www.cresesb.cepel.br](http://www.cresesb.cepel.br).

A expressão 2 também pode ser escrita por unidade de área, definindo, desta forma, a densidade de potência  $DP$ , ou fluxo de potência:

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

Ao reduzir a velocidade do deslocamento da massa de ar, a energia cinética do vento é convertida em energia mecânica através da rotação das pás. A potência disponível no vento não pode ser totalmente aproveitada pelo aerogerador na conversão de energia elétrica. Para levar em conta esta característica física, é introduzido um índice denominado coeficiente de potência  $cp$ , que pode ser definido como a fração da potência eólica disponível que é extraída pelas pás do rotor. Para determinar o valor máximo desta parcela de energia extraída do vento ( $cp$  máximo), o físico alemão Albert Betz considerou um conjunto de pás em um tubo onde  $v_1$  representa a velocidade do vento na região anterior às pás,  $v_2$  a velocidade do vento no nível das pás e  $v_3$  a velocidade no vento após deixar as pás, conforme apresentado na Figura 7

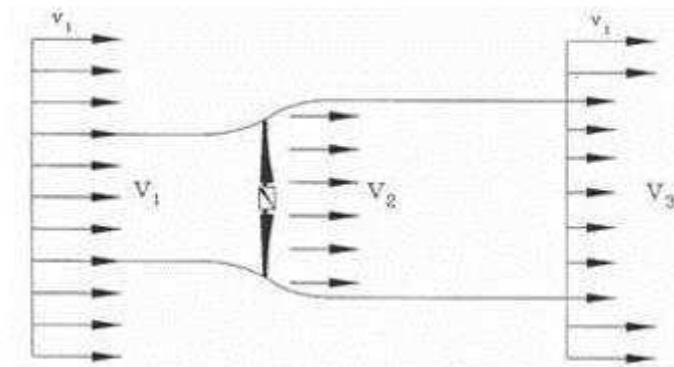


Figura 7. Perdas de velocidade do vento na passagem por um conjunto de pás.

Fonte: [www.cresesb.cepel.br](http://www.cresesb.cepel.br).

Como na Figura 7, Betz assume um deslocamento homogêneo do fluxo de ar a uma velocidade  $v_1$  que é retardada pelo conjunto de pás, assumindo uma velocidade  $v_3$  a jusante das pás. Pela lei da continuidade, temos que:

$$\rho v_1 A_1 = \rho v_2 A_2 = \rho v_3 A_3 \quad (4)$$

Como a redução da pressão do ar é mínima, a densidade do ar pode ser considerada constante. A energia cinética extraída pelo aerogerador é a diferença entre a energia cinética a montante e a energia cinética a jusante do conjunto de pás:

$$E_{ex} = \frac{1}{2} m (v_1^2 - v_3^2) \quad (5)$$

A potência extraída do vento por sua vez é dada pela equação acima.

Neste ponto é necessário fazer duas considerações extremas sobre a relação entre as velocidades  $v_1$  e  $v_3$ : A velocidade do vento não é alterada ( $v_1 = v_3$ ) – Neste caso nenhuma potência é extraída;

A velocidade do vento é reduzida a valor zero ( $v_3 = 0$ ) – Neste caso o fluxo de massa de ar é zero, o que significa também que nenhuma potência seja retirada.

A partir dessas duas considerações extremas, a velocidade referente ao máximo de potência extraída é um valor entre  $v_1$  e  $v_3$ . Este valor pode ser calculado se a velocidade no rotor  $v_2$  é conhecida. A massa de ar é dada por:

$$m = \rho A v_2 \quad (6)$$

Pelo teorema de Rankine-Froude, pode-se assumir que a relação entre as velocidades  $v_1$ ,  $v_2$  e  $v_3$  é dada por:

$$v_2 = \frac{v_1 + v_3}{2} \quad (7)$$

Se a massa de ar apresentada na equação 6 e a velocidade apresentada na equação 7 forem inseridas na mesma equação 5, tem-se:

$$E_{ex} = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \left\{ \frac{1}{2} \left[ 1 + \frac{v_3}{v_1} \right] * \left[ 1 - \left( \frac{v_3}{v_1} \right)^2 \right] \right\} \quad (8)$$

Onde:

$$\text{Potência do vento} = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \quad (9)$$

$$\text{Coeficiente de Potência} = \left\{ \frac{1}{2} \left[ 1 + \frac{v_3}{v_1} \right] * \left[ 1 - \left( \frac{v_3}{v_1} \right)^2 \right] \right\} \quad (10)$$

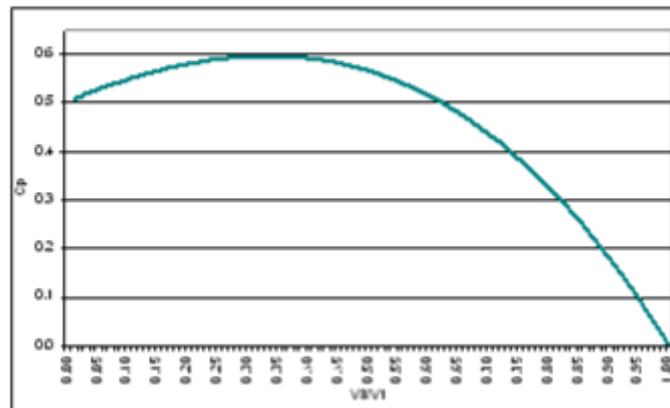


Figura 8. Distribuição de CP em função de  $v_3/v_1$ .

Fonte: [www.cresesb.cepel.br](http://www.cresesb.cepel.br).

Ao considerar o coeficiente de potência  $cp$  em função de  $v_3/v_1$  temos que:

$$Cp_{Betz} = \frac{16}{27} = 0,59, \text{ onde } \frac{v_3}{v_1} = \frac{1}{3} \quad (11)$$

## 2.3 ANÁLISE DA VELOCIDADE DO VENTO

### 2.3.1 METEOROLOGIA

Em meteorologia, os ventos são muitas vezes expressos de acordo com a sua força e a direção de onde ele está soprando. Os ventos com grandes variações de velocidade em um curto espaço de tempo são chamados de rajada, que também pode se referir aos curtos momentos em que a velocidade do vento é a máxima. Os ventos fortes de duração intermediária (cerca de um minuto) são chamados de instabilidade ou lufada. Os ventos de longa duração têm diversos nomes associados com a sua intensidade média, como a brisa, vento, tempestade, furacão e tufão. O vento ocorre em uma série de escalas, a partir de tempestade com duração de fluxos dezenas de minutos, para brisas locais gerada pelo aquecimento da superfície terrestre e duradoura de algumas horas, para o mundo, os ventos resultante da diferença na absorção de energia solar entre a zona do climas na Terra. As duas principais causas de larga escala de circulação atmosférica são o aquecimento diferencial entre a linha do equador e os pólos, e a rotação do planeta (efeito Coriolis). Dentro dos trópicos, a baixa atividade térmica e as circulações sobre planaltos do terreno e alta pode dirigir da circulação: chamados demonção. Nas zonas costeiras da brisa do mar, em áreas que têm terreno variável, brisas de montanha e vale pode dominar ventos locais.

Pela sua extensão em latitude, o Brasil apresenta diferentes climas que variam do equatorial (úmido e semiúmido), na região Norte, ao subtropical, na região Sul. Na Figura 9 são apresentadas as médias climatológicas sazonais de precipitação e temperatura, que ilustram os diferentes tipos de clima e suas sazonalidades. As velocidades médias sazonais de vento (a 50m de altura), estão adicionadas à Figura 9 para ilustrar a complementaridade sazonal entre o potencial eólico e o hídrico, sendo este último fundamentalmente associado à precipitação pluviométrica.

