

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROJETO DE GRADUAÇÃO



LOHANE BARCELOS PALAORO

**ANÁLISE DA APLICABILIDADE DE UM AEROGERADOR EM
RESIDÊNCIAS DA CIDADE DE VITÓRIA-ES**

VITÓRIA – ES
MARÇO/2016

LOHANE BARCELOS PALAORO

**ANÁLISE DA APLICABILIDADE DE UM AEROGERADOR EM
RESIDÊNCIAS DA CIDADE DE VITÓRIA-ES.**

Projeto de Graduação da aluna **Lohane Barcelos Palaoro**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheira Eletricista.

Prof. Dr. Domingos Sávio Simonetti
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador

MSc. Tiago Malavazi de Christo
Universidade Federal do Espírito Santo
Coorientador

Profa. Dra. Jussara Farias Fardin
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinadora

Eng. Amanda Loureiro Nascimento
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinadora

VITÓRIA – ES
MARÇO/2016

AGRADECIMENTOS

Agradeço, em primeiro lugar, a Deus pela força, pelo amparo e, sobretudo, pelo amor. Agradeço, também, a meus pais pelo apoio do dia a dia; a minha família, pela confiança; e a meus amigos, pelos ombros. Da mesma forma, sou imensamente grata a meu namorado, Ricardo, pela presença, pelo carinho e, principalmente, pela parceria nos momentos mais difíceis.

A meu orientador, Domingos Simonetti, agradeço pela oportunidade de trabalhar com um tema tão importante, que me permitiu expandir meus conhecimentos.

A meu coorientador, Tiago Malavazi, agradeço toda a ajuda e todas as sugestões, sem as quais este projeto não teria chegado ao fim. Agradeço, ainda, ao Laboratório de Qualidade do Ar da Universidade Federal do Espírito Santo, na figura do mestrando Rizzieri Pedruzzi, pelo fornecimento dos dados referentes aos ventos de Vitória/ES, fundamentais para a realização deste trabalho.

Muito obrigada a todos vocês que foram essenciais na construção desta conquista.

RESUMO

Este trabalho propõe a avaliação do comportamento eólico da região urbana de Vitória-ES, por meio da análise do potencial eólico dessa região, a fim de identificar o melhor ponto para a instalação de uma turbina eólica de uso residencial, considerando as análises realizadas com dados referentes aos ventos do referido Município. Também serão analisadas turbinas comerciais, com o objetivo de detectar a que melhor se aplica às condições encontradas em Vitória. Por fim, será avaliada a viabilidade econômica da implantação dessa solução em uma residência típica da mencionada cidade.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Origem dos ventos a partir do deslocamento das massas de ar.....	16
Figura 2 – Comportamento do vento face às características do solo.....	18
Figura 3 – Relação entre velocidade dos ventos e altura de medição.	19
Figura 4 – Velocidade do vento x Altura	19
Figura 5 – Perdas de Velocidade do Vento na passagem por um conjunto de pás.	22
Figura 6 - Coeficiente de potência <i>versus</i> velocidade da pá (λ).....	24
Figura 7 – Área A varrida pelo rotor, de diâmetro D.	24
Figura 8 – Turbinas Darrieus: (a) de pás curvas; (b) de pás retas	26
Figura 9 – Turbina Savonius	26
Figura 10 – Turbina de Eixo Horizontal.....	28
Figura 11 – Principais forças influentes em uma pá de turbina eólica	29
Figura 12 – Principais componentes do gerador eólico.....	29
Figura 13 – Esquema elétrico de um aerogerador com Velocidade Constante.	32
Figura 14 – Esquema elétrico de um gerador com velocidade variável.....	33
Figura 15 - Gerador síncrono a ímã permanente, sem multiplicador de velocidade.	34
Figura 16 – Ação do vento sobre a pá da turbina (Controle de Passo).....	35
Figura 17 – Ação do vento sobre a pá da turbina (Controle Stall)	35
Figura 18 – Influência da variação do fator k na Distribuição de Weibull	38
Figura 19 – A ação de elementos em grandes escalas atmosféricas que influenciam no regime dos ventos capixabas.	40
Figura 20 – Capacidade de geração de energia elétrica instalada no ES, em 2015.....	41
Figura 21 - Mapeamento do potencial eólico do Espírito Santo.	42
Figura 22 – Perfil das velocidades médias anuais dos ventos em Praia das Neves e Urussuquara, ES.	43

Figura 23 - Frequência mensal de ventos pela direção em 2010.....	50
Figura 24 – Densidade de Potência do Vento x Direção do vento, em 2010	51
Figura 25 – Densidade de Potência anual por Direção do vento, 2010.....	51
Figura 26 – Médias mensais de velocidades dos ventos.	53
Figura 27 - Frequência anual de velocidades dos ventos e distribuição de Weibull	54
Figura 28 - Frequência mensal de velocidades dos ventos e distribuição de Weibull	55
Figura 29 - Relevo do Município de Vitória. Em destaque, o bairro Jardim Camburi (retângulo vermelho) e Estação Meteorológica de Goiabeira (seta amarela).....	56
Figura 30 – Zona de Turbulência causada por obstáculo	57
Figura 31 – Detalhes da Rua Júlia Lacourt Pena, Jardim Camburi, Vitória-ES.....	59
Figura 32 – Comparação entre as curvas de potências das turbinas Gerar 246 (curva azul), Razec 266 (curva vermelha) e Skystream 3.7 (curva verde).....	62
Figura 33 - Valores mensais referentes a produção de energia da turbina eólica Skystream 3.7	64

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Densidade de potência e velocidade média dos ventos em Vitória, 2010..... 52

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tipos de terrenos e seus respectivos fatores de rugosidade.....	20
Tabela 2 - Classes de vento de acordo com a densidade de potência a 10 m.....	49
Tabela 3 - Valores mensal dos fatores k e c da distribuição de Weibull.....	53
Tabela 4 – Valor de Rugosidade para diversos tipos de superfícies	60
Tabela 5 – Comparação entre os resultados obtidos da simulação das turbinas adotadas	61
Tabela 6 – Especificações Técnicas das turbinas Gerar 246, Razec 266 e Skystream 3.7.....	61
Tabela 7 - Custos da Modalidade Convencional, subgrupo B1.	65
Tabela 8 – Custos dos Sistemas de Geração Eólica analisados.....	67

LISTA DE ABREVIATURAS

A.C.	<i>Antes de Cristo</i>
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
CEPEL	<i>Centro de Pesquisas em Energia Elétrica</i>
EPE	<i>Empresa de Pesquisa Energética</i>
ES	<i>Espírito Santo</i>
kW	<i>Kilowatt</i>
MW	<i>Megawatt</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
PROCEL	<i>Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica</i>
PRODIST	<i>Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica</i>
RPM	<i>Rotações por minuto</i>
TWh	<i>Tera Watt hora</i>
UFES	<i>Universidade Federal do Espírito Santo.</i>

SUMÁRIO

1 apresentação.....	12
1.2 Justificativa.....	13
1.3 Objetivos.....	14
1.3.1 Objetivo Geral	14
1.3.2 Objetivos Específicos	14
1.4 Escopo do Trabalho.....	14
2 EMBASAMENTO TEÓRICO	16
2.1 A Energia Eólica.....	16
2.1.1 Fatores que Influenciam o Regime dos Ventos	17
2.1.2 Impactos Ambientais	20
2.1.3 Potência Extraída do Vento	21
2.2 As Turbinas Eólicas.....	25
2.2.1 Turbinas de Eixo Vertical	25
2.2.2 Turbinas de Eixo Horizontal.....	27
2.3 Forças Atuantes em uma Pá de Turbina Elétrica.....	28
2.4 Componentes de um Sistema de Geração Eólica	29
2.5 Tipos de Sistema de geração	30
2.5.1 Mecanismo de Controle.....	34
2.5.2 Sistema Anti-Ilhamento	35
3 POTENCIAL EÓLICO	37
3.1 Avaliação do Potencial Eólico.....	37
3.2 Potencial Eólico do Espírito Santo	39
4 PROCEDIMENTOS PARA A CONEXÃO DE UM AEROGERADOR DE PEQUENO PORTE.....	45

4.1 Procedimentos para a conexão de Aerogeradores de Baixa Potência à Rede Elétrica.....	45
4.2 Políticas Públicas para Incentivo à Geração Distribuída.....	47
5 ANÁLISE DA INSTALAÇÃO DE UM AEROGERADOR EM VITÓRIA-ES	49
5.1 Caracterização do Potencial Eólico de Vitória-ES.....	49
5.2 Identificação das Zonas de Possível Instalação de uma Turbina Eólica	55
5.3 Posicionamento da Torre de Sustentação da Turbina Eólica	56
5.4 Escolha da Residência	58
6 DIMENSIONAMENTO E ESPECIFICAÇÃO DO SISTEMA EÓLICO.....	60
6.1 Análise da Turbina Eólica a ser aplicada	60
7 AVALIAÇÃO DO INTERCÂMBIO ENERGÉTICO.....	63
8 VIABILIDADE ECONÔMICA	65
9 CONCLUSÕES	71
10 REFERÊNCIAS	74

1 APRESENTAÇÃO

De acordo com a ANEEL (2005, p. 93):

“Denomina-se energia eólica à energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu aproveitamento ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores, para a geração de eletricidade”.

O primeiro registro da utilização desse recurso natural foi na Pérsia, por volta de 200 A.C, para o bombeamento de água e moagem de grãos através de cata-ventos, que foram muito utilizados no retorno das cruzadas, há mais de 900 anos. Posteriormente, os cata-ventos deram lugar a moinhos de eixo horizontal, principalmente na Inglaterra, França e Holanda, durante a Idade Média, no auxílio ao desenvolvimento da agricultura e, conseqüentemente, da economia (CRESESB, 2014).

No final do século XIX, houve uma grande redução no uso de energia eólica, devido à inovação trazida pela Revolução Industrial: a máquina a vapor. No início do século XX, os holandeses, preocupados com o destino dos moinhos, criaram uma sociedade em prol da melhoria, conservação e utilização efetiva de seus moinhos (CRESESB, 2014).

A geração de energia elétrica por aproveitamento eólico teve início em 1888, quando o industrial Charles F. Brush instalou na cidade de Cleveland, Ohio, um cata-vento com capacidade de fornecimento de 12kW, destinados à alimentação de 350 lâmpadas. O projeto de Brush trouxe uma inovação no mecanismo de multiplicação da rotação das pás, que trabalhavam em dois estágios, atingindo rotações de aproximadamente 500 rpm (CRESESB, 2014).

Outro marco importante para o desenvolvimento dos aerogeradores foi a Segunda Guerra Mundial, em razão da necessidade de alguns países de poupar combustíveis fósseis. Assim, os Estados Unidos ergueram o maior aerogerador que já visto, contando com 53,3m de diâmetro, uma torre de 33,5m de altura e duas pás de aço de 16 toneladas, em conjunto com um motor síncrono de 1,25 MW, conectado diretamente à rede elétrica local. Todavia, após a Segunda Guerra, todavia, os combustíveis fósseis e

as grandes usinas hidrelétricas se tornaram opções muito vantajosas, inviabilizando economicamente o aerogerador, acarretando no abandono do projeto (CRESESB, 2014).

Após a crise do petróleo, na década de 1970, investidores retomaram o interesse por pesquisas e aplicações no campo de geração de energia elétrica alternativa. Desde então, a preocupação com a redução dos recursos não renováveis, como o petróleo, e as consequências ambientais de seu consumo motivaram o desenvolvimento de tecnologias limpas e renováveis para a geração de energia elétrica, como a proveniente dos ventos.

Com base nos argumentos já apresentados, o presente trabalho tratará da possível viabilidade da aplicação residencial de um aerogerador na cidade de Vitória, capital do Estado do Espírito Santo e sede da UFES - Universidade Federal do Espírito Santo.

1.2 Justificativa

A energia elétrica se tornou essencial na vida do homem moderno. Sem ela, passos importantes para o desenvolvimento da humanidade não teriam acontecido. Porém, ainda são grandes os obstáculos para que ela seja produzida.

No Brasil, grande parte da matriz energética é constituída por hidrelétricas que, apesar de serem fontes limpas, agridem a biodiversidade das regiões onde foram instaladas. Assim, pesquisadores e investidores se uniram com o objetivo de desenvolver tecnologias de geração que pudessem agregar caráter renovável a confiabilidade. E dessa forma que encontraram na energia eólica um potencial promissor, aplicado ao cenário nacional (PARIZOTTO, 2012).

Face a importância da diversificação da matriz energética, esse trabalho se justifica na necessidade de investigar a aplicabilidade e a viabilidade de geração distribuída eólica de pequeno porte na região urbana do Município de Vitória-ES, para que seja possível identificar questões de ordens técnicas e econômica, relacionadas à aplicação desse tipo de tecnologia.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

O objetivo geral desta produção acadêmica é analisar a aplicabilidade de um aerogerador na cidade de Vitória-ES, com a finalidade de avaliar a redução de gastos com energia elétrica em residências da referida região e promover geração distribuída de energia como meio de descongestionar a rede convencional.

1.3.2 Objetivos Específicos

O presente trabalho apresenta os seguintes objetivos específicos:

- Analisar o comportamento eólico na região residencial urbana de Vitória (em casas e edifícios);
- Obtenção do potencial eólico em uma residência;
- Seleção do melhor ponto de instalação de um aerogerador em uma residência;
- Avaliação do intercâmbio energético entre residência e rede elétrica;
- Soluções para a implementação (aerogerador, controle, inversor, proteção, medição);
- Análise de custo.

1.4 Escopo do Trabalho

Além deste capítulo de introdução, neste trabalho também estão inclusos o Capítulo 2, que apresenta conceitos fundamentais para o entendimento da geração de energia eólica; o Capítulo 3, que se refere ao potencial eólico brasileiro e capixaba e o Capítulo 4 que especifica os procedimentos necessários para a conexão de um microaerogerador à rede elétrica.

No Capítulo 5, são apresentadas as análises feitas para a instalação de um microaerogerador em Vitória-ES, levando em conta a caracterização do potencial eólico da região, o estudo das possíveis áreas de instalação, o posicionamento da torre da turbina e a escolha da residência. O Capítulo 6, por sua vez, trata do dimensionamento do sistema eólico, considerando, principalmente, o tipo de turbina aplicada. Nesse capítulo, será avaliada a capacidade de geração de três turbinas diferentes, baseada em

simulações realizadas por meio do software dedicado a análise de dados de ventos, o *WindoGrapher*.