O norte do país é dominado pelo clima equatorial úmido, caracterizado por temperaturas médias superiores a 25 ° C e chuvas acima de 2.000mm/ano. É a região da Floresta Amazônica, gerada e mantida pela maior intensidade pluviométrica, cuja causa é a Zona de Convergência Intertropical (ZCIT), para onde convergem os ventos de superfície oriundos dos dois hemisférios terrestres. Uma área de clima equatorial semi-

úmido ocorre mais ao norte, abrangendo a metade nordeste do Estado de Roraima e o noroeste do Pará, com totais pluviométricos entre 1.500mm/ano e 2.000mm/ano.

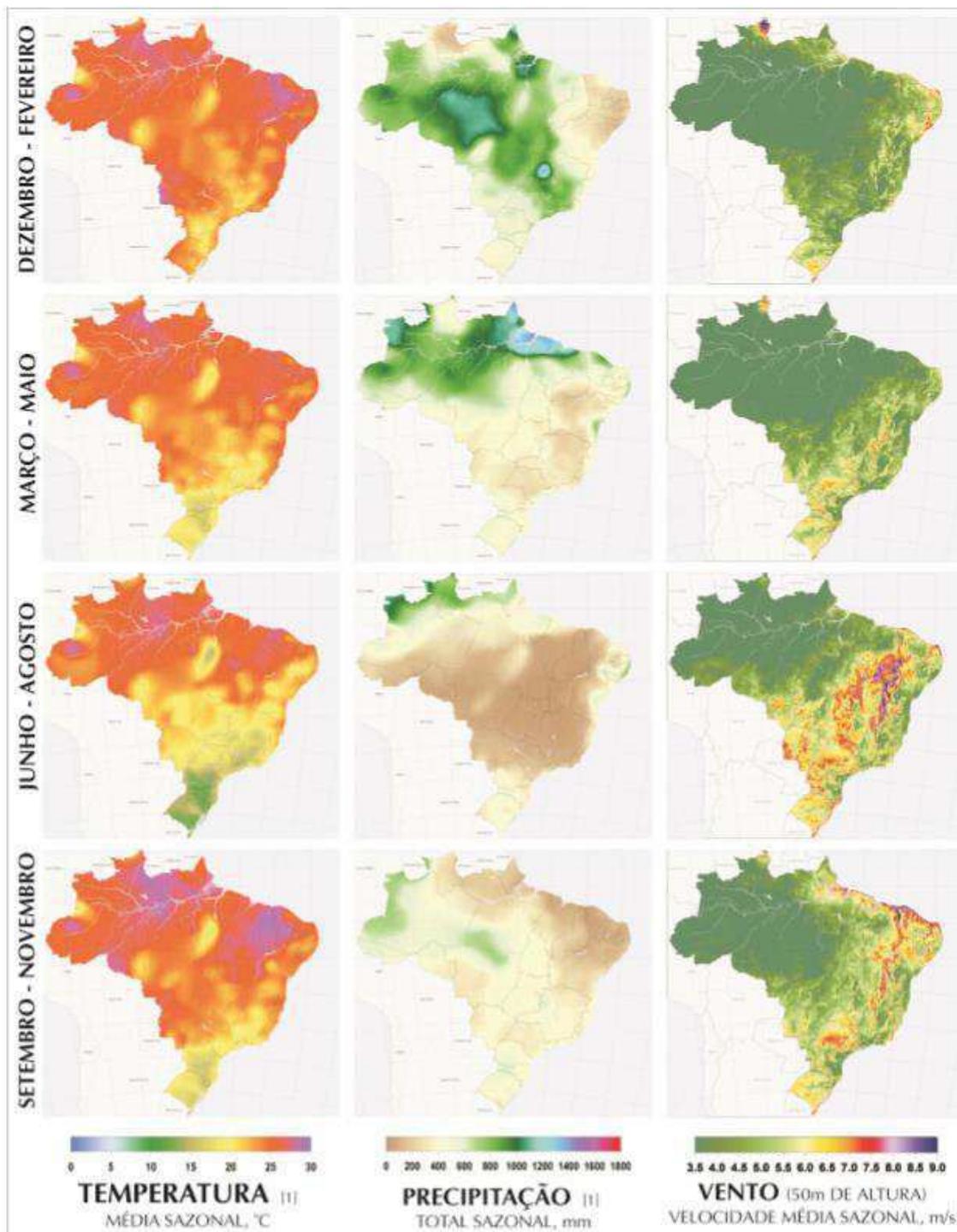


Figura 9. Médias climatológicas sazonais de temperatura, precipitação e velocidade de vento sobre o Brasil.

Fonte: Atlas do Potencial Eólico do Brasil, 2001.

O clima tropical abrange praticamente toda a costa, desde o Maranhão até partes de São Paulo, estende-se a oeste até Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, inclui partes do

Nordeste e estados centrais como Goiás e Tocantins. É caracterizado por chuvas com sazonalidade bem definida: estação seca de 4-5 meses (abril-setembro) e chuvosa (novembro-março). Essa sazonalidade tem importante papel energético no sistema elétrico brasileiro, de geração predominantemente hidráulica, pois suas principais bacias de aproveitamento têm origem nessa região.

Ao longo das serras de Minas Gerais e São Paulo o clima é tropical de altitude, com temperatura média anual pouco inferior a 20 ° C.

No Sertão nordestino destaca-se um enclave de clima semi-árido, com temperaturas médias anuais superiores a 25 ° C, pluviosidade inferior a 750mm/ano e longas estiagens de mais de 8 meses por ano. Abaixo do Trópico de Capricórnio (latitude 23°27'S) a região Sul é dominada pelo clima subtropical, cujas características térmicas e pluviométricas são similares às do clima temperado, com temperaturas médias anuais inferiores a 20 ° C e chuvas bem distribuídas ao longo do ano.

As amplitudes térmicas anuais são menores na grande região mais próxima ao Equador, aumentando em direção ao extremo sul do país.

Entre os grandes fatores que influem no clima brasileiro estão a Zona de Convergência Intertropical ao norte, móvel ao longo do ano e para a qual convergem os ventos alísios; as distintas ações exercidas pelo relevo continental, incluindo-se a formidável muralha à circulação atmosférica exercida pelo maciço dos Andes no extremo oeste do continente sul-americano; a ação contínua da alta pressão do Anticiclone Tropical Atlântico; e a ação periódica irregular das massas de ar polares que adentram as regiões Sul e Sudeste em maior intensidade. A Amazônia representa uma região bastante peculiar na Terra, pela extensão da área ocupada por florestas equatoriais e pela intensidade e o volume em que ocorrem as trocas de energia entre água e atmosfera, em um sistema superfície-atmosfera fortemente acoplado.

### 2.3.2 VELOCIDADE DO VENTO

Sabendo de todo o clima do Brasil, é necessário saber também a velocidade do vento em todo o território nacional.

Os recursos apresentados na legenda da Figura 10 referem-se à velocidade média do vento e energia eólica média a uma altura de 50m acima da superfície para 5 condições topográficas distintas, definidas como:

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

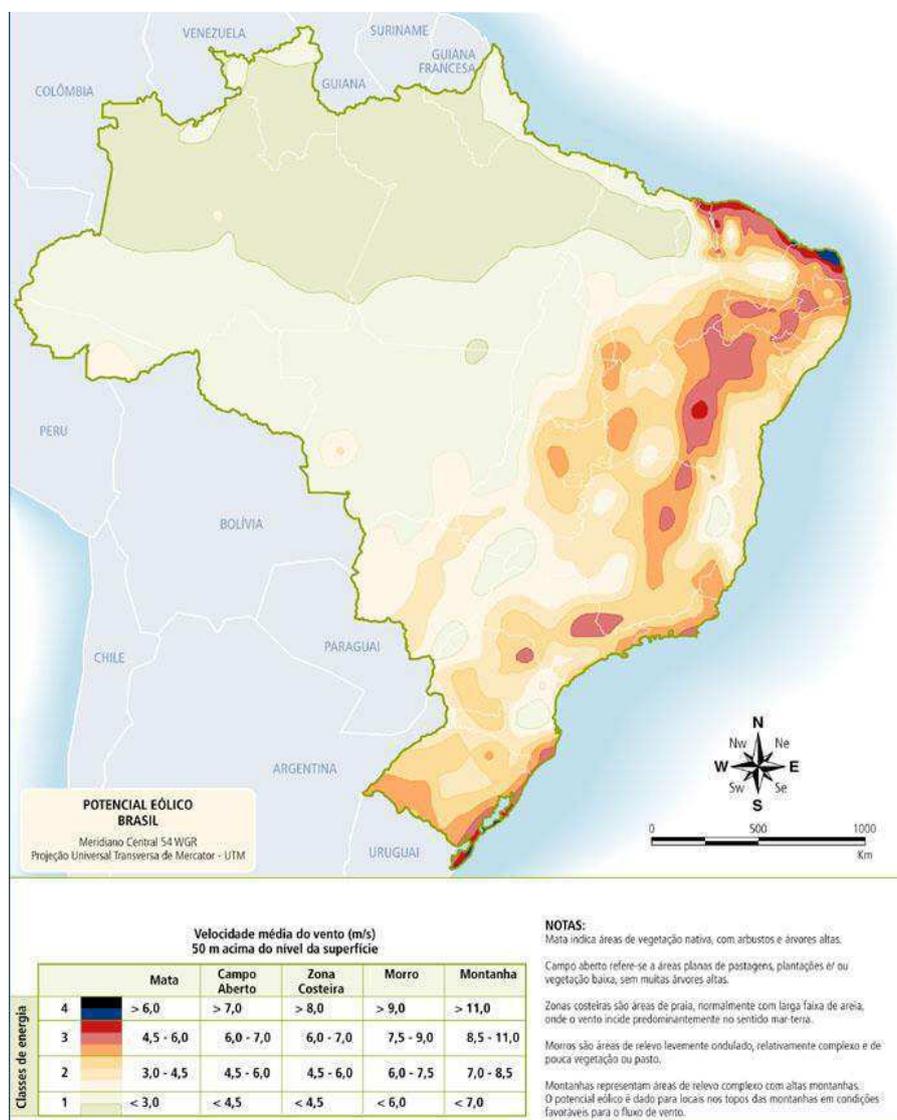


Figura 10. Velocidade média anual do vento a 50 m de altura.

Fonte: FEITOSA, E. A. N. et al. Panorama do Potencial Eólico no Brasil. Brasília: Dupligráfica, 2003.

Na legenda, a classe 1 representa regiões de baixo potencial eólico, de pouco ou nenhum interesse para o aproveitamento da energia eólica. A classe 4 corresponde aos melhores locais para aproveitamento dos ventos no Brasil. As classes 2 e 3 podem ou não ser favoráveis, dependendo das condições topográficas. Por exemplo: um local de classe 3 na costa do Nordeste (zona costeira) pode apresentar velocidades médias anuais entre 6,5 e 8 m/s, enquanto que um local de classe 3 no interior do Maranhão (mata) apresentará apenas valores entre 4,5 e 6 m/s.

A Tabela 2 mostra a classificação das velocidades de vento e regiões topográficas utilizadas no mapa da Figura 10. Os valores correspondem à velocidade média anual do vento a 50 m de altura em m/s ( $V_m$ ) e à densidade de energia média em  $W/m^2$  ( $E_m$ ). Os valores de  $E_m$  foram obtidos para as seguintes condições padrão: altitude igual ao nível do mar, temperatura de 20°C e fator de Weibull de 2,5. A mudança de altitude para 1.000 m acima do nível do mar acarreta uma diminuição de 9% na densidade de energia média e a diminuição de temperatura para 15°C provoca um aumento de cerca de 2% na densidade de energia média.

**Tabela 2. Definição das classes de energia.**

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

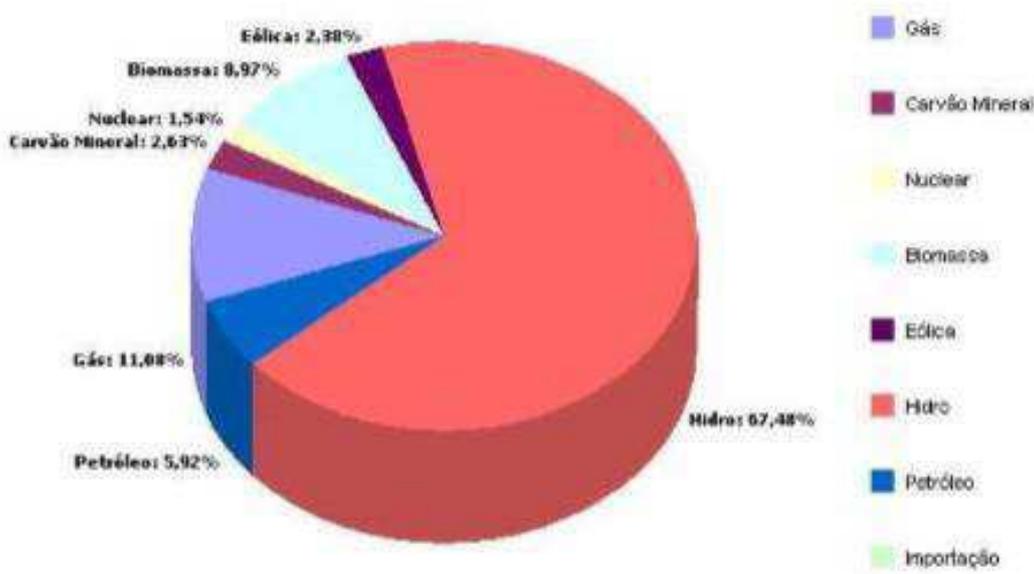
Fonte: : FEITOSA, E. A. N. et al. **Panorama do Potencial Eólico no Brasil**. Brasília: Dupligráfica, 2003.

## 2.4 A MATRIZ ENERGÉTICA DO BRASIL

O Brasil é um país privilegiado pela natureza e tem vários rios onde foi possível construir usinas hidrelétricas de médio e grande porte, sendo esse tipo de geração o principal constituinte da matriz energética brasileira atual. Segundo dados da Aneel de Maio de 2014 (ANEEL-1) existem hoje no Brasil 1.108 usinas hidroelétricas com potência instalada somada de 86.918.788 kW, o que representa um total de 67,44 % de toda matriz energética nacional.

O Brasil possui ainda 116 usinas termoeletricas de gás natural e 41 usinas termoeletricas e gás processado com uma capacidade instalada de 12.534.521 kW e 1.747.423 kW respectivamente. As capacidades somadas resultam em um total de 11,08% de toda matriz nacional, conforme se observa na Figura 11.

As outras fontes de energia do Brasil vem da queima de derivados de petróleo em 1176 usinas com capacidade instalada de 7.628.648 kW ou 5,92%, da queima de biomassa em 481 com capacidade instalada de 11.555.513 kW ou 8,43%, da queima de carvão mineral em 13 usinas com capacidade de 3.389.465 kW ou 2,47%, de 2 usinas nucleares com capacidade de 1.990.000 kW ou 1,45%, de 145 usinas eólicas com capacidade instalada de 3.067.780 kW ou 2,24% e de importação do Paraguai, Argentina, Venezuela e Uruguai com um total de 8.170.000 kW ou 5,96%. O Cenário atual mostra a necessidade de diversificação da matriz energética nacional (Santos, 2014) (ANEEL-1)



**Figura 11. Matriz Energética Brasileira.**

Fonte: ANEEL, 2013.

Atualmente a produção de energia fotovoltaica no Brasil é tão pequena que suas 107 usinas tem capacidade instalada de apenas 9.354 kW com uma porcentagem de participação no sistema nacional de apenas 0,0068%. O relatório geral aponta que o Brasil tem 137.016.942 kW de carga instalada.

Pela análise apresentada percebemos que as energias solar e eólica são pouco usadas no país com uma capacidade total instalada somada de apenas 3.077.134 kW. Se compararmos esses dados com países como Alemanha que possui fontes renováveis

solar e eólica fortemente solidificada em sua matriz energética percebe-se que o Brasil tem muito a desenvolver nessas áreas.