O Capítulo 7 avalia o fluxo energético entre a rede e uma residência genérica da cidade de Vitória, considerando a energia produzida por cada uma das turbinas estudadas. Já o Capítulo 8 avalia a atratividade econômica de se investir em um sistema de geração eólica residencial na cidade de Vitória-ES, adotando a metodologia do Valor Presente Líquido (VPL).

Por fim, no Capítulo 9 encontram-se as conclusões e considerações finais a cerca do estudo realizado, e no Capítulo 10 estão listadas todas as referências bibliográficas usadas na produção deste trabalho.

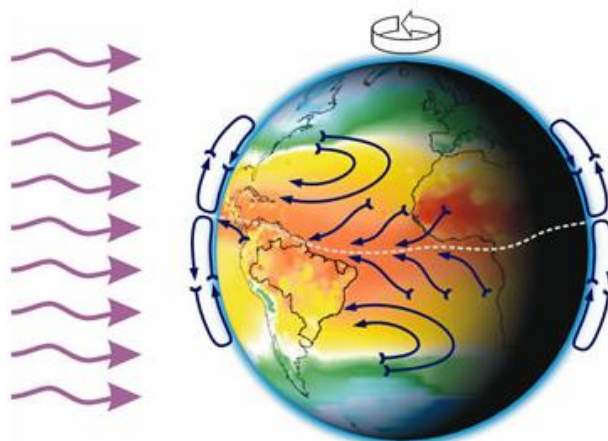
2 EMBASAMENTO TEÓRICO

A seguir, são apresentados alguns conceitos fundamentais para o entendimento da dinâmica do recurso eólico.

2.1 A Energia Eólica

A energia dos ventos é resultante do aquecimento desigual sobre a superfície terrestre, devido ao ângulo de incidência dos raios solares e aos movimentos da Terra. Dessa forma, o ar quente das regiões tropicais, cujos raios incidem quase que verticalmente, tendem a subir, dando lugar à massa de ar fria vinda das regiões polares. A partir desse deslocamento das massas de ar é que os ventos são formados (CRESESEB, 2014b). A Figura 1 representa esse sistema de deslocamento do ar.

Figura 1 – Origem dos ventos a partir do deslocamento das massas de ar.



Fonte: (AMARANTE, 2001)

O comportamento desses ventos pode ser influenciado por diversos fatores, como a vegetação, o movimento e as irregularidades do terreno. Todos esses fatores podem aumentar ou diminuir a velocidade dos ventos, bem como mudar sua direção. Assim, é importante que, para o melhor aproveitamento eólico, as turbinas sejam instaladas longe dessas possíveis perturbações. Outro fator importante para o melhor aproveitamento eólico é a altura da captação, já que, normalmente, elevadas alturas implicam em elevadas velocidades (MENEZES, 2012).

O estudo prévio do comportamento dos ventos na região de instalação do aerogerador é de suma importância, tanto para o posicionamento do sistema quanto para a estimação

da expectativa de geração de energia ao longo do ano. Esse estudo deve ser feito ao longo do dia e das estações do ano, como meio de extrair informações confiáveis, de forma a melhor projetar um sistema de geração eólica (MENEZES, 2012).

A geração de energia eólica se dá a partir da passagem do vento pelas pás da turbina, que giram, dando origem à energia mecânica. Esta, por sua vez, faz o eixo da turbina girar, acionando, assim, o rotor do aerogerador, produzindo energia elétrica. O potencial de energia elétrica, isto é, a quantidade de energia mecânica transferida está diretamente relacionada à densidade do ar, à área de cobertura das pás e à velocidade do vento (CRESESB, 2014b).

Como ocorre com as demais fontes de energia, a produção de energia eólica depende de condições naturais favoráveis. Estima-se que o potencial eólico aproveitável do planeta seja de 50 mil TWh por ano, o que equivale a mais de 250% da produção mundial total de energia elétrica em 2007, que atingiu cerca de 18,9 mil TWh. No Brasil, estima-se que o potencial eólico seja duas vezes maior que a média mundial, com volatilidade (oscilação da velocidade) de 5%, conferindo maior confiabilidade ao sistema durante a geração. O último estudo feito pela ANEEL, em 2001, apontou um potencial de geração de 143 mil MW para os ventos brasileiros, que superaram a potência instalada total, em 2008, de 105 mil MW (CRESESB, 2014b).

2.1.1 Fatores que Influenciam o Regime dos Ventos

A variação da velocidade, bem como as características topográficas e a altitude da região de análise, são fatores que podem influenciar no comportamento estatístico dos ventos (DUTRA, 2008).

A metodologia para avaliar o local no qual se deseja instalar uma turbina eólica deve contemplar todos os parâmetros da região que influenciam nas características dos ventos, tendo em vista a possibilidade de significativas variações de velocidade em pequenas distâncias (DUTRA, 2008). Os principais fatores de influência no regime dos ventos são:

- A variação da velocidade com a altura;
- A rugosidade do terreno, levando em conta a vegetação, a utilização da terra e as construções;

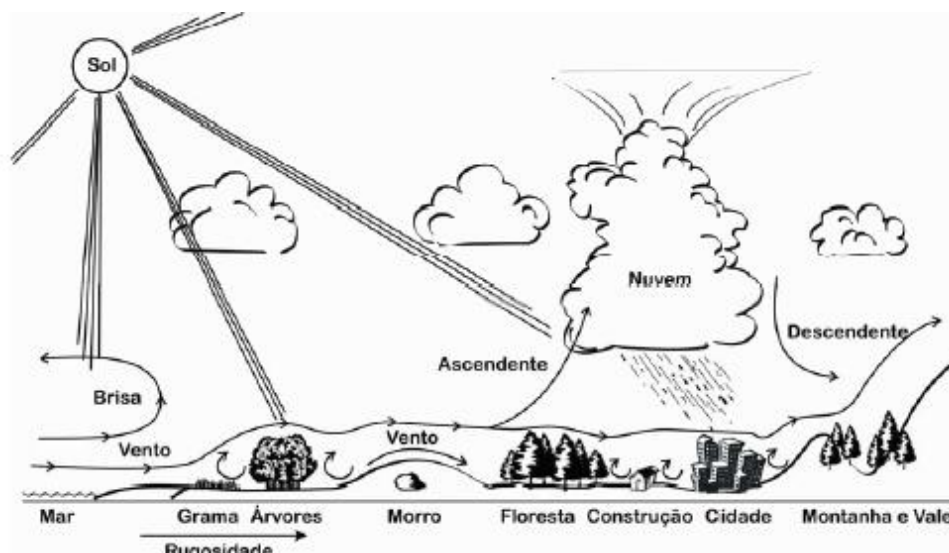
- Presença de obstáculos na região;
- Tipo de relevo, que pode atuar acelerando ou desacelerando o escoamento do ar.

Um dos grandes problemas da geração de energia eólica em ambientes urbanos é a frequente ocorrência de obstáculos como árvores, casas, prédios e outras construções. Além de obstruírem a passagem dos ventos, esses obstáculos criam zonas de turbulência capazes de causar efeitos destrutivos ao sistema de geração eólica. A Figura 2 ilustra, de maneira geral, o comportamento dos ventos face diferentes características da superfície do solo.

A turbulência é um fenômeno que afeta a maioria das turbinas e ocorre quando o ar que flui através da superfície da terra encontra objetos que interrompem o fluxo laminar dos ventos, causando mudanças bruscas na velocidade e na direção do vento por trás do obstáculo (CHIRAS, 2010).

As turbulências também podem causar vibrações e forças desiguais sobre a turbina eólica, principalmente nas pás, que podem enfraquecer e comprometer o funcionamento de todo o sistema de geração eólica (CHIRAS, 2010).

Figura 2 – Comportamento do vento face às características do solo.

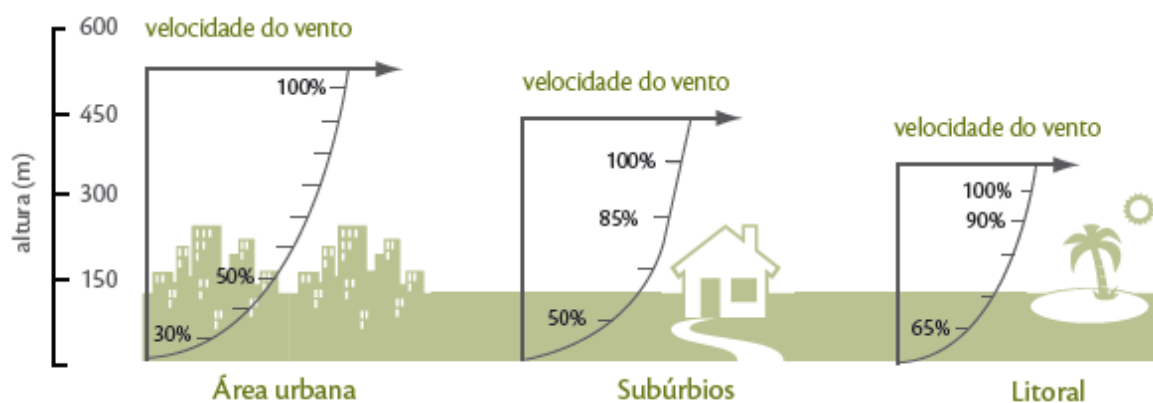


Fonte: (DUTRA, 2008)

A Figura 3 mostra a relação entre a altura e a velocidade dos ventos para diferentes áreas (urbana, subúrbio ou nível do mar), permitindo entender que regiões com altas edificações só alcançam velocidades de ventos satisfatórias após alturas elevadas, enquanto áreas com pequenas edificações, como casas, exigem alturas menores para

alcançar tais velocidades. Já em regiões ao nível do mar, é possível encontrar ventos satisfatórios em altitudes menos elevadas que nos casos anteriores (RODRIGUES, 2011).

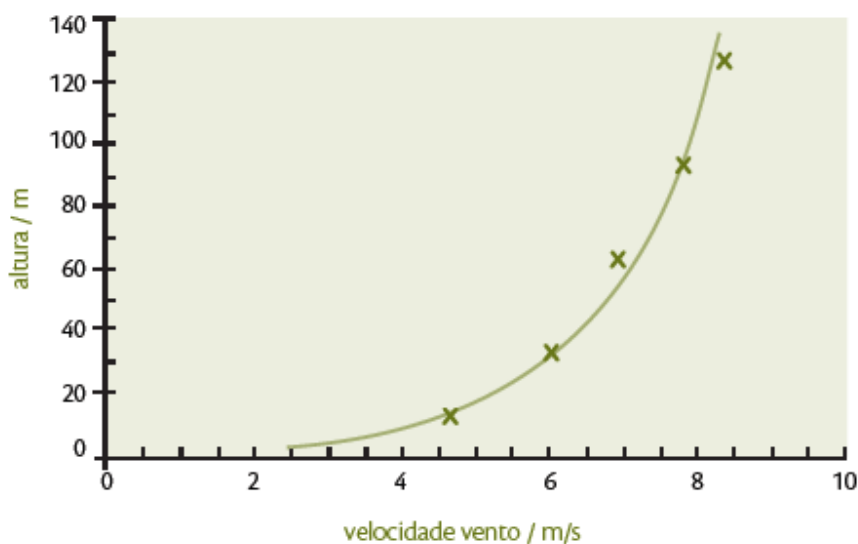
Figura 3 – Relação entre velocidade dos ventos e altura de medição.



Fonte: (RODRIGUES, 2011)

A Figura 4 representa o comportamento da velocidade do vento com a variação da altura, mostrando que, quanto maior a altura, menor será a influência das rugosidades do solo, implicando em uma maior velocidade e, conseqüentemente, um maior aproveitamento da energia eólica.

Figura 4 – Velocidade do vento x Altura



Fonte: (RODRIGUES, 2011)

Por meio da Equação 1, é possível definir a velocidade do vento a uma dada altura.

$$v_v = v_0 \left(\frac{H}{H_0} \right)^n \quad (1)$$

Na referida equação, v_0 representa a velocidade de referência, dada em m/s; H representa a altura desejada, em metros; H_0 é a altura de referência, também em metros; e n é o fator de rugosidade do terreno. A Tabela 1 expõe o fator de rugosidade de alguns terrenos.

Tabela 1 – Tipos de terrenos e seus respectivos fatores de rugosidade

DESCRIÇÃO DO TERRENO	FATOR DE RUGOSIDADE (n)
Terreno sem Vegetação	0,1
Terreno gramado	0,12
Terreno cultivado	0,19
Terreno com poucas árvores	0,23
Terreno com muitas árvores ou poucas edificações	0,26
Florestas	0,28
Zonas urbanas sem edifícios altos	0,32

Fonte: (ALDABÓ, 2002)

Usualmente, a geração de energia elétrica só pode ser iniciada com velocidades de vento da ordem de 2,5 a 3,0m/s. Para velocidades inferiores, o conteúdo energético não justifica o aproveitamento. No caso de velocidades superiores à faixa de 12,0m/s a 15,0m/s (43 a 54 km/h), o sistema automático de controle é acionado de modo a reduzir as forças aerodinâmicas, conseqüentemente, impossibilitando que a potência extraída seja maior que a nominal. Para casos de ventos muito fortes, maiores que 25m/s (90 km/h), os dispositivos de proteção atuam desligando o sistema, evitando danos ao mesmo (RODRIGUES, 2011).

2.1.2 Impactos Ambientais

Como toda tecnologia energética, a utilização dos ventos para a geração de energia também pode causar impactos ambientais negativos como, por exemplo: danos à fauna, ruído e impacto visual. Entretanto, tais danos podem ser mitigados, ou até eliminados, se houver planejamento adequado (TERCIOTE, 2002).

Uma das maiores vantagens da geração de energia eólica é que, durante sua operação, não há emissão de gases de efeito estufa, como CO₂. Em contrapartida, existe uma

grande preocupação quanto à fauna da região onde se encontram as turbinas eólicas, por conta do número expressivo de colisões de pássaros com os componentes do sistema de geração (TERCIOTE, 2002).

O grande problema da mortalidade de pássaros, relacionada à geração de energia eólica, está no posicionamento das turbinas dentro da rota migratória desses animais. Para minimizar esse impacto, estudos realizados na Dinamarca mostraram que a utilização de radares em turbinas pode desviar os pássaros de sua rota em até 200 metros, passando por cima ou ao redor da turbina, sem que haja colisão (TERCIOTE, 2002).

Outro impacto causado pela energia eólica é a geração de ruído, que pode ter origem mecânica ou aerodinâmica. O ruído mecânico é proveniente da caixa de engrenagens, que multiplica a rotação das pás da turbina para o aerogerador, causando vibração na estrutura da nacela, podendo ser transmitida para a torre. Atualmente, já existem tecnologias que permitem níveis de ruído bem menores, como é o caso do uso de gerador elétrico multipolo ligado diretamente ao eixo das pás, que dispensa o sistema de engrenagens (TERCIOTE, 2002).