Segundo dados de Abril de 2014 do instituto Fraunhofer (BRUGER, 2014), a Alemanha possui 36.858.000 kW de potência instalada provenientes de fontes solares e 33.668.000 kW de fontes eólicas, o que representa 21,48% e 19,62% respectivamente de toda a carga instalada no país.

## 2.5 ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

Entre 2006 e 2013, a energia que vem dos ventos aumentou 829%. E, até 2018, sua participação na matriz energética brasileira deve saltar para 8%, com capacidade para fornecer eletricidade para cerca de 24 milhões de residências. Em seis anos, a capacidade instalada dessa fonte de energia no país deve aumentar quase 300%, saltando de, aproximadamente, 3.500 MW (megawatts) para 13.487,3 MW. O Brasil já conta com 167 parques eólicos. E o Rio Grande do Norte lidera a corrida por esse tipo de energia. O estado, em apenas três anos, deixou de importar energia e, hoje, é autossuficiente devido à força do vento. A previsão é que, até o fim de 2014, o estado supere em energia eólica países como Noruega, Finlândia, Coreia do Sul, Bulgária, Chile e Argentina. Ainda há problemas a serem resolvidos para que o Brasil utilize todo seu potencial eólico. Como é o caso dos 167 parques instalados no país: 36 ainda estão desconectados da rede por falta de linha de transmissão. Essa energia desperdiçada daria para abastecer uma cidade do tamanho de Fortaleza, que tem população de 3,597 milhões de habitantes (2012).

Na Tabela 3 são apresentadas as principais características da distribuição da energia eólica por regiões.

Os principais parques eólicos no Brasil são:

- **Complexo Eólico Alto Sertão I:** localizado no semiárido baiano, é o maior parque gerador de energia eólica do Brasil e também da América Latina. As 184 torres geram 294 megawatts de energia (cerca de 30% de toda energia eólica gerada no Brasil). Inaugurado em junho de 2012, o complexo pertence à empresa Renova Energia e teve investimento de 1,2 bilhão de reais;

- **Parque Eólico de Osório:** instalado no município gaúcho de Osório, é o segundo maior centro de geração de energia eólica no Brasil (em 2011). Possui a capacidade instalada de 150 megawatts;
- **Usina de Energia Eólica de Praia Formosa:** instalada na cidade de Camocim (Ceará). Possui a capacidade instalada de 104 megawatts;
- **Parque Eólico Alegria:** instalado na cidade de Guimarães (Rio Grande do Norte). Possui a capacidade instalada de 51 megawatts;
- **Parque Eólico do Rio de Fogo:** instalado na cidade de Rio do Fogo (Rio Grande do Norte). Possui capacidade instalada de 41 megawatts;
- **Parque Eólico Eco Energy:** instalado na cidade de Beberibe (Ceará). Possui capacidade instalada de 25 megawatts.

Tabela 3. Principais características da distribuição da energia eólica por regiões).

REGIÃO	INTEGRAÇÃO POR FAIXAS DE VELOCIDADES					INTEGRAÇÃO CUMULATIVA			
	VENTO [m/s]	ÁREA [km²]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [GW]	FATOR DE CAPACIDADE	ENERGIA ANUAL [TWh/ano]	VENTO [m/s]	ÁREA (CUMULATIVA) [km²]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [GW]	ENERGIA ANUAL [TWh/ano]
 <b>NORTE</b>	6 - 6,5	11460	22,02	0,13	25,58	>6	24206	46,41	70,49
	6,5 - 7	6326	12,65	0,17	18,46	>6,5	12746	25,49	44,91
	7 - 7,5	3300	6,60	0,20	11,33	<b>&gt; 7 m/s</b>	<b>6420</b>	<b>12,84</b>	<b>26,45</b>
	7,5 - 8	1666	3,33	0,25	7,15	>7,5	3120	6,24	15,11
	8 - 8,5	903	1,81	0,30	4,65	>8	1454	2,91	7,96
	>8,5	551	1,10	0,35	3,31	>8,5	551	1,10	3,31
 <b>NORDESTE</b>	6 - 6,5	146589	293,18	0,13	327,19	>6	245105	490,21	649,50
	6,5 - 7	60990	121,98	0,17	178,02	>6,5	98516	197,03	322,31
	7 - 7,5	24383	48,77	0,20	83,73	<b>&gt; 7 m/s</b>	<b>37526</b>	<b>75,05</b>	<b>144,29</b>
	7,5 - 8	9185	18,37	0,25	39,43	>7,5	13143	26,29	60,56
	8 - 8,5	3288	6,58	0,30	15,91	>8	3958	7,92	21,13
	>8,5	870	1,74	0,35	5,23	>8,5	870	1,74	5,23
 <b>CENTRO-OESTE</b>	6 - 6,5	41110	82,22	0,13	91,76	>6	50752	101,50	120,83
	6,5 - 7	8101	16,20	0,17	23,65	>6,5	9642	19,28	29,07
	7 - 7,5	1395	2,79	0,20	4,79	<b>&gt; 7 m/s</b>	<b>1541</b>	<b>3,08</b>	<b>5,42</b>
	7,5 - 8	140	0,28	0,25	0,60	>7,5	146	0,29	0,63
	8 - 8,5	6	0,01	0,30	0,03	>8	6	0,01	0,03
	>8,5	0	0,00	0,35	0,00	>8,5	0	0,00	0,00
 <b>SUDESTE</b>	6 - 6,5	114688	229,38	0,13	255,99	>6	175859	351,72	446,07
	6,5 - 7	46302	92,60	0,17	135,15	>6,5	61171	122,34	190,08
	7 - 7,5	11545	23,09	0,20	39,64	<b>&gt; 7 m/s</b>	<b>14869</b>	<b>29,74</b>	<b>54,93</b>
	7,5 - 8	2433	4,87	0,25	10,44	>7,5	3324	6,65	15,29
	8 - 8,5	594	1,19	0,30	3,06	>8	891	1,78	4,84
	>8,5	297	0,59	0,35	1,78	>8,5	297	0,59	1,78
 <b>SUL</b>	6 - 6,5	121798	243,60	0,13	271,85	>6	171469	342,94	424,74
	6,5 - 7	38282	76,56	0,17	111,77	>6,5	49671	99,34	152,68
	7 - 7,5	9436	18,87	0,20	32,40	<b>&gt; 7 m/s</b>	<b>11379</b>	<b>22,76</b>	<b>41,11</b>
	7,5 - 8	1573	3,15	0,25	6,75	>7,5	1943	3,89	8,71
	8 - 8,5	313	0,63	0,30	1,61	>8	370	0,74	1,95
	>8,5	57	0,11	0,35	0,34	>8,5	57	0,11	0,34
 <b>TOTAL BRASIL ESTIMADO</b>	>6	667391	1334,78		1711,62	>6	667391	1334,78	1711,62
	>6,5	231746	463,49		739,24	>6,5	231746	463,49	739,24
	<b>&gt; 7 m/s</b>	<b>71735</b>	<b>143,47</b>		<b>272,20</b>	<b>&gt; 7 m/s</b>	<b>71735</b>	<b>143,47</b>	<b>272,20</b>
	>7,5	21676	43,35		100,30	>7,5	21676	43,35	100,30
	>8	6679	13,36		35,93	>8	6679	13,36	35,93
	>8,5	1775	3,55		10,67	>8,5	1775	3,55	10,67

Fonte: [www.cresesb.cepel.br](http://www.cresesb.cepel.br)

## 2.6 IMPACTOS AMBIENTAIS

Equipamentos de pequeno porte tem um impacto ambiental quase que desprezível. Os impactos aparecem com os equipamentos de grande e médio porte. Alguns impactos de parques eólicos estão descritos abaixo:

**Ruído:** Apesar de as novas turbinas terem diminuído consideravelmente seus ruídos, estes ainda são significativamente audíveis. Por isso, já existe regulamentação em relação a sua instalação nas vizinhanças de áreas residenciais. Este ruído é proveniente do fluxo de ar nas pás, do gerador, eixo e rotor. Grande parte do ruído foi suavizado através do aumento das aerogeradores, melhorias nos lubrificantes e pela ausência de caixa de velocidades.

**Uso da terra:** nos parques ou fazendas eólicas as turbinas devem estar suficientemente distantes umas das outras para evitar perturbações entre elas. Geralmente, o espaçamento entre elas é de mais ou menos três vezes o diâmetro do rotor. Porém, a área do parque eólico pode ser usada para a agricultura, lazer e etc.

**Aves:** Nos parques eólicos são encontradas diversas aves mortas decorrente do contato direto com as pás das turbinas. Alguns especialistas afirmam que as aves não conseguem ver as pás em movimento. Por isso, não é recomendada a instalação de um parque eólico em uma zona de migração de aves, áreas de reprodução e proteção ambiental.

**Impacto visual:** O impacto visual refere-se ao tamanho das turbinas, seu design, número de pás, cor e número de turbinas em uma fazenda. Podem existir restrições à instalação das turbinas de grande porte em algumas áreas devido à beleza do ambiente ou para preservar as características do meio ambiente.

**Interferência eletromagnética:** Este efeito ocorre quando as turbinas são instaladas em entre receptores e transmissores de ondas de rádio, televisão e microondas. As pás das turbinas são capazes de refletir parte da radiação eletromagnética.

## 3 ANÁLISE ECONÔMICA

Antes de se investir em um determinado projeto é necessário verificar a viabilidade do mesmo. Neste sentido antes de iniciar um novo projeto é importante observar as possibilidades de lucros ou prejuízos que o este pode acarretar, sobretudo quando se deseja investir quantias altas.

Com esse fim, existem várias técnicas, métodos que são comumente utilizados na análise e no processo decisório. Esses métodos fornecem uma análise quantitativa ao investidor, permitindo saber tempo de retorno aproximado para o projeto, lucro ou prejuízo em termo de valores presentes que o projeto dará em toda sua vida útil.

### 3.1 TÉCNICAS DE ENGENHARIA ECONÔMICA PARA ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS.

São ferramentas matemáticas que permite ao investidor ter uma noção quantitativa sobre o investimento. Os métodos de engenharia econômica permitem a visualização por meio de números e projeções, o potencial de retorno real do investimento e, assim, é possível verificar se o projeto gerará retornos da forma como foi formulado ou simplesmente fornece evidencias mais efetivas sobre se o projeto deve ir à frente ou não.

São aplicados quando se deseja saber se um projeto gerará ou não lucro durante a sua vida útil ou quando se precisa saber o tempo de retorno de um determinado investimento.

O valor de um projeto é baseado em sua capacidade de gerar fluxos de caixa futuros, ou seja, na capacidade de gerar renda econômica ou economia. Sendo assim a análise deve ser feita em um tempo comum e por este motivo todo o fluxo de caixa deve ser deslocado para o mesmo horizonte de tempo.

No caso de sistemas fotovoltaicos, que são o alvo deste estudo, deseja-se saber se os fluxos de caixa mensais ou anuais, ou seja, os valores economizados mensalmente ou anualmente deslocados para o mesmo tempo por uma taxa de juro presumida, geram valor ou prejuízo para o investidor e ter uma noção quantitativa da quantia que se vai lucrar ou perder.

Existem vários métodos para análise econômica para investimentos de forma geral e que podem ser usados também para sistemas de energia renováveis. Alguns métodos serão discutidos a seguir.

### 3.1.1 VPL – VALOR PRESENTE LÍQUIDO

O Método do valor presente líquido tem por finalidade analisar o impacto de rendimentos futuros com base no valor presente do capital. De maneira geral mede os valores presentes do fluxo de caixa gerado pelo projeto de investimento no decorrer de toda sua vida útil (Samanez, 2002). Seu cálculo é feito de acordo com a seguinte expressão:

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+k)^t} \quad (12)$$

$I$  é o valor do investimento Inicial,  $FC_t$  é o fluxo de caixa no  $t$ -ésimo período e  $k$  é o custo do capital. Na equação são levados em conta os retornos financeiros do primeiro ao período  $n$ .

De maneira geral este método desloca todo o fluxo de caixa para a data e investimento do projeto por uma taxa de juros presumida e soma algebricamente os valores. Caso a soma for positiva, ou seja, se os ganhos oriundos do projeto deslocados para a data do investimento forem maiores que o investimento, diz-se que o projeto criará valor, caso este valor seja negativo o projeto acarretará prejuízo.

Segundo esse método o investimento é viável sempre que o valor do VPL for maior que zero. Quanto maior o valor do VPL mais viável é o investimento.

### 3.1.2 VFL – VALOR FUTURO LÍQUIDO

A mesma análise do VPL pode ser feita em termos de valor futuro. Neste caso todos os valores do fluxo de caixa e o investimento inicial são deslocados para o final do projeto, de acordo com custo de capital adotado, conforme a seguinte expressão.

$$VFL = -1(1+k)^n + \sum_{t=1}^n FC_t(1+k)^{n-t} \quad (13)$$

As incógnitas são as mesmas do VPL e o projeto será viável se o valor de VFL for Positivo. Quanto maior o valor do VFL mais viável é o investimento.

Os resultados do VPL e VFL são equivalentes mudando apenas o tempo de análise

### 3.1.3 TIR – TAXA INTERNA DE RETORNO

Muitos investidores preferem tomar decisões com base em valores percentuais, neste caso pode-se usar a TIR. A TIR é a taxa de retorno esperada do projeto de investimento. O objetivo primordial da TIR não é fazer uma avaliação absoluta da rentabilidade como o VPL, visa somente encontrar uma taxa intrínseca de rendimento. De maneira mais geral a TIR é uma taxa de retorno hipotética que anula o VPL.

Em termos gerais temos:

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (14)$$

A regra geral da TIR é empreender sempre que a TIR for maior que o custo de oportunidade de capital, neste caso o projeto criará valor, caso contrário não se deve investir.

- Se  $TIR > k$ , Projeto economicamente viável;
- Se  $TIR < k$ , Projeto economicamente inviável.

O cálculo da TIR é feito com o auxílio de softwares como Excel ou Matlab® devido à complexidade do cálculo analítico.

### 3.1.4 PAYBACK

Este método é usado sempre que se deseja obter o tempo de retorno do investimento inicial. Analisando o caso onde as receitas mensais obtidas com o investimento são fixas o Payback é calculado segundo a seguinte expressão:

$$PB = \frac{I}{Re} \quad (15)$$

$I$  é o investimento inicial,  $Re$  são as receitas fixas obtidas em um determinado período fixo que pode ser semanal, mensal, anual, ou outro intervalo de interesse.

Quando as receitas não são fixas o Payback é o tempo necessário para que o somatório dos ganhos com o projeto se igualem ao valor do investimento.

Esse método não considera o valor do dinheiro no tempo e faz apenas o estudo do tempo de recuperação do capital, sendo assim não é um método muito eficaz. Ao fim do processo obtém-se apenas o tempo de retorno do capital investido.

## 3.2 ANÁLISE ECONÔMICA PARA SISTEMAS EÓLICOS

### CONECTADOS À REDE

Para um melhor entendimento do estudo serão considerados projetos com potências variadas aplicadas a consumidores residenciais, com baixas potências de geração, e a consumidores comerciais, com potências mais elevadas. Por se tratar de um método mais geral e considerar o valor do capital no instante presente, será considerado o método VPL, mas serão usados também o TIR e Payback.

Como se trata de um investimento de longo prazo deve-se considerar o valor do capital no tempo através do custo de oportunidade. O custo de oportunidade é um termo usado em economia que se refere ao custo de algo em função de outra oportunidade renunciada, ou de maneira geral, corresponde ao que se deixa de ganhar em uma segunda alternativa por se escolher a primeira.