Já o ruído de origem aerodinâmica é causado pela incidência do vento sobre a turbina, e está diretamente relacionado à amplitude da velocidade. Tecnologias voltadas para o formato de torres e pás visam a minimizar esse impacto (TERCIOTE, 2002).

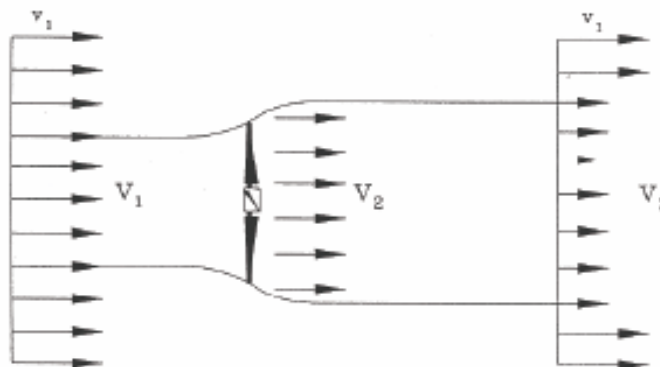
Quanto ao impacto visual, pode-se dizer que a reação provocada pela presença de turbinas eólicas é muito subjetiva. Essa subjetividade se dá pelo olhar de aceitação de algumas pessoas, baseado no símbolo de energia limpa que as turbinas possuem; enquanto outras, por sua vez, rejeitam a nova paisagem. Esse impacto tem sido minimizado por meio da conscientização da população a respeito dos benefícios da energia eólica (TERCIOTE, 2002).

2.1.3 Potência Extraída do Vento

Em condições ideais, a máxima energia contida no fluxo de ar que pode ser extraída por uma turbina eólica, ou seja, seu máximo Coeficiente de Potência é de, aproximadamente, 59,3%. Para determinar o valor desse coeficiente, o físico alemão Albert Beltz avaliou um conjunto de pás dentro de um tubo, onde V_1 representa a velocidade do vento antes de passar pelas pás; V_2 é a velocidade do vento no nível das

pás; e V_3 , a velocidade do vento depois de deixar as pás. A Figura 5 ilustra o esquema proposto por Beltz (DUTRA, 2008).

Figura 5 – Perdas de Velocidade do Vento na passagem por um conjunto de pás.



Fonte: (DUTRA, 2008)

Como indicado pela Figura 5, Beltz considera um deslocamento homogêneo do fluxo de ar - a uma velocidade V_1 - que, após passar pelas pás, sofre uma desaceleração, assumindo uma velocidade igual a V_3 . Pela lei da continuidade, tem-se pela Equação (2):

$$\rho V_1 A_1 = \rho V_2 A_2 = \rho V_3 A_3 \quad (2)$$

Onde, ρ é a densidade do ar; V_1 , V_2 e V_3 são as velocidades do vento antes, no nível e depois das pás respectivamente; e A_1 , A_2 e A_3 são as áreas de contato do ar antes, durante e depois das pás, também respectivamente. Considerando a redução da pressão do ar pouco significativa, pode-se assumir que a densidade do ar é constante.

A energia cinética extraída pela turbina eólica é calculada como a diferença entre as energias cinéticas a montante e a jusante das pás, como representado da Equação (3).

$$E_{ex} = \frac{1}{2} m (V_1^2 - V_3^2) \quad (3)$$

Assim, pode-se dizer que a potência extraída do vento é dada pela Equação (4) (DUTRA, 2008).

$$\dot{E}_{ex} = \frac{1}{2} \dot{m} (V_1^2 - V_3^2) \quad (4)$$

Neste ponto, faz-se necessário adotar as seguintes considerações, no que tange à relação entre as velocidades V_1 e V_3 :

- Se $V_1 = V_3$ - Nenhuma potência foi extraída pela turbina eólica;
- Se $V_3 = 0$ - O fluxo de massa de ar é nulo, significando que nenhuma potência foi extraída pela turbina.

Para calcular a velocidade referente à máxima potência extraída, é necessário conhecer a velocidade no rotor V_2 . Segundo o Teorema de Rankine-Froude, a relação entre as velocidades V_1 , V_2 e V_3 é dada pela Equação (5).

$$V_2 = \frac{V_1 + V_3}{2} \quad (5)$$

Enquanto a massa de ar (\dot{m}) é dada pela Equação (6).

$$\dot{m} = \rho A V_2 \quad (6)$$

Se as Equações (5) e (6) forem substituídas na Equação (4), tem-se:

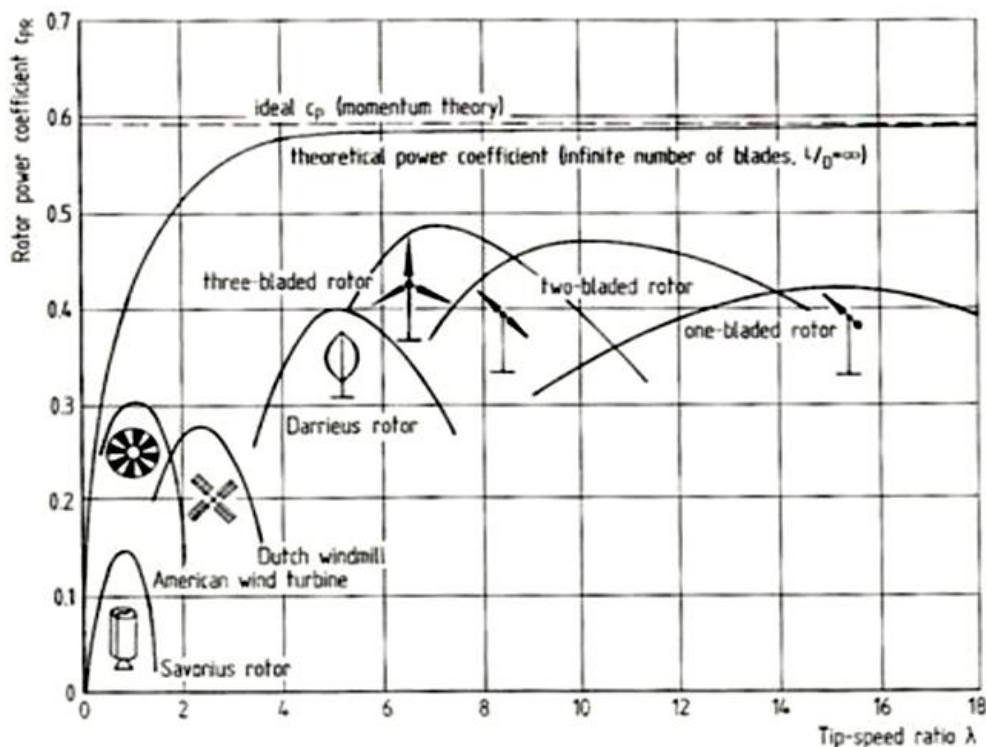
$$\dot{E}_{ex} = \frac{1}{2} \rho A V_1^3 \left\{ \frac{1}{2} \left[1 + \frac{V_3}{V_1} \right] \left[1 - \left(\frac{V_3}{V_1} \right)^2 \right] \right\} \quad (7)$$

Da Equação (7), concluí-se que:

- Potência do Vento: $P = \frac{1}{2} \rho A V_1^3$
- Coeficiente de Potência: $C_p = \left\{ \frac{1}{2} \left[1 + \frac{V_3}{V_1} \right] \left[1 - \left(\frac{V_3}{V_1} \right)^2 \right] \right\}$

O Coeficiente de Potência (C_p), encontrado na Equação 7, é a relação entre a potência útil e a potência total do ventos. Esse coeficiente expressa a parcela aproveitável da potência do vento, uma vez que nem toda a potência disponível pode ser extraída por uma turbina eólica (PINTO, 2013).

A Figura 6 apresenta os valores típicos do coeficiente de potência para cada tipo de turbina eólica. Assim, é possível observar que as turbinas de eixo horizontal, a três pás, possuem os maiores coeficientes de potência, ou seja, possuem maior capacidade de conversão da energia dos ventos.

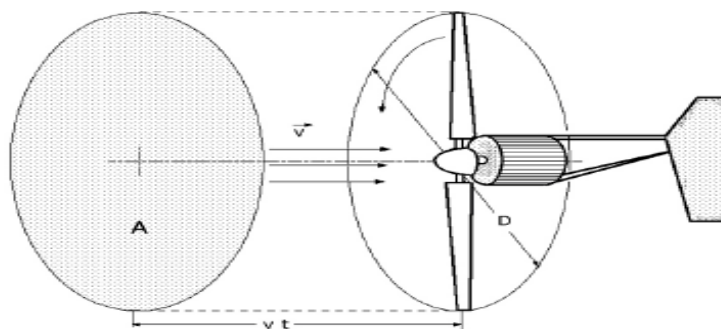
Figura 6 - Coeficiente de potência *versus* velocidade da pá (λ)

Fonte: (FRANCISCO, 2012)

Como a potência extraída dos ventos é dependente da área da superfície A , para aerogeradores de eixo horizontal, é possível calcular esta área por meio da Equação 8. A Figura 7 ilustra os parâmetros do rotor utilizados nos cálculos.

$$A = \frac{\pi D^2}{4} \quad (8)$$

Figura 7 – Área A varrida pelo rotor, de diâmetro D .



Fonte: (NUNES, 2008)

2.2 As Turbinas Eólicas

As turbinas eólicas podem ser classificadas de acordo com aspectos como tamanho, orientação do eixo do rotor e potência nominal extraída. Quanto ao tamanho e/ou potência nominal extraída, é possível classificá-las como de pequeno, médio e grande porte. As de pequeno porte são capazes de gerar até 80kW de potência, e são comumente aplicadas a sistemas isolados, como alimentação de residências e meios rurais, e iluminação pública. As de médio porte, por sua vez, podem gerar entre 81kW a 500kW, e são as mais usadas em sistemas híbridos de geração distribuída. Já as turbinas de grande porte possuem capacidade de geração acima de 500kW, e são aquelas que compõem os parques de usinas eólicas (MENEZES, 2012).

Quanto à orientação do eixo do rotor, as turbinas podem ser de eixo horizontal ou vertical. A seguir, serão apresentadas as particularidades de cada uma delas.

2.2.1 Turbinas de Eixo Vertical

Turbinas com rotores de eixo vertical possuem a característica de captar os ventos de todas as direções, portanto se destacam por não precisarem de mecanismo de ajuste de acordo com a variação da direção do vento, o que faz reduzir a complexidade do projeto. Essas turbinas podem ser movidas tanto por força de sustentação como por forças de arrasto, dependendo do modelo. Os principais tipos de rotores de eixo vertical são os Darrieus, Savonius e as turbinas com torre de vórtices (CRESESB, 2014b). As Figuras 8 e 9 ilustram algumas das turbinas de eixo vertical.

As turbinas de eixo vertical apresentam vantagens como segurança, menor produção de ruído, facilidade de construção e baixo custo. Além de possuírem a capacidade de enfrentar ventos turbulentos e possibilidade de instalação dos equipamentos de conversão de energia próximos ao solo, atribuindo facilidade durante os trabalhos de manutenção. Em contra partida, não são tão eficientes quanto às turbinas de eixo horizontal, sendo assim, são aplicadas a pequenos projetos de baixas potências (MENEZES, 2012).

Figura 8 – Turbinas Darrieus: (a) de pás curvas; (b) de pás retas

(a)

(b)



Fonte: (MENEZES, 2012).

Figura 9 – Turbina Savonius



Fonte: (MENEZES, 2012).

2.2.2 Turbinas de Eixo Horizontal

As turbinas de eixo horizontal são comumente as mais usadas em todo o mundo. São turbinas que se movimentam por forças de sustentação e de arrasto. A força de sustentação age em corpos que obstruem o movimento do vento e atuam perpendicularmente ao escoamento, já a Força de Arrasto atua na direção do escoamento. Essas forças são proporcionais ao quadrado da velocidade relativa do vento, porém só a de sustentação é dependente da geometria do corpo e do ângulo de ataque, sendo este o ângulo formado entre a velocidade relativa do vento e o eixo do corpo (CRESESEB, 2014b).

As turbinas de eixo horizontal são movidas predominantemente por forças de sustentação, o que permite maior liberação de potência quando comparadas com aquelas movidas por forças de arrasto (CRESESEB, 2014b). Essas turbinas de eixo horizontal, por sua vez, necessitam de mecanismo de controle para direcionar a seção reta varrida por suas pás, visando sempre o melhor aproveitamento do vento (MENEZES, 2012).

Essas turbinas podem ser compostas por várias pás, a depender de sua aplicação.

- Turbinas Multipás: amplamente usadas como aeromotor por possuírem alta força de tração e estabilidade para baixas velocidades de vento. Aplicadas, por exemplo, em bombeamento de água (SOUZA, 2012).
- Turbinas de duas ou três pás: este é o modelo mais utilizado devido a sua relação de potência por área de rotor ser superior ao modelo de turbinas multipás, aplicado a altas velocidades de vento. Durante a partida, esta turbina apresenta baixo torque e baixo rendimento, porém esses aspectos são aceitáveis na geração de energia elétrica, onde são amplamente empregados (SOUZA, 2012). Já as turbinas de duas pás, apresentam baixa estabilidade e são propensas a turbulências, por tanto, são pouco utilizadas (MENEZES, 2012).

As turbinas de eixo horizontal, hoje comerciáveis, são fabricadas em fibra de vidro e contam com sistema de controle de potência e mecanismo de freio aerodinâmico, em caso de ventos mais fortes do que aqueles previstos para o funcionamento adequado da turbina. Essas turbinas também podem ser instaladas *offshore*, graças aos avanços obtidos pelas pesquisas no campo dos materiais (SOUZA, 2012). A Figura 10 apresenta o perfil de uma turbina de eixo horizontal.