Sendo assim o investimento pretendido precisará render mais que o custo de oportunidade de capital, caso contrário não se justifica. Como métodos de comparação pode-se usar o investimento em outro projeto, o rendimento em algum fundo de investimento bancário, como a poupança; o rendimento de títulos do tesouro nacional ou outro investimento qualquer.

Para o estudo de viabilidade de sistemas de energia eólica será considerado como custo de capital o rendimento anual da poupança em 2014, sendo esse o custo de oportunidade. Esse meio de comparação foi utilizado por se tratar de um fundo de fácil acesso e com baixo rendimento. Sendo assim se o projeto não for viável em comparação com este tipo de investimento, dificilmente será viável em comparação com outros investimentos.

Segundo dados do jornal online G1(G1) o rendimento anual da poupança em 2014 foi de 4,02 % para investimentos feitos a partir de julho de 2014. Considerando o método de análise VPL, para que o investimento seja viável financeiramente é

necessário que os ganhos econômicos recebidos em todo o período de validade do projeto deslocados para o seu início por uma taxa de 4,02% e somados, seja maior que o investimento total do projeto deslocado para o mesmo período de tempo. Caso isso não ocorra o projeto não será viável. Da mesma forma a TIR do projeto precisa ser maior que 4,02%, caso contrário o projeto não se justifica.

Foi considerado que o sistema será instalado na cidade de Campina Grande (Latitude: -7.23072; Longitude: -35.8817) na Paraíba, onde segundo o Cresesb – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (Cresesb), existe uma velocidade anual média do vento de 5,5 m/s, mas tal valor é obtido para uma altura de 50 m, como nosso projeto será para uma residência, será utilizada uma torre de porte residencial, ou seja, de altura média igual a 10 m, logo a velocidade utilizada para o estudo da viabilidade do projeto deve ser a 10 m de altura, que segundo o estudo feito por [LIMA] é de aproximadamente 5,0 m/s.

## 4 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA EÓLICO

### 4.1 MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

#### 4.1.1 CARACTERIZAÇÃO

Com o objetivo de reduzir barreiras para a conexão de pequenas centrais geradoras na rede de distribuição (desde que utilizem fontes renováveis de energia ou cogeração com elevada eficiência energética), a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 482/2012. E, complementarmente, na seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST foram estabelecidos os procedimentos para acesso de micro e minigeradores ao sistema de distribuição. Conforme disposto nesses regulamentos, a micro e a minigeração distribuída consistem na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Para efeitos de diferenciação, a microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 quilowatts (kW), enquanto que a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 megawatt (MW).

#### 4.1.2 PROCEDIMENTOS PARA VIABILIZAÇÃO DE ACESSO

Os procedimentos de acesso estão detalhados no Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST (ANEEL). Consistem nas várias etapas necessárias para a obtenção de acesso de Microgeradores ao sistema de distribuição da Energisa. Aplicam-se tanto a novos Acessantes quanto à alteração de carga/geração. Para a viabilização do acesso ao sistema elétrico é necessário o cumprimento das etapas de solicitação de acesso e parecer de acesso. Essas etapas são apresentadas de forma sucinta na Figura 12 e descritas a seguir.



(\*) a partir da solicitação de vistoria por parte do acessante.

Figura 12. Procedimentos e etapas de acesso

Fonte: ENERGISA, NDU-013,2012.

#### 4.1.3 SOLICITAÇÃO DE ACESSO

Nesta etapa ocorre a solicitação formal, pelo Acessante, de acesso ao sistema de distribuição da Energisa, através de sua área comercial.

A solicitação é formalizada através de formulário específico por tipo de fonte geradora a ser encaminhado obrigatoriamente à Energisa pelo Acessante que se propõe a interligar sistemas de Microgeração ao sistema de distribuição (redes de BT). Os formulários reúnem as informações técnicas e básicas necessárias para os estudos pertinentes ao acesso, bem como os dados que posteriormente serão enviados a ANEEL para fins de registro da unidade de geração. Os formulários encontram-se no site da Energisa - [www.energisa.com.br](http://www.energisa.com.br).

A entrega do formulário devidamente preenchido e assinado e da Anotação de Responsabilidade Técnica – ART de projeto, construção e fiscalização do sistema de geração distribuída, deverá ser feita nas agências e postos de atendimento, juntamente com a documentação listada a seguir:

- Planta de situação / localização;
- Anotação de Responsabilidade Técnica - ART, devidamente numerada;
- Carta de solicitação de serviço;
- Diagrama unifilar completo da planta do sistema de geração própria;
- Características dos TC's, da fonte geradora e transformadores (se houver);

- Diagramas esquemáticos e funcionais;
- Diagrama trifilar da interligação (para conexões trifásicas);
- Cópia dos manuais técnicos dos relés e inversores;
- Cópia da Nota Fiscal do inversor;
- Certificação INMETRO do Inversor e/ou aprovação de tipo por laboratórios nacionais e internacionais acreditados pelo INMETRO desde que cumpram os requisitos estabelecidos nesta norma.

Havendo pendências nas informações fornecidas pelo Acessante, o mesmo deverá regularizá-las em até 60 dias a partir da notificação feita pela Energisa. A solicitação de acesso perderá sua validade se o Acessante não regularizar as pendências no prazo estipulado.

#### 4.1.4 PARECER DE ACESSO

O parecer de acesso é documento obrigatório apresentado pela Energisa, sem ônus para o Acessante, onde são informadas as condições técnicas e comerciais de acesso e os requisitos técnicos que permitem a conexão das instalações do Acessante e os respectivos prazos. A Energisa tem até 30 dias para emissão do parecer de acesso. Quando o acesso ao sistema de distribuição exigir execução de obras de reforço ou ampliação no sistema de distribuição, devem ser observados os procedimentos e prazos praticados pela regulamentação específica. Depois de emitido o Parecer de Acesso com as informações descritas anteriormente, o Relacionamento Operacional referente ao acesso deve ser assinado entre as partes no prazo máximo de 90 dias após a emissão do parecer de acesso. A inobservância deste prazo incorre em perda da garantia das condições de conexão estabelecidas, a não ser que um novo prazo seja pactuado entre as partes.

#### 4.1.5 RELACIONAMENTO OPERACIONAL

Acessantes do sistema de distribuição de baixa tensão da Energisa devem celebrar com a Distribuidora o Relacionamento Operacional cujo modelo de referência consta da seção 3.7 do módulo 3 do PRODIST, o qual deverá ser assinado no máximo em 90 dias após a apresentação do Parecer de Acesso ao Acessante. Nenhuma obra pode ser iniciada pela Distribuidora sem a assinatura do Relacionamento Operacional.

#### 4.1.6 OBRAS

Após a conclusão do Relacionamento Operacional referente à conexão, são executadas as obras necessárias, vistoria das instalações e a ligação do microgerador.

As instalações de conexão devem ser projetadas observando-se as características técnicas, normas, padrões e procedimentos específicos do sistema de distribuição da Energisa, além das normas da ABNT.

Os equipamentos a serem instalados pelo Acessante no ponto de conexão deverão ser obrigatoriamente aqueles homologados pela Energisa.

#### 4.1.7 OBRAS DE RESPONSABILIDADE DO ACESSANTE

São de responsabilidade do Acessante as obras de conexão de uso restrito e as instalações do ponto de conexão. Sua execução somente deverá iniciar após liberação formal da Energisa.

Todas as obras para a conexão deverão ser construídas segundo os padrões da Energisa, de acordo com os projetos aprovados na fase de solicitação do acesso.

As obras de conexão devem ser executadas observando-se as características técnicas, normas, padrões e procedimentos específicos do sistema de distribuição da Energisa, além das normas da ABNT.

Em função dos serviços a serem executados e das vistorias realizadas pela distribuidora, a instalação do Inversor deverá ser realizada em local de fácil acesso.

#### 4.1.8 PONTO DE CONEXÃO E INSTALAÇÕES DE CONEXÃO

Para a implantação das obras sob responsabilidade do Acessante, cabe à Energisa:

- Realizar vistoria com vistas à conexão das instalações do Acessante, apresentando o seu resultado por meio de relatório formal, incluindo o relatório de comissionamento, quando couber, no prazo de até 30 (trinta) dias a contar da data de solicitação formal de vistoria pelo Acessante.

- Emitir a aprovação do ponto de conexão, liberando-o para sua efetiva conexão, no prazo de até 07 (sete) dias a partir da data em que forem solicitadas pelo Acessante e satisfeitas às condições estabelecidas no relatório de vistoria.

Os prazos estabelecidos ou pactuados, para início e conclusão das obras a cargo da distribuidora, devem ser suspensos, quando:

- O interessado não apresentar as informações sob sua responsabilidade;
- Cumpridas todas as exigências legais, não for obtida licença, autorização ou aprovação de autoridade competente;
- Não for obtida a servidão de passagem ou via de acesso necessária à execução dos trabalhos;
- Em casos fortuitos ou de força maior.

Os prazos continuam a fluir depois de sanado o motivo da suspensão.

#### 4.1.9 OBRAS DE RESPONSABILIDADE DA ENERGISA

Cabe à Energisa a execução de obras de reforma ou reforço em seu próprio sistema de distribuição para viabilizar a conexão da microgeração, respeitando os prazos regulamentares utilizados para tal.

#### 4.1.10 SOLICITAÇÃO DE VISTORIA

Após a conclusão das obras necessárias para início da operação do sistema, o Acessante deverá informar a Energisa, nas agências ou postos de atendimento. A Energisa terá o prazo de até 30 dias para realização da vistoria.

## 4.2 ESCOLHA DO AEROGERADOR

Para o projeto foi utilizado o aerogerador *Skystream 3.7*, da fabricante americana *Skystream*, onde o modelo pode ser visto nas Figuras 13 e 14, que foi escolhida devido ao seu alto desempenho e produção de energia em comparação ao seu preço, onde o mesmo foi observado como sendo um dos mais eficientes e adequados para a situação do projeto, em relação ao seu preço.



**Figura 13. Aerogerador *Skystream 3,7* instalado em uma residência**

**Fonte: [http://www.energiateral.pt/pdf/miniaerogerador\\_skystream](http://www.energiateral.pt/pdf/miniaerogerador_skystream).**



**Figura 14. Aerogerador *Skystream 3,7*.**

**Fonte: [http://www.energiateral.pt/pdf/miniaerogerador\\_skystream](http://www.energiateral.pt/pdf/miniaerogerador_skystream).**

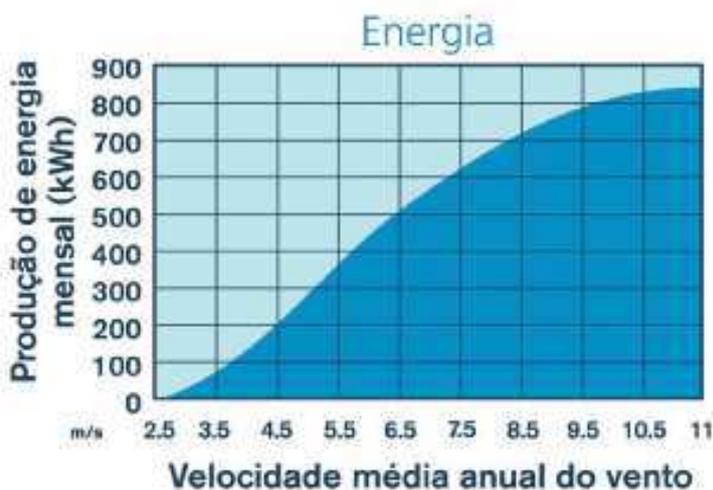
As especificações técnicas do aerogerador são mostradas na Tabela 4.

**Tabela 4. Especificações do aerogerador Skystream 3,7.**

<i>Skystream 3,7</i>	
Diâmetro do rotor	3,72 m
Peso	77 kg
Vento para início da geração	3,5 m/s
Potência Nominal	2,4 kW
Velocidade Nominal	50 - 325 rpm
Alimentação	Inversor 120 - 240 V, 50 - 60 Hz
Sistema de Frenagem	Eletrônico com controle regulador
Hélices	Molde triplamente injetado
Proteção Anti Corrosiva	Sim
Vento Nominal	9,4 m/s
kWh/mês	400 kWh/mês (5,4 m/s)
Vento Limite	63 m/s
Vida útil	20 anos, sem manutenção
Certificações	UL1741, IEEE1547, IEC/EN 61000-3-2
Preço	18.900,00

Fonte: [http://www.energialateral.pt/pdf/miniaerogerador\\_skystream](http://www.energialateral.pt/pdf/miniaerogerador_skystream).

O desempenho e a energia do aerogerador em função da velocidade pode ser visto nas Figuras 15 e 16.



**Figura 15. Produção de energia do aerogerador Skystream 3,7 em função da velocidade do vento.**

Fonte: [http://www.energialateral.pt/pdf/miniaerogerador\\_skystream](http://www.energialateral.pt/pdf/miniaerogerador_skystream).

Logo, como pode ser visto, na velocidade média do vento em Campina Grande, que é de 5 m/s, se tem uma produção mensal de energia de aproximadamente 300 kWh.



Figura 16. Desempenho do aerogerador *Skystream 3,7* em função da velocidade do vento.

Fonte: [http://www.energiateral.pt/pdf/miniaerogerador\\_skystream](http://www.energiateral.pt/pdf/miniaerogerador_skystream).

## 5 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste trabalho foram usados apenas computadores e programas de cálculo como Matlab® e Excel. Todo embasamento foi feito em métodos de tomada de decisão de engenharia econômica como VPL, TIR e Payback.

## 6 RESULTADOS

Para se verificar a viabilidade tanto técnica como econômica do projeto de instalação de um aerogerador residencial, foi-se utilizado um sistema residencial com consumo médio de 300 kWh por mês e geração eólica suprimindo todo o consumo, Sistema eólico residencial com geração mensal de 300 kWh.

Uma média mensal de 250 kWh é o consumo médio de uma residência brasileira pertencente ao grupo B1.

A lista adicional de materiais e seus respectivos preços são apresentados na Tabela 5. Os custos foram obtidos em sites da internet em março de 2015.

**Tabela 5. Lista de materiais e respectivos preços para a realização do projeto.**

<b>Material/Equipamento</b>	<b>Valor</b>
Aerogerador <i>Skystream 3,7</i> (Inversor Incluso)	R\$ 18.600,00
Material Elétrico	R\$ 300,00
<b>Total</b>	<b>R\$ 18.900,00</b>

**Fonte: Produzida pelo autor.**

Conforme se verifica na Tabela 5 o custo total do sistema é de R\$ 18.900,00 que corresponde ao investimento inicial do projeto.

Os ganhos mensais com o projeto são calculados na Tabela 6, conforme tarifa residencial obtida no site da Aneel para a concessionária Energisa Borborema - EBO (Aneel-6) que é de 0,37378 R\$/kWh até 27 de agosto de 2015. Considerou-se ainda um aumento anual na taxa de energia elétrica de 5% ao ano até o fim do projeto que tem previsão de duração de 20 anos, tal valor foi utilizado pois é a vida útil do aerogerador sem manutenção.

Tabela 6. Tarifas, economia mensal e economia anual considerando um aumento na tarifa de 5% ao ano.

Ano	Tarifa (R\$/kWh)	Economia Mensal (R\$)	Economia Anual (R\$)
2016	0,3738	112,13	1.345,61
2017	0,3925	117,74	1.412,89
2018	0,4121	123,63	1.483,53
2019	0,4327	129,81	1.557,71
2020	0,4543	136,30	1.635,59
2021	0,4770	143,11	1.717,37
2022	0,5009	150,27	1.803,24
2023	0,5259	157,78	1.893,41
2024	0,5522	165,67	1.988,08
2025	0,5799	173,96	2.087,48
2026	0,6088	182,65	2.191,85
2027	0,6393	191,79	2.301,45
2028	0,6713	201,38	2.416,52
2029	0,7048	211,45	2.537,34
2030	0,7401	222,02	2.664,21
2031	0,7771	233,12	2.797,42
2032	0,8159	244,77	2.937,29
2033	0,8567	257,01	3.084,16
2034	0,8995	269,86	3.238,37
2035	0,9445	283,36	3.400,28
		<b>Total</b>	<b>44.493,81</b>

Fonte: Produzida pelo autor.