Figura 10 – Turbina de Eixo Horizontal



Fonte: (MENEZES, 2012)

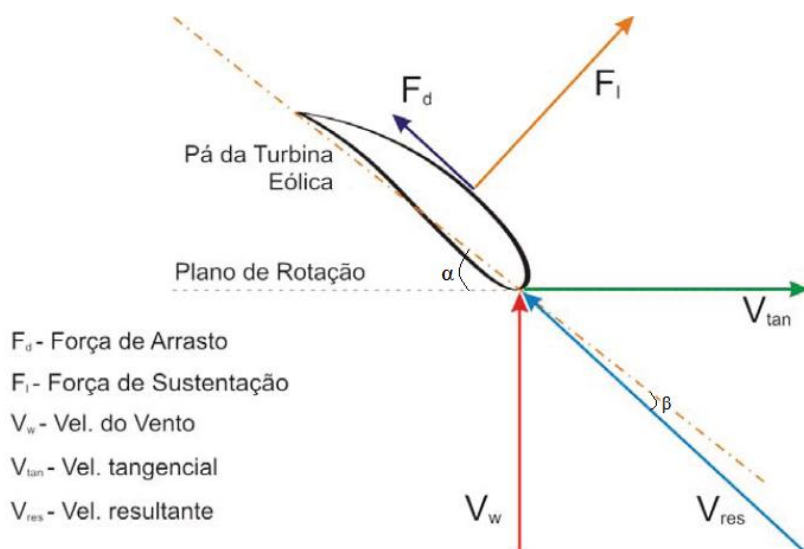
2.3 Forças Atuantes em uma Pá de Turbina Elétrica

Uma turbina eólica só é capaz de converter a energia cinética dos ventos em energia mecânica rotacional, devido à ação das forças aerodinâmicas nas pás do rotor. As principais forças atuantes nas pás de uma turbina eólica são: a Força de Sustentação e a Força de Arrasto (RODRIGUES, 2011).

A Força de Sustentação (F_l) atua perpendicularmente ao fluxo de vento resultante (V_{res}), visto pela pá. Esse fluxo de vento resultante é obtido pela subtração vetorial da velocidade do vento incidente (V_w) pela velocidade tangencial da pá da turbina eólica (V_{tan}) (DUTRA, 2008).

A Força de Arrasto (F_d), por sua vez, atua na mesma direção da velocidade resultante do vento (V_{res}). A força resultante das forças de sustentação e de arrasto é que produz o torque da turbina eólica (DUTRA, 2008). A Figura 11 ilustra as principais forças atuantes em uma pá de turbina eólica, bem como os ângulos de ataque (α) e de passo (β).

Figura 11 – Principais forças influentes em uma pá de turbina eólica

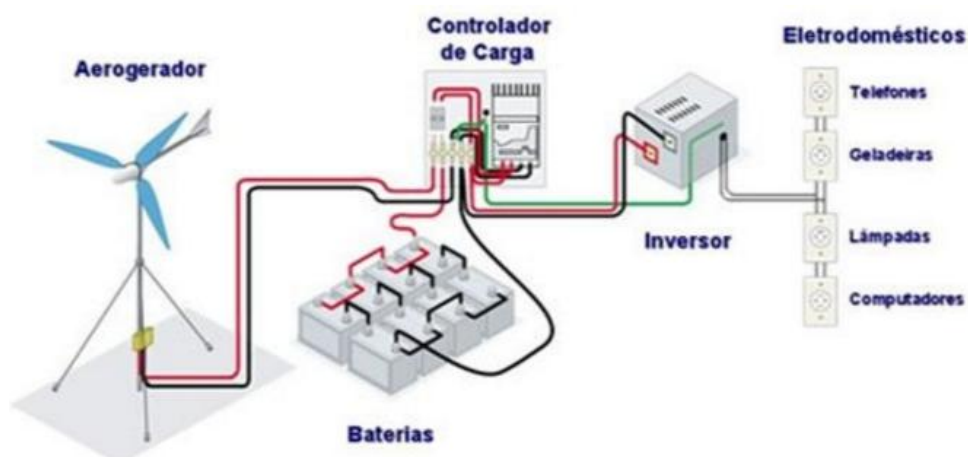


Fonte: (DUTRA, 2008)

2.4 Componentes de um Sistema de Geração Eólica

O sistema de geração de energia eólica possui componentes fundamentais para o aproveitamento dos ventos, como forma de gerar energia elétrica. Consideram-se como principais componentes do aerogerador: as pás, o eixo do rotor, a caixa de engrenagens, o gerador elétrico, a torre e o sistema de controle. O sistema de geração, por sua vez, além do aerogerador, também conta com o inversor, o controlador de carga e com as baterias. Alguns desses componentes estão representados na Figura 12.

Figura 12 – Principais componentes do gerador eólico



Fonte: (PORTAL ENERGIA, 2010)

O vento atua diretamente nas pás da turbina, que captam a energia proveniente desses ventos e convertem-na em energia rotacional. Essa energia mecânica rotacional é transmitida para o eixo do rotor, que aciona o gerador elétrico, conectado ao eixo. As pás precisam ser leves, resistentes e de bom rendimento aerodinâmico (MENEZES, 2012).

Quando acoplado a um gerador de indução ou síncrono de poucos polos, a caixa de engrenagens atua no aumento da velocidade de rotação do gerador elétrico, pois a rotação das pás é baixa e insuficiente para acionar o gerador (MENEZES, 2012).

O gerador elétrico, por seu turno, trabalha diretamente da produção de eletricidade. Os mais usados são os de indução ou os síncronos, para geração de média e grande potência. Para geração de baixa potência, os mais usados são os geradores síncronos a ímã permanente (MENEZES, 2012).

A torre é o componente responsável por dar sustentação à estrutura da turbina e elevá-la a alturas propícias a ventos de alta velocidade (MENEZES, 2012).

Já o sistema de controle é responsável por otimizar e proteger a turbina de operações impróprias, e será melhor detalhado na Seção 2.5.1.

O controlador de carga e as baterias são comumente usados em sistemas isolados, ou seja, aqueles que não são interligados à rede elétrica. Nesse caso, o controlador de carga é destinado à proteção da bateria contra sobrecarga, ou seja, ele é responsável por garantir que as baterias não receberão mais carga do que o recomendado. As baterias, por sua vez, são usadas como forma de armazenamento da energia que ainda não foi usada (PORTAL ENERGIA, 2010).

2.5 Tipos de Sistema de geração

O art. 14 do Decreto nº 5.163 do Presidente da República, de julho de 2004, considera Geração Distribuída como a energia elétrica produzida, ligada ao sistema elétrico, próxima à carga que será abastecida, proveniente de qualquer fonte, exceto hidrelétricas capazes de gerar mais de 30 MW e termoeletricas com eficiência energética menor que 75%.

No Brasil, conforme a resolução da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) nº 482/2012, revisada em 24 de novembro de 2015, considera-se que a microgeração de

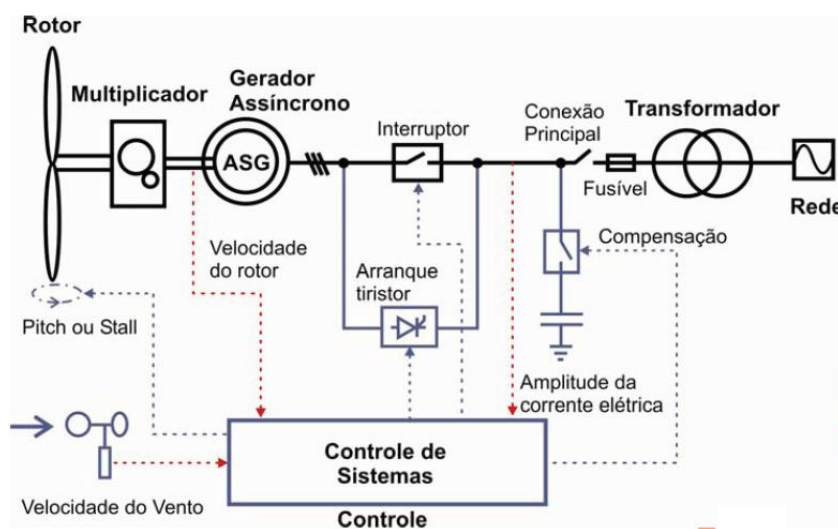
energia pertence àqueles geradores com uma geração até 75kW. Como abordado nas seções anteriores, a turbina mais eficiente é a de eixo horizontal, que utiliza três lâminas a montante da torre de sustentação.

Uma desvantagem considerável em relação às grandes turbinas é que, nestas, o investimento é abatido em poucos meses; ao passo que, nas de pequeno porte, o retorno é mais lento, podendo chegar a anos. A vantagem é que adquirir um microgerador possibilita a participação na geração de energia elétrica na rede pública (RODRIGUES, 2011).

Para o emprego de um aerogerador, inclusive o de baixa potência, faz-se necessário a aplicação de equipamentos que componham adequadamente o sistema de geração de eletricidade. Quanto à necessidade ou não de usar dispositivos retificadores/inversores, pode-se mencionar dois tipos de sistema, os de velocidade constante e os de Velocidade Variável.

Os sistemas cujos aerogeradores são de velocidade constante são interligados diretamente à rede elétrica, de modo que a frequência da rede é quem determina a rotação do gerador, não havendo necessidade de inversores (SOUZA, 2012). A turbina gira em baixa rotação, de maneira que se faz necessária a utilização de um multiplicador, com relação de transmissão r , para transmitir uma velocidade maior ao gerador. Essa velocidade é dependente do número de polos e da frequência da rede. A estes casos, aplicam-se os geradores assíncronos, ou de indução, que possuem alta corrente de partida, sendo preciso o uso de um tiristor para suavizá-la. O gerador de indução exige potência reativa para excitação do campo, razão pela qual se aplica um capacitor adequadamente dimensionado (DUTRA, 2008). A Figura 13 ilustra o esquema elétrico deste tipo de sistema.

Figura 13 – Esquema elétrico de um aerogerador com Velocidade Constante.

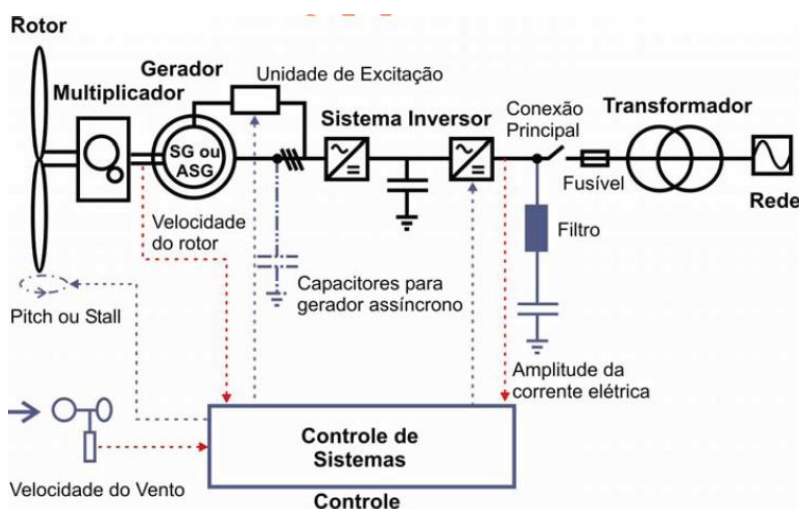


Fonte: (SOUZA, 2012)

Em sistemas cujos aerogeradores são de velocidades variáveis, a tensão gerada é retificada e a corrente contínua é invertida pelo conjunto retificador/inversor. O controle da frequência é realizado eletronicamente por semicondutores, com efeito de promover sincronismo entre a frequência produzida e a da rede. Esse sistema possibilita o emprego de geradores síncronos ou assíncronos, sendo a frequência gerada dependente da rotação do gerador que, por sua vez, varia com a rotação da turbina eólica (SOUZA, 2012).

Se aos sistemas de velocidade variável forem aplicados geradores assíncronos, deve-se atentar para a conexão do capacitor, que deve ser realizada antes do retificador. Dessa forma, o isolamento galvânico feito pelo conversor de frequência é garantido sem que haja absorção de energia reativa externa, seja de capacitores ou da rede elétrica. A Figura 14 ilustra o esquema elétrico deste tipo de sistema (SOUZA, 2012).

Figura 14 – Esquema elétrico de um gerador com velocidade variável.



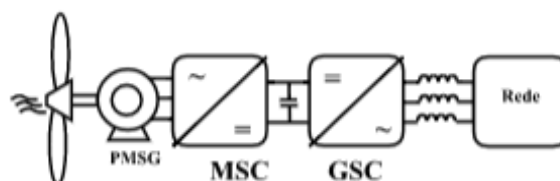
Fonte: (SOUZA, 2012)

De modo geral, a grande vantagem de sistemas que utilizam geradores de velocidade variável é o desacoplamento da frequência de rotação da turbina com a frequência da rede elétrica.

Assim, a turbina pode trabalhar de acordo com a velocidade real do vento, possibilitando seu maior desempenho aerodinâmico e menores flutuações de carga mecânica. Por outro lado, os custos relacionados a essa solução podem ser elevados, tendo em vista serem necessários maiores esforços de construção, bem como a utilização de filtros que atenuem a influência de componentes harmônicos, advindos do inversor de frequência (DUTRA, 2008).

No entanto, vale lembrar que o foco deste trabalho é a microgeração de energia eólica, e como forma de se atingir este objetivo, frequentemente, aplicam-se os geradores síncronos a ímã permanente, como mencionado na Seção 2.4. Nesse caso, dispensa-se o uso de multiplicadores de velocidade e de circuitos de excitação da máquina síncrona, ficando o conversor responsável pela retificação da onda gerada e adequação da mesma, para injeção na rede. Outra vantagem dessa tecnologia é a ausência de anéis coletores, o que aumenta a confiabilidade do sistema. A Figura 15 esquematiza os tipos de conexão entre o gerador e a rede.

Figura 15 - Gerador síncrono a ímã permanente, sem multiplicador de velocidade.



Fonte: (FREITAS, 2016)

Outro mecanismo presente em ambos os sistemas é o de Controle, que será detalhado na seção seguinte.

2.5.1 Mecanismo de Controle

O sistema de controle é responsável por otimizar e proteger a turbina de operações impróprias. Para tal, esse sistema monitora as principais grandezas, tanto mecânicas como elétricas, da máquina. Nele, encontram-se dispositivos protetores contra sobrecorrente, curto circuito, sobretensão, subtensão, sobre e subfrequência, além de capacitores para compensação de reativos (ROSAS, 2003).

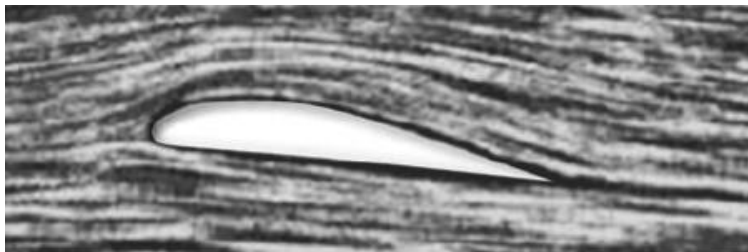
O sistema de controle se dedica à orientação do rotor, ao controle de carga, ao controle de velocidade, dentre outros. Atualmente, existem diversos tipos de sistemas de controle, que podem ser mecânicos (velocidade, passo, freio), eletrônicos (controle de carga) ou aerodinâmicos (posicionamento do rotor). Os aerogeradores mais modernos utilizam dois princípios de controle para limitar a extração de potência do vento, o Controle Stall e o Controle de Passo – Pitch (RODRIGUES, 2011).