Fazendo o deslocamento de todos os retornos anuais para a data inicial do investimento obtemos a Tabela 7. Com o auxílio do *Excel* foi então calculado o VPL.

$$VPL = -18.900,00 + 28.324,01 = R\$ 9.424,01$$

Como se pode observar ao fim dos 20 anos de duração do projeto o investimento inicial é recuperado, sendo o VPL igual a R\$ 9.424,01, sendo assim o projeto seria viável para tal situação.

Neste caso o tempo de retorno do investimento, ou seja, o Payback é de cerca de 10 anos e 11 meses, e a taxa interna de retorno do investimento é de 8%, o que comprova a viabilidade do projeto, tendo em vista que a TIR é maior que a taxa de atratividade considerada que foi 4,02%.

**Tabela 7. Cálculo de valor presente considerando uma taxa de atratividade de 4,02% ao ano durante os 20 anos do investimento.**

<b>Ano</b>	<b>Valor do Dinheiro no Presente (2015) (R\$)</b>
2016	1.293,61
2017	1.305,79
2018	1.318,09
2019	1.330,51
2020	1.343,05
2021	1.355,70
2022	1.368,47
2023	1.381,37
2024	1.394,38
2025	1.407,52
2026	1.420,78
2027	1.434,16
2028	1.447,68
2029	1.461,31
2030	1.475,08
2031	1.488,98
2032	1.503,01
2033	1.517,17
2034	1.531,46
2035	1.545,89
<b>Total</b>	<b>28.324,01</b>

**Fonte: Produzida pelo autor.**

## 7 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi feita a análise econômica de um sistema eólico. Do ponto de vista técnico todos os projetos são viáveis e possíveis de serem instalados na região de Campina Grande, alvo de estudo, tendo um potencial eólico satisfatório com uma velocidade média do vento de aproximadamente 5 m/s a uma altura de 10 m, que foi o foco do estudo.

Conclui-se que, por qualquer método de engenharia econômica que foi utilizado, como o VPL que foi positivo e igual a R\$ 9.424,01, a TIR de 8% sendo praticamente o dobro do custo de oportunidade de poupança que foi de 4,02% mostrando também a viabilidade do projeto, e o Payback que obteve um tempo de retorno para o projeto de aproximadamente 11 anos, comprovando assim a viabilidade do projeto, mesmo sendo um tempo elevado para o retorno do dinheiro investido.

Pode ser verificado também que por parte da mídia a divulgação ainda é muito pequena, fazendo com que a maioria da população desconheça a resolução 482 da Aneel, e assim não investindo em sistemas de mini e microgeração.

Espera-se que com o aumento previsto para as tarifas de energia nos próximos anos e a diminuição progressiva nos valores dos aerogeradores, os custos desses sistemas diminuam gradativamente e que se tornem cada vez mais viáveis e acessíveis às pessoas interessadas.

Fica evidente do estudo feito que, qualquer método de geração a partir de fontes renováveis é totalmente viável, tendo em vista que a energia produzida é limpa, ou seja, não emite nenhuma quantidade de CO<sub>2</sub> na atmosfera.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMARANTE, O. A. C., et al. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília, 2010. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas\\_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf)>. Acesso em: 02 de Março de 2015

ANELL. **Cadernos Temáticos ANEEL, Micro e Minigeração Distribuída. Sistema de Compensação de Energia**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/caderno-tematico-microeminigeracao.pdf>>. Acesso em 02 Março de 2015.

ANEEL-1. **Matriz Energética Brasileira. Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/operacaocapacidadebrasil.asp>>. Acesso em: 02 Março de 2015.

ANEEL-2. **Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist, Módulo 3. Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel**. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo3\\_Revisao\\_5\\_Retifica%C3%A7%C3%A3o\\_1.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo3_Revisao_5_Retifica%C3%A7%C3%A3o_1.pdf)>. Acesso em: 5 Março de 2015

ANEEL-3. **Banco de Informações de Geração – Usinas do Tipo Eólica em Operação. Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=7&fase=3>>. Acesso em: 02 Março 2015.

ANEEL-4. **Resolução Normativa N°482, De 17 de Abril de 2012. Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 05 de Março de 2015.

ANEEL-6. **Tarifas Residenciais Vigentes. Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=493>>. Acesso em: 03 de Março de 2015.

BURTON, T.; SHARPE, D.; JENKINS, N.; BOSSANYI, E. **Wind Energy Handbook**. John Wiley & Sons Inc., N.Y. (2001).

CASTRO, R.M.G. **Energias Renováveis e Produção Descentralizada – Introdução à Energia Eólica**. Universidade Técnica de Lisboa. Março de 2008 ed. 3.1

CEPEL. **Energia Eólica, Princípios e Tecnologias**. Equipe CEPEL / CRESESB, maio 2008. Disponível em: < <http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>>. Acesso em: 04 de Março de 2015.

CRESESB. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/content.php?cid=231>. Acessado em: 04 de Março de 2015, 2001, 605p.

DUTRA, M, **Energia Eólica, Princípios e Tecnologias**. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito.

ELETRÔNICA. Energia Eólica. 2013. Disponível em: <<http://www.electronicapt.com/index.php/content/view/17/29/>>. Acesso em: 03 de Março de 2015.

ENERGIA LATERAL, [http://www.energialateral.pt/pdf/miniaerogerador\\_skystream.pdf](http://www.energialateral.pt/pdf/miniaerogerador_skystream.pdf), Acesso em: 01 de Março de 2015.

ENERGISA, NDU-013, **Critérios para conexão de acessantes de geração distribuída ao sistema de distribuição da energisa – conexão em baixa tensão**. Disponível em: <http://www.energisa.com.br/Documents/ndu/ndu013.pdf>, Acesso em: 03 de Março de 2015

FEITOSA, E. A. N. et al. **Panorama do Potencial Eólico no Brasil**. Brasília: Dupligráfica, 2003.

G1, Disponível em: <http://g1.globo.com/economia/seu-dinheiro/noticia/2014/07/com-juros-altos-poupanca-fica-menos-atrativa-em-2014.html>. Acesso em: 04 de Março de 2015

HEINEMAN, T.J. **Estudo de Viabilidade para Implantação de um Sistema Híbrido Eólico-fotovoltaico de Baixa Potência com Conexão à Rede Elétrica**. Trabalho de Conclusão de Curso. UFRJ – Universidade Federal de Campina Grande: Departamento de Engenharia Elétrica. Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: < <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10000431.pdf>>. Acesso em: 01 de Março de 2015.

HILLER, R.E. **Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica de Instalação de um Sistema de Microgeração Eólica Conectado à Rede Elétrica em uma Propriedade Rural**. Trabalho de Conclusão de Curso. UFRS - Universidade Federal do Rio Grande do Sul: Departamento de Engenharia Mecânica. Porto Alegre, 2012. Disponível em: < <http://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/75837/000891975.pdf?sequence=1>> . Acesso em: 07 de Março de 2015.

LIMA, L.J.F, **Avaliação do Potencial Eólico em Cinco Regiões do Estado da Paraíba**. UFCG – Universidade Federal de Campina Grande: Departamento de Ciências Atmosféricas – DCA, 2010. Disponível em: <[http://www.dca.ufcg.edu.br/vapordagua/artigos/Enil\\_2010\\_n03.pdf](http://www.dca.ufcg.edu.br/vapordagua/artigos/Enil_2010_n03.pdf)>. Acesso em: 07 de Março de 2015.