O Controle de Passo é um sistema ativo, que precisa de uma informação vinda do controlador do sistema. Esse tipo de controle é usado em casos de aumento excessivo da velocidade do vento, ocasionando ultrapassagem da potência nominal do gerador. Nessa situação, as pás da turbina mudam seu ângulo de passo com o objetivo de reduzir o ângulo de ataque e, assim, diminuir as forças aerodinâmicas envolvidas, reduzindo, conseqüentemente, a potência extraída, para que seja produzida apenas a potência nominal.

Dessa forma, para todas as condições do vento, o fluxo é bem aderente à superfície da pá, gerando sustentação aerodinâmica e uma pequena força de arrasto (RODRIGUES,

2011). A Figura 16 mostra a ação do vento sobre uma pá de turbina com Controle de Passo.

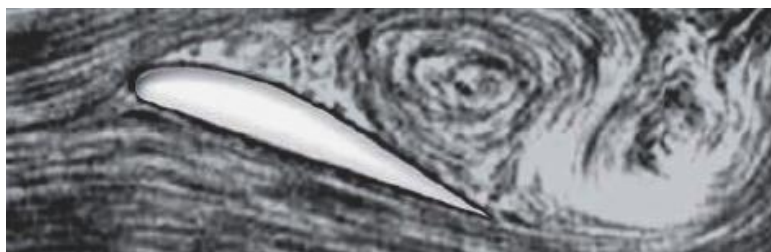
Figura 16 – Ação do vento sobre a pá da turbina (Controle de Passo)



Fonte: (RODRIGUES, 2011)

O Controle Stall, por sua vez, é um sistema passivo que reage diretamente com a velocidade do vento. Aqui, o ângulo de passo das pás é fixo e escolhido de modo que, quando a velocidade do vento for maior que a nominal, o fluxo em torno do perfil da pá descole de sua superfície (Stall), reduzindo a força de sustentação e aumentando a força de arrasto, impossibilitando o aumento da potência do rotor (RODRIGUES, 2011). A Figura 17 mostra a ação do vento sobre uma pá de turbina com Controle Stall.

Figura 17 – Ação do vento sobre a pá da turbina (Controle Stall)



Fonte: (RODRIGUES, 2011)

2.5.2 Sistema Anti-Ilhamento

A operação ilhada é aquela em que a energia elétrica gerada pelo acessante supre algumas unidades consumidoras localizadas em áreas eletricamente isoladas do sistema da distribuidora local, devido à falta ou manobra de disjuntor (por fenômenos atmosféricos, curto-circuito ou manutenção). Nesse caso, se a turbina eólica continuar operando na parte ilhada da rede, em pouco tempo, ela estará defasada da rede principal de energia. Além disso, esse tipo de operação pode causar acidentes durante os procedimentos de manutenção (EDP, 2014).

Para prevenir o ilhamento, é fundamental que o sistema de geração distribuída, conectado à rede principal, interrompa o fornecimento de energia elétrica em um limite de tempo especificado pela distribuidora local de energia, caso seu sistema de controle perceba variações de tensão, de frequência ou de corrente. Nessa ocasião, o controlador eletrônico deve desconectar a turbina da rede principal e cessar a operação (HEINEMAN, 2007).

Evitar o ilhamento garante a segurança das equipes de manutenção da rede e das pessoas no geral, e também evita danos ao sistema de geração distribuída e aos equipamentos a ele conectados.

3 POTENCIAL EÓLICO

Para avaliar o potencial eólico de uma região são necessários trabalhos sistemáticos de coleta e análise dos dados sobre velocidade e regime dos ventos. Geralmente, dados coletados em aeroportos, estações meteorológicas e outras aplicações similares podem oferecer uma estimativa inicial do potencial de aproveitamento da energia dos ventos (ANEEL, 2005).

A energia eólica de uma determinada região só é considerada tecnicamente aproveitável se possuir densidade de potência igual ou superior a 500 W/m^2 , a uma altura de 50 m, o que requer velocidade mínima do vento de 7 a 8m/s. Porém, de acordo com a Organização Mundial de Meteorologia, essas condições só são encontradas em 13% da superfície terrestre; e, mesmo assim, estima-se que o potencial eólico bruto mundial seja da ordem de 500.000 TWh por ano. Entretanto, devido a exigências socioambientais, apenas cerca de 10% desse valor (53.000 TWh) é considerado tecnicamente aproveitável, o que corresponde a quatro vezes o consumo mundial de energia elétrica (GRUBB, 1993).

3.1 Avaliação do Potencial Eólico

Para avaliar o aproveitamento dos ventos como fonte energética, é importante fazer uma estimativa prévia das velocidades desses ventos, visto que pode haver variações ao longo dos dias, dos meses, dos anos e também com a altura.

As velocidades médias, tanto anual como mensal, também expressam uma importante característica para a avaliação do potencial eólico, principalmente quando associadas à frequência de direção dos ventos.

O potencial eólico de uma região também pode ser avaliado por meio de informações expressas em uma rosa dos ventos, que pode conter dados sobre as velocidades relativas, a densidade de potência e a frequência dos ventos, em todas as direções, e, por isso, é muito importante no posicionamento de aerogeradores (MACHADO, 2008).

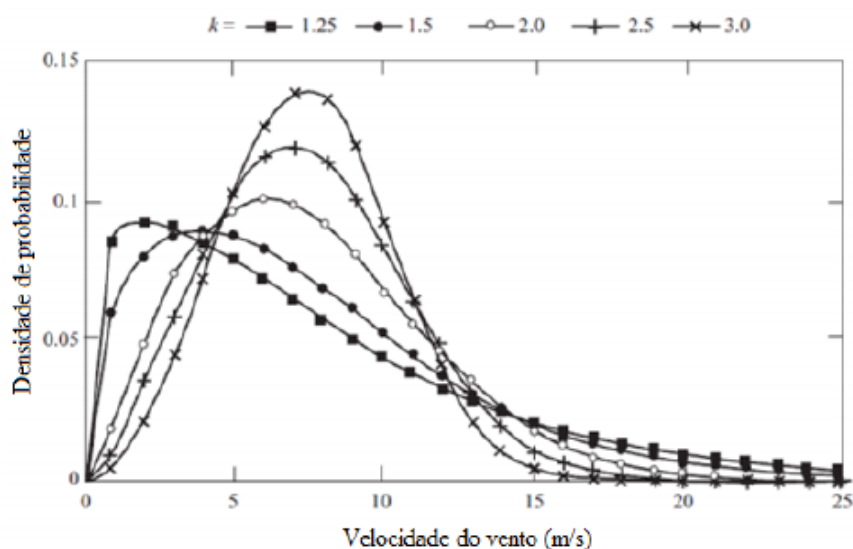
Por meio da densidade de potência dos ventos também é possível classificar o potencial eólico de uma região, usando a Tabela de Classes do Laboratório Norte Americano de Energia Renovável (NREL). Dessa forma, o potencial pode ser avaliado como pobre, marginal, satisfatório, bom ou excelente.

Outra ferramenta muito utilizada na avaliação do potencial eólico de uma região é a Função de Weibull, que representa a distribuição contínua mais próxima da distribuição discreta expressa pelos histogramas de velocidade. Essa função considera o desvio padrão dos dados coletados, inserindo as incertezas de ocorrência de velocidades previstas. A função de densidade de probabilidade de Weibull é representada pela Equação 9.

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (9)$$

Onde “k” representa o fator de forma (adimensional), que determina a forma da distribuição e se relaciona com o desvio padrão. O “c” é o fator de escala, dado em m/s, que estabelece a escala da distribuição de Weibull e está diretamente relacionado com a velocidade média. A Figura 18 mostra a influência do fator k na curva da distribuição de Weibull, onde se percebe que, quando k é equivalente a 1,25, a curva assume característica exponencial com decaimento, retratando as regiões onde a aplicação de um aerogerador é impraticável (PINTO, 2013). Enquanto casos em que o fator k é maior que 1,25 representam regiões viáveis para a instalação de uma turbina eólica.

Figura 18 – Influência da variação do fator k na Distribuição de Weibull



Fonte: (PINTO, 2013)

3.2 Potencial Eólico do Espírito Santo

O Estado do Espírito Santo, que possui como capital a cidade de Vitória, está localizado na região sudeste do Brasil. Entre as zonas de tabuleiro e serrana, o Estado possui grande diversidade de terreno, e seu clima é predominante tropical quente. As temperaturas são mais moderadas a oeste e se elevam ao longo das planícies costeiras, de modo que, na maior parte do Estado, as médias de temperaturas superam os 18°C durante todo o ano. Entretanto, é possível encontrar médias inferiores a 10°C nas regiões serranas, durante os meses mais frios (AMARANTE, 2009).

A distribuição dos ventos nesse Estado sofre influência das grandes escalas atmosféricas, como a escala sinótica e a circulação geral do planeta. Porém, as diferentes formas assumidas pelo terreno local também causam variações expressivas nas escalas menores, como a mesoescala e a microescala, o que resulta em um regime de ventos variado (AMARANTE, 2009).

A proximidade do Estado ao centro de alta pressão Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul, como mostra a Figura 19, influencia na ocorrência predominante de ventos a leste e a nordeste. Além disso, a ação das massas polares ajuda a configurar a característica eólica sazonal desse Estado (AMARANTE, 2009).

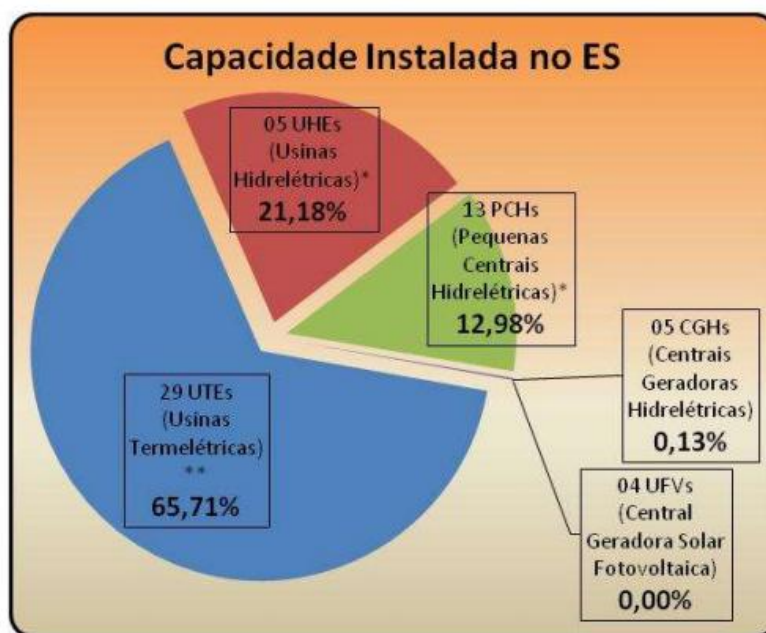
Figura 19 – A ação de elementos em grandes escalas atmosféricas que influenciam no regime dos ventos capixabas.



Fonte: (AMARANTE, 2009)

Quanto ao aspecto energético, 65% da energia gerada no Espírito Santo é proveniente de fontes térmicas; entretanto, mesmo assim, o Estado precisa importar 66% da energia que demanda. A Figura 20 mostra a capacidade instalada das unidades de geração, no Espírito Santo, em 2015. (ASPE, 2015)

Figura 20 – Capacidade de geração de energia elétrica instalada no ES, em 2015.

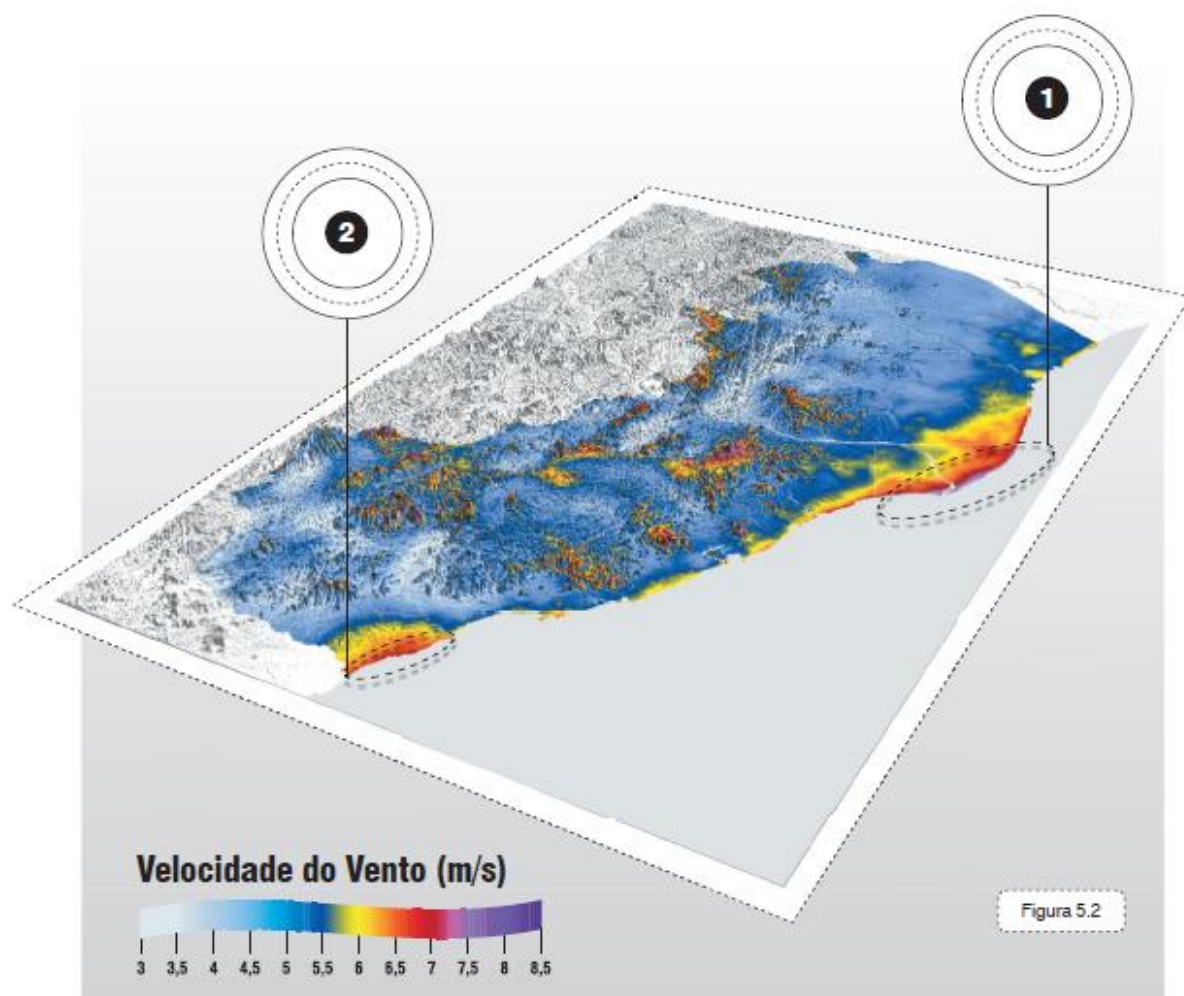


Fonte: (ASPE, 2015)

A vista da necessidade de diversificação da matriz energética capixaba, a Agência de Serviços Públicos de Energia do Estado do Espírito Santo (ASPE) realizou um estudo com o objetivo de conhecer e identificar as possíveis condições de aproveitamento eólico do Estado (AMARANTE, 2009).

Com base nesse estudo, a ASPE publicou o Atlas Eólico do Espírito Santo em 2009. Esse Atlas aponta duas regiões, situadas no litoral capixaba, cujas condições são altamente favoráveis ao aproveitamento eólico. As regiões mencionadas estão indicadas na Figura 21 (AMARANTE, 2009).

Figura 21 - Mapeamento do potencial eólico do Espírito Santo.



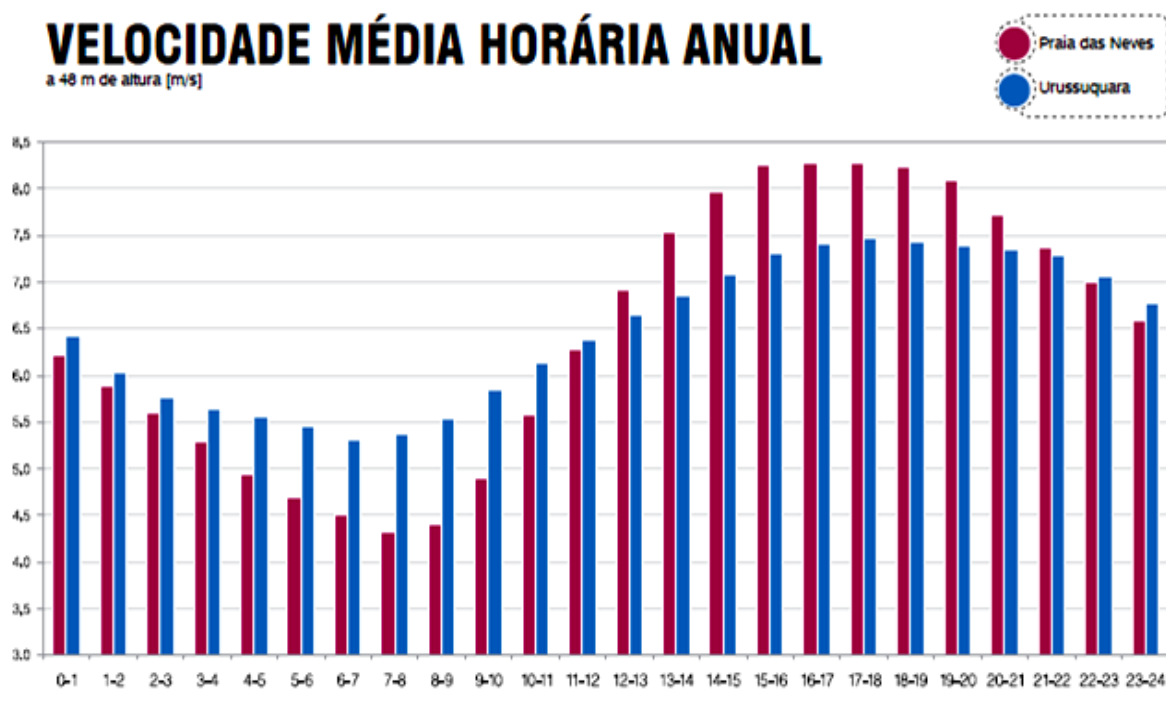
Fonte: (AMARANTE, 2009)

Na região 1, apontada pela Figura 21, encontra-se o litoral do município de Linhares, que se caracteriza pela longa planície costeira de baixa rugosidade. Quanto ao regime dos ventos, a região apresenta médias anuais próximas de 6m/s, a 50m de altura. Essas características indicam uma forte tendência para grandes empreendimentos eólicos na região. Além disso, a construção da Subestação de Cacimbas reduziu os custos de interligação ao Sistema Interligado Nacional (SIN) (AMARANTE, 2009).

A região 2, também indicada pela Figura 21, situa-se entre os municípios de Presidente Kennedy e Marataízes. Ambos fazem parte do litoral sul do Estado e também possuem baixa rugosidade, possibilitando médias anuais de 6,5m/s, a 50m de altura (AMARANTE, 2009).

A Figura 22 apresenta o perfil das velocidades médias dos ventos, durante as horas do dia, medidos a uma altura de 48m nas estações anemométricas da Praia das Neves (Presidente Kennedy-ES) e Urussuquara (Linhares-ES), lugares onde é possível observar que, na maior parte do dia, são expressadas velocidades médias superiores a 6m/s.

Figura 22 – Perfil das velocidades médias anuais dos ventos em Praia das Neves e Urussuquara, ES.



Fonte: (AMARANTE, 2009)

Outra região capixaba cujo potencial eólico é promissor é a serrana, que possui altitudes elevadas. Lá, a intensificação da compressão do escoamento atmosférico, associada às brisas montanha-vale, às acelerações orográficas e às complexidades do terreno, criam ventos diurnos mais intensos. O município de Santa Teresa, localizado nessa região, dispõe de boas características para o aproveitamento eólico, entretanto, possui terreno complexo e conexões distantes com o Sistema Interligado Nacional. A vista disso, a região pode ser atrativa para empreendimentos eólicos de pequeno porte (AMARANTE, 2009).

O potencial eólico do Espírito Santo, estimado pela ASPE em 2009, em regiões cujos ventos superam os 6,5m/s, foi de 0,53 GW, 1,79 GW e 4,06 GW, para alturas de 50m, 75m e 100m, respectivamente. Esses resultados revelam um potencial de geração eólica

muito promissor, quando aproveitado por grandes turbinas. Aproveitar esse potencial pode ser uma oportunidade de complementar e diversificar a matriz energética local, além de contribuir como o crescimento econômico e com a qualidade de vida dos habitantes desse Estado.

Apesar de o estudo feito pela ASPE não ter objetivado os pequenos empreendimentos eólicos, os resultados demonstram a possibilidade real de se investir em tecnologias de geração eólica no Espírito Santo. Dessa forma, para atingir o objetivo deste trabalho, o Capítulo 7 tratará da caracterização do potencial eólico da capital do Espírito Santo, Vitória, focando na aplicação de aerogeradores de pequeno porte, para o abastecimento residencial.

4 PROCEDIMENTOS PARA A CONEXÃO DE UM AEROGERADOR DE PEQUENO PORTE

No Brasil, a concessionária de energia elétrica (acessada), da região de interesse, necessita aprovar a conexão de uma central geradora à rede elétrica de distribuição. Para tanto, a concessionária deve elaborar normas técnicas específicas, em consonância com as Resoluções Normativas descritas no Módulo 3 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional). Esse Módulo é um documento elaborado pela ANEEL com o propósito de normatizar o acesso ao sistema de distribuição de energia, que contém seção específica para acesso de microgeração distribuída (ANEEL, 2012a).

4.1 Procedimentos para a conexão de Aerogeradores de Baixa Potência à Rede Elétrica

A resolução nº 391 da ANEEL isenta os empreendimentos eólicos com potência igual ou menor a 5MW de autorização para exploração dos recursos eólicos, sendo necessário apenas o Registro de Central Geradora, que assegura às centrais geradoras a comercialização de energia e o livre acesso às instalações de distribuição.

A conexão de um microgerador eólico à rede de distribuição segue o Módulo 3 do PRODIST, cuja última revisão foi aprovada em 24 de novembro de 2015, passando a vigorar a partir de 1º de março de 2016. Esse Módulo é composto pelas etapas de Consulta de Acesso, Informação de Acesso, Solicitação de Acesso, Parecer de Acesso e Celebração de Contratos. Os estágios de Consulta de Acesso e Informação de Acesso são opcionais, enquanto a Solicitação de Acesso e o Parecer de Acesso são estágios obrigatórios, que possuem as seguintes características:

➤ **Consulta de Acesso:**

Caracteriza-se pelo pedido formal feito pelo acessante à acessada, com objetivo de adquirir informações técnicas para realizar os projetos relacionados à conexão na rede de distribuição.

➤ **Informação de Acesso:**

É a resposta formal obrigatória à Consulta de Acesso, feita pela acessada à acessante, contendo todas as informações necessárias para a realização da conexão pretendida, assim como as responsabilidades do acessante e documentação essencial para a Solicitação de Acesso.

➤ Solicitação de Acesso:

É a solicitação formal obrigatória, realizada pelo acessante à acessada, do acesso ao ponto de conexão de interesse, e apresentação do projeto das instalações de conexão, incluindo o memorial descritivo, localização do arranjo físico e diagramas. Depois de emitida, a Solicitação de Acesso se torna prioridade de atendimento pela distribuidora, que, por sua vez, possui 120 dias para emitir o Parecer de Acesso, se houver necessidade de realização de obras no sistema de distribuição a ser acessado. Caso não haja tal necessidade, o prazo para emissão do parecer é de 30 dias.

Uma das melhorias trazidas pela nova revisão do Módulo 3 do PRODIST foi o formulário padrão de solicitação de acesso. Esse formulário deve ser preenchido pelo consumidor que deseja acessar a rede elétrica, e prevê simplificações consideráveis no processo de conexão à rede.

➤ Parecer de Acesso:

É a resposta formal obrigatória da acessada à acessante, esclarecendo todas as informações necessárias para conexão junto à rede de distribuição desejada. No parecer, deve constar, se necessário:

- As características da rede de distribuição acessada e do ponto de conexão, incluindo os requisitos técnicos, como a tensão nominal de conexão e padrões de desempenho;
- A definição do ponto de conexão para microgeração;
- As responsabilidades do acessante;
- As informações dos equipamentos ou cargas suscetíveis a causar distúrbios ou danos ao sistema da distribuidora ou na instalação de outros acessantes;
- As tarifas de uso aplicáveis;
- A relação de obras de responsabilidade da acessada;
- As informações gerais relacionadas ao ponto de conexão.

Para fins contratuais, a concessionária deverá firmar o Acordo Operativo com a acessante em um prazo de 90 dias, contados da emissão do Parecer de Acesso.

A nova revisão do Módulo 3 do PRODIST estabeleceu uma redução do prazo total para conexão de uma central geradora de até 75kW. Esse prazo, que era de 82 dias, anteriormente, foi reduzido para 34 dias. Além disso, os consumidores poderão fazer a solicitação de acesso e acompanhar o curso do processo pela internet, através da página eletrônica da distribuidora, a partir de janeiro de 2017.

Quanto aos equipamentos de medição, as exigências mínimas do PRODIST para aerogeradores de potência nominal menor que 75kW são: chave seccionadora, acessível à equipe de manutenção da distribuidora; elemento de interrupção automático acionado por proteção; relé de proteção de sub e sobretensão; relé de proteção de sub e sobrefrequência; e relé de sincronismo e medidor bidirecional. Cumpre observar que esse tipo de conexão não permite operação ilhada.

4.2 Políticas Públicas para Incentivo à Geração Distribuída

Não se pode negar a veracidade dos benefícios que a geração distribuída pode proporcionar ao sistema elétrico de um país. Pensando assim, alguns mecanismos de incentivo à geração distribuída foram criados com o objetivo não só de diversificar a matriz energética, como também de reduzir o carregamento das redes, reduzir as perdas, melhorar o nível de tensão nos períodos de pico, além de reduzir os impactos ambientais. Dentre os mecanismos de incentivo, destacam-se a Tarifa *Feed-in*, as Quotas, os Certificados de Energia Renovável e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (ANEEL, 2010).

A Tarifa *Feed-in* é uma tarifa paga para centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia. Ao passo que o sistema de Quotas se caracteriza como a compra obrigatória da energia gerada, que se deseja incentivar, pela distribuidora local, que por sua vez, repassa os custos dessa energia mais cara para os consumidores finais. Os Certificados de Energia Renovável comprovam o benefício ambiental concedido pela energia gerada, são muito utilizados por empresas que precisam alcançar metas ambientais e podem ser adquiridos em mercado específico (ANEEL, 2010).

Por fim, o Sistema de Compensação de energia elétrica se caracteriza pela criação de créditos de energia ativa (kWh), abatidos no valor da fatura mensal, não havendo comercialização em espécie monetária. Nesse caso, faz-se necessária a instalação de um medidor bidirecional na unidade consumidora-geradora, para quantificar a energia gerada e a consumida. Dessa forma, é feito um balanço, ao final de cada mês, com os montantes das energias consumida e gerada, a fim de faturar apenas a diferença entre as duas (se o consumo for maior que a geração) e o custo de disponibilidade do sistema. Nos meses em que a geração for maior que o consumo, a unidade consumidora-geradora acumula créditos, em kWh, que podem ser abatidos nos meses subsequentes (ANEEL, 2011). Vale ressaltar que o prazo para que os créditos de energia expirem foram alterados na nova revisão do Módulo 3 do PRODIST, de 2015, e passaram de 36 para 60 meses.

Segundo a Resolução nº 482 da ANEEL, “sistema de compensação de energia elétrica é o sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e, posteriormente, compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda”.

Em contrapartida, existem alguns inconvenientes decorrentes do sistema de geração distribuída, como o aumento da complexidade de operação da rede de distribuição, que passará a ter fluxo bidirecional; a necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes; o aumento da dificuldade para controlar o nível de tensão nos períodos de carga leve; o aumento da distorção harmônica na rede e o alto tempo de retorno do investimento (ANEEL, 2011). Esses são alguns dos desafios técnicos que ampliam a complexidade das redes de distribuição e que precisam ser mapeados e estudados.

5 ANÁLISE DA INSTALAÇÃO DE UM AEROGERADOR EM VITÓRIA-ES

5.1 Caracterização do Potencial Eólico de Vitória-ES

Para caracterizar o potencial eólico da cidade de Vitória-ES, foram coletados dados da estação meteorológica do Aeroporto Eurico Salles (Código OMM: 86830), localizada no bairro Goiabeiras. Os dados são referentes a velocidade e direção dos ventos, e foram disponibilizados pela página eletrônica da agência norte americana NOAA (*Nacional Oceanic and Atmospheric Administration*).

A análise foi realizada no período de um ano, com dados amostrados de hora em hora. O ano analisado foi o de 2010, por sugestão da equipe do Laboratório de Qualidade do Ar (UFES), devido à consistência dos dados e ao baixo número de falhas do medidor. O medidor da estação abordada encontra-se a uma altura de 10 metros do solo.

Os dados obtidos junto ao NOAA foram tratados no *software WindoGrapher*, que permite a análise do potencial eólico por meio da utilização da direção e da velocidade dos ventos. Esse *software* é capaz de calcular a densidade de potência dos ventos e de definir perfis de velocidades (diários, mensais ou anuais). Com ele, também é possível simular o comportamento de diversas turbinas, a fim de realizar uma análise comparativa entre as mesmas. O *WindoGrapher* foi criado pela *Mistaya Engineering Inc.*, que também distribui o *software* e disponibiliza, gratuitamente, uma versão teste durante 14 dias .

Empregando o referido *software*, foi possível classificar o potencial eólico da região por meio da densidade de potência dos ventos, que é igual a 134,4W/m². De acordo com a Tabela 2, o potencial eólico é classificado como marginal.

Tabela 2 - Classes de vento de acordo com a densidade de potência a 10 m

Classe de Vento	WPD a 10m (W/m ²)	Descrição
1	0,0 – 100	Pobre
2	100 – 150	Marginal
3	150 – 200	Satisfatório
4	200 – 250	Bom
5	250 – 300	Excelente

Fonte: (NREL, 2015)

Outras análises, usando o *WindoGrapher*, foram feitas para determinar a direção com as melhores condições de aproveitamento eólico. A Figura 23 aponta as frequências de ocorrência dos ventos por direção, onde se nota que, no ano de 2010, os ventos foram mais frequentes nas direções nor-nordeste (NNE), nordeste (NE) e norte (N), com exceção dos meses de abril, maio e junho, que apresentam maiores frequências a sul (S), su-sudoeste (SSO) e sudoeste (SO). De forma complementar à análise de melhor direção, a Figura 24 exhibe as densidades de potência do vento (W/m^2) por direção, apontando as maiores densidades nas direções nordeste (NE), lés-nordeste (ENE) e leste (E), com exceção dos meses de maio e junho, que apresentam maiores densidades a su-sudoeste (SSO) e sudoeste (SO).

Vale ressaltar que os cálculos feitos pelo *WindoGrapher* consideram a densidade do ar igual a $1,225 \text{ kg/m}^3$, rugosidade igual a 0,8 metros (apropriada para zonas urbanas) e altura igual a da aquisição de dados (10 metros).

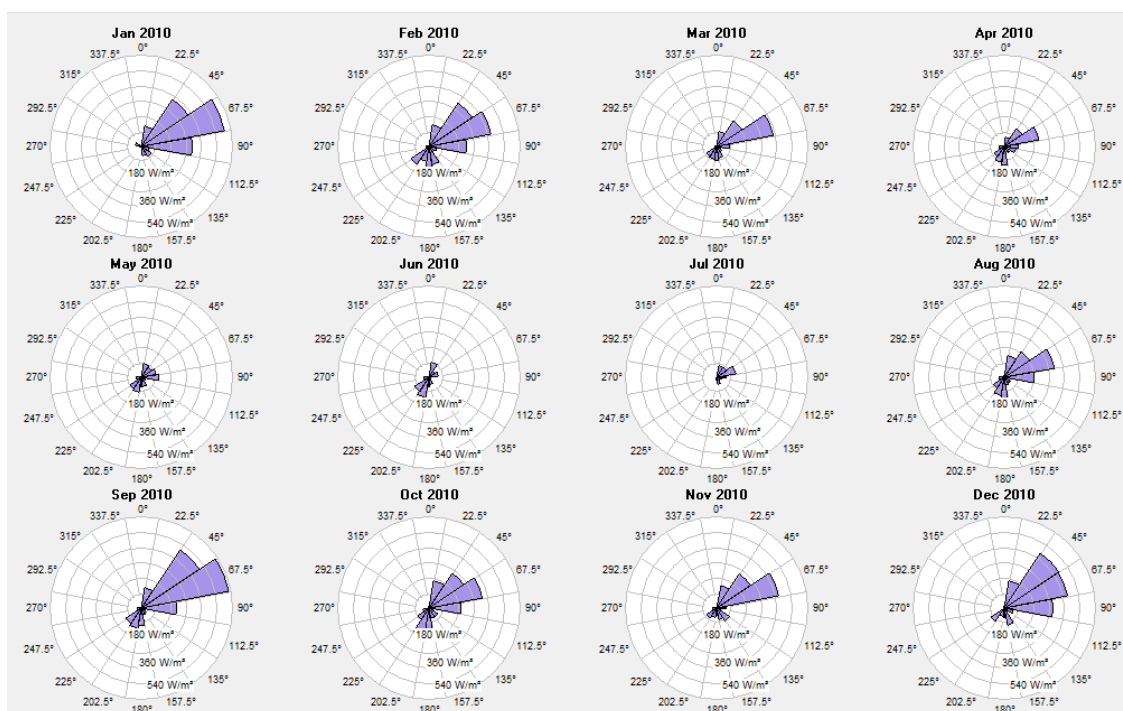
Já a Figura 25 mostra, de forma geral, a densidade de potência anual por direção, indicando as maiores densidades a lés-nordeste (ENE) e nordeste (NE).

Figura 23 - Frequência mensal de ventos pela direção em 2010



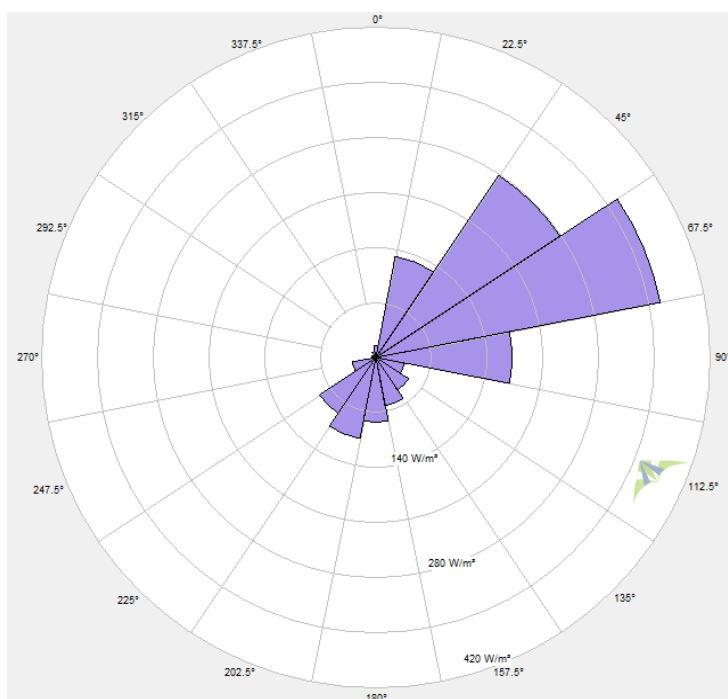
Fonte: Própria Autora

Figura 24 – Densidade de Potência do Vento x Direção do vento, em 2010



Fonte: Própria Autora

Figura 25 – Densidade de Potência anual por Direção do vento, 2010.



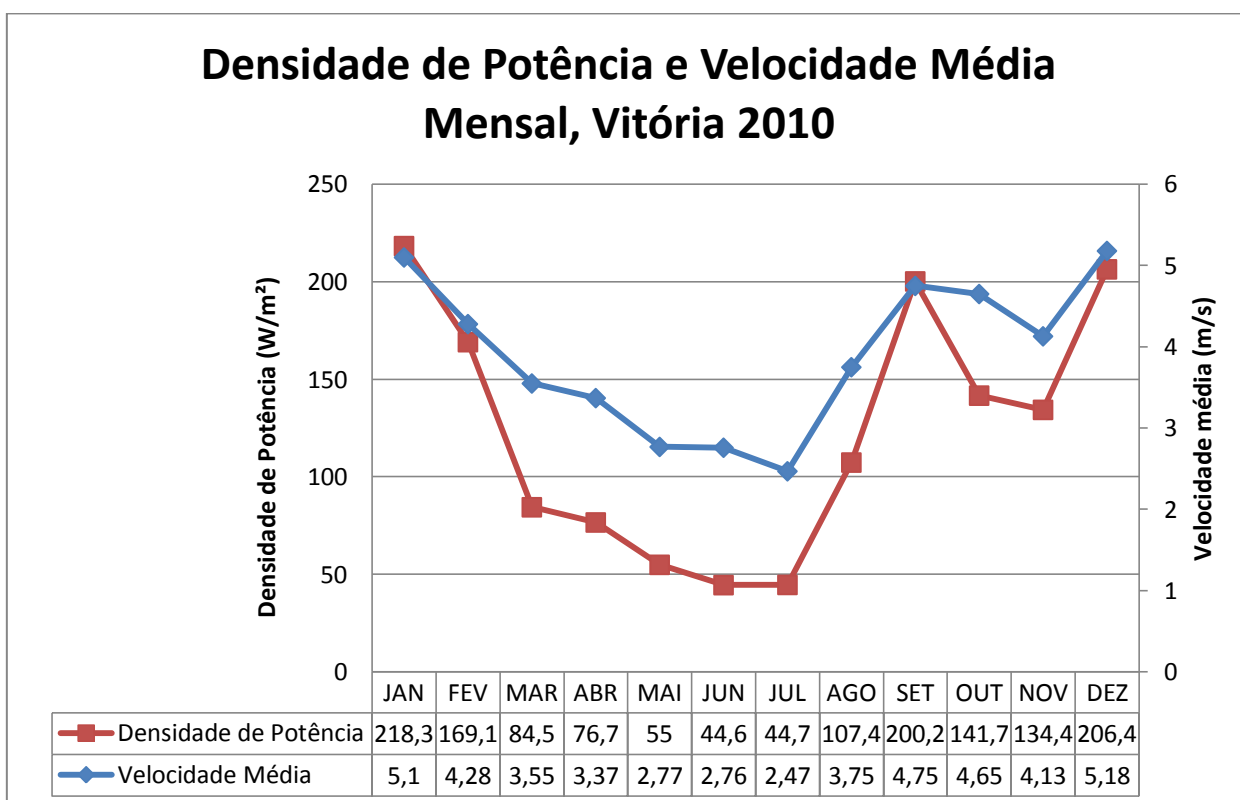
Fonte: Própria Autora

O Gráfico 1 foi traçado para melhor compreender o comportamento da densidade de potência ao longo do ano de 2010. Vale ressaltar que o cálculo da densidade de potência

varia com o cubo da velocidade média de cada mês; e que não foi considerada a variação de temperatura ambiente, nem de densidade do ar. Tendo isso em vista, observa-se que dezembro é o mês com maior densidade de potência, totalizando 206,4W/m²; ficando junho com a menor, igual a 44,6W/m².

O *WindoGrapher* também apresenta os valores anuais de velocidade média e densidade de potência iguais a 3,9m/s e 134,4W/m², respectivamente.

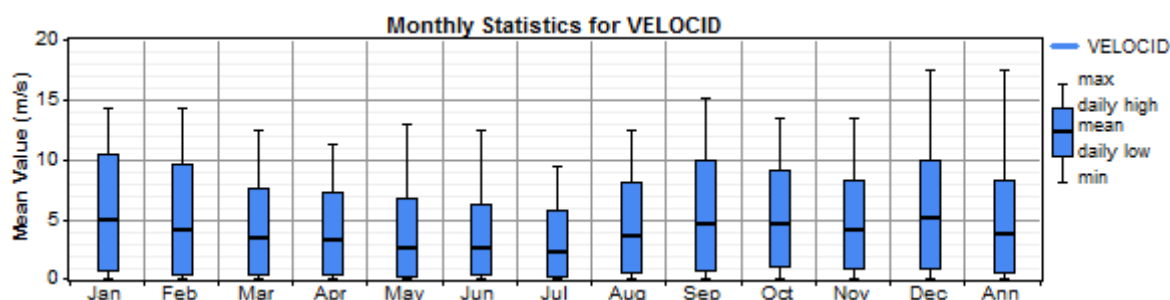
Gráfico 1 – Densidade de potência e velocidade média dos ventos em Vitória, 2010



Fonte: Própria Autora

Outra característica importante está representada na Figura 26, também extraída do *WindoGrapher*, onde se observa as médias mensais das velocidades dos ventos. A figura contém os valores máximos e mínimos alcançados mensalmente, as médias dos valores máximos e mínimos diários, e a média mensal. Nota-se que, em quase todos os meses, há registros de velocidades maiores que 10m/s, exceto em julho. Porém, essa velocidade não é contínua, de modo que a velocidade média anual, a 10m de altura, em 2010, foi de 3,9m/s. Nota-se, também, que a maior média se encontra em dezembro (5,19m/s); e a menor, em julho (2,47m/s).

Figura 26 – Médias mensais de velocidades dos ventos.



Fonte: Própria Autora

Ainda com o objetivo de caracterizar o comportamento eólico dos ventos de Vitória, foram calculados os fatores de Weibull, k e c , conforme apresentado na Tabela 3. Assim, observa-se que o maior registro do fator k foi em dezembro (igual a 1,63); e o menor, em julho (igual a 1,09), tendo em vista que valores de k muito baixos representam ventos cujas velocidades tendem a variar bastante (STEVENS, 1979).

menor que 1 provoca turbulência e prejudica a geração de energia eólica. Com relação ao fator c , o melhor valor foi registrado também em dezembro (igual a 5,79m/s); e o pior, igualmente em julho (igual a 2,55m/s)

Tabela 3 - Valores mensal dos fatores k e c da distribuição de Weibull

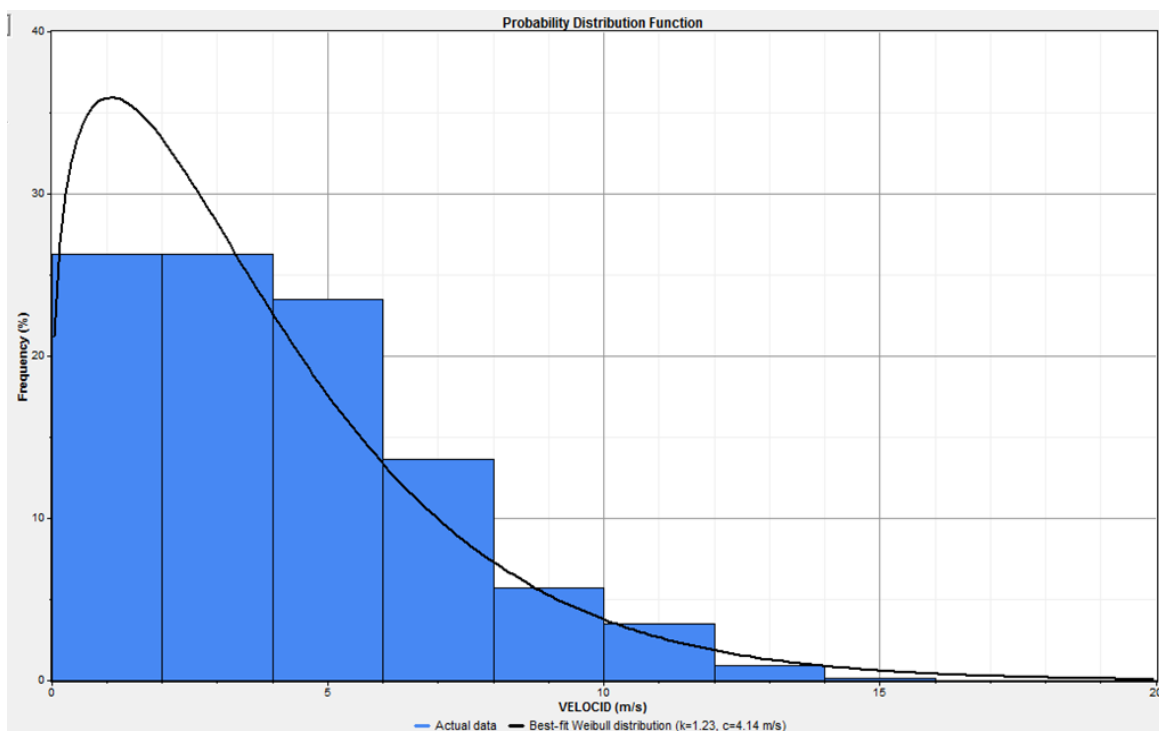
	Weibull k	Weibull c (m/s)
JAN	1,51	5,66
FEV	1,28	4,68
MAR	1,38	3,88
ABR	1,34	3,67
MAI	1,17	2,93
JUN	1,29	2,99
JUL	1,09	2,55
AGO	1,32	4,07
SET	1,39	5,2
OUT	1,69	5,2
NOV	1,38	4,52
DEZ	1,63	5,79
ANUAL	1,235	4,148

Fonte: Própria Autora

Com o *Windographer*, também foi possível traçar a distribuição de Weibull, exibida na Figura 27. Com isso, foi possível perceber uma distribuição pouco uniforme, devido à

baixa frequência ou inexistência de algumas velocidades na amostra. Entretanto, com a curva apresentada, observa-se que mais de 70% das velocidades coletadas são menores que 5m/s, e que menos de 5% representam velocidades maiores que 10m/s.

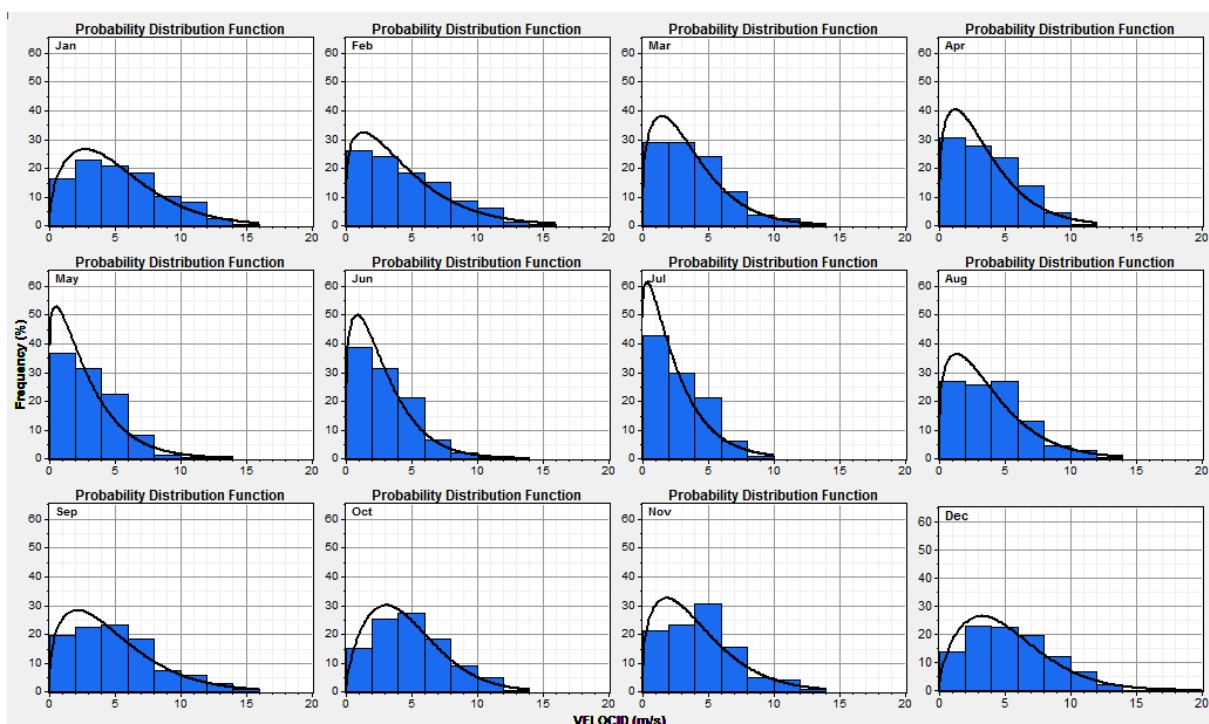
Figura 27 - Frequência anual de velocidades dos ventos e distribuição de Weibull



Fonte: Própria Autora

Complementando as análises de frequência da velocidade, a Figura 27 mostra como se comporta a curva de Weibull em cada mês do ano de 2010. Com essa figura, é possível observar que em todos os meses as velocidades menores que 5m/s possuem as maiores frequências. Assim, nota-se que nos meses de junho e julho mais de 90% das velocidades são menores que 5m/s. Já nos meses de janeiro e dezembro, cerca de 60% das velocidade são menores que 5m/s.

Figura 28 - Frequência mensal de velocidades dos ventos e distribuição de Weibull



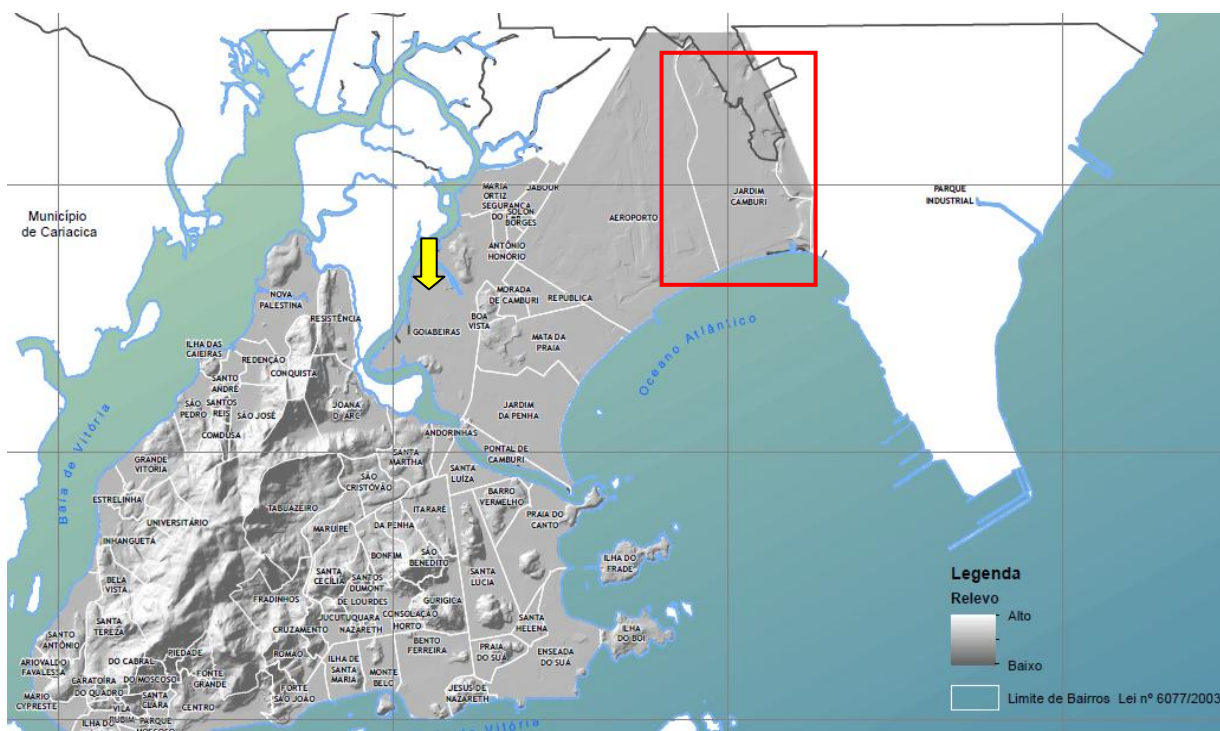
Fonte: Própria Autora

5.2 Identificação das Zonas de Possível Instalação de uma Turbina Eólica

Deseja-se adotar uma região em Vitória-ES onde as condições climáticas e ambientais favoreçam a instalação de uma turbina eólica. Dessa forma, como comprovado na seção anterior, sobre estimação do potencial eólico, uma das melhores direções para o aproveitamento dos ventos é a nordeste.

Analisando os bairros a nordeste do município de Vitória, observa-se que as características do bairro Jardim Camburi apontam boas condições para aplicação de um sistema de geração eólica residencial. Além do posicionamento estratégico do bairro, Jardim Camburi possui baixa influência de relevo, pois sua área é majoritariamente plana, quando comparada com a dos demais bairros. Além disso, Jardim Camburi se localiza próximo ao mar, onde os ventos costumam ser mais intensos, e se trata de um bairro predominantemente residencial. A Figura 29 enfatiza a localização (retângulo vermelho) e as características de relevo do bairro, além disso, indica (seta amarela) a localização da Estação Meteorológica de Goiabeiras, de onde foram coletados os dados para este trabalho.

Figura 29 - Relevo do Município de Vitória. Em destaque, o bairro Jardim Camburi (retângulo vermelho) e Estação Meteorológica de Goiabeira (seta amarela).

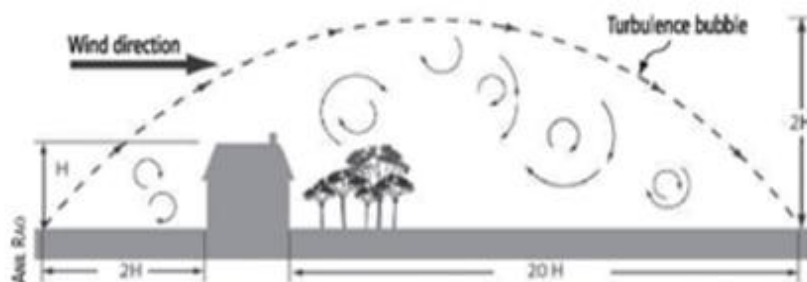


Fonte: (PMV, 2015)

5.3 Posicionamento da Torre de Sustentação da Turbina Eólica

Como dito na Seção 2.1.1, as turbulências podem danificar as turbinas eólicas. Portanto, é fundamental mapear e evitar a instalação das mesmas em zonas turbulentas, priorizando áreas abertas ou junto ao litoral. Uma forma prática de evitar as zonas de turbulência, tipicamente usada em instalações de turbinas eólicas, é instalar a torre a uma distância (raio) cerca de 15 a 20 vezes a altura do maior obstáculo, ou garantir que a ponta inferior das pás da turbina esteja duas vezes acima da altura do maior obstáculo, como sugere a Figura 30 (CHIRAS, 2010).

Figura 30 – Zona de Turbulência causada por obstáculo



Fonte: (CHIRAS, 2010)

Ainda da Figura 30, verifica-se que, se houver a possibilidade de posicionamento da turbina eólica na frente ou sobre o obstáculo, evitando a zona de turbulência, o sistema de geração pode se tornar mais eficiente. Nesse caso, deve-se atentar para os ruídos e as vibrações que a turbina pode causar à estrutura sobre a qual se encontra fixada.

Como a região adotada no presente trabalho é densamente ocupada por outras residências, onde normalmente não há espaço apto para fixação da torre diretamente no solo, considera-se interessante a instalação da torre sobre o telhado da casa escolhida. Dessa forma, para minimizar os efeitos de possíveis ruídos e vibrações, deverão ser adotadas as seguintes ações:

1 – Vistoria da estrutura residencial por um profissional qualificado, com emissão de laudo técnico, a fim de garantir a integridade física da casa durante a operação do aerogerador;

2 – Construção de uma base apropriada para a fixação de uma torre autoportante no telhado.

É de suma importância que a base seja construída segundo critérios bem definidos. Arya *et al.* (1979) resumiram os procedimentos necessários para a definição das dimensões de uma base para máquinas rotativas. Importa dizer que tais procedimentos se referem à confecção de uma base a ser fixada no solo; porém, eles serão aqui citados por apresentarem grande semelhança com o cenário adotado neste trabalho.

Por fim, deve-se atentar para a frequência de vibração natural do sistema telhado-base e a frequência de operação da máquina, de modo que as mesmas não coincidam a ponto de entrarem em ressonância. As recomendações fornecidas a seguir também são

originalmente adotadas em sistemas solo-base; mas, em razão de os cenários serem semelhantes, tais recomendações também serão consideradas.

A frequência natural do sistema máquina-base-telhado deve ser de 20 a 50% maior que a frequência de operação da máquina. Segundo Tschebotarioff (1978), esse distanciamento entre as frequências não é necessário, se a velocidade de operação da máquina for maior que a frequência natural da base, o que faria com que a faixa ressonante fosse ultrapassada em fração de segundos, após o início da operação da máquina (MOURA, 2007).

5.4 Escolha da Residência

Como já foi dito, o objetivo principal desta produção acadêmica é analisar as possibilidades de instalação de um sistema de geração de energia eólica em uma residência. À vista disso, deseja-se que a residência adotada tenha algumas características básicas para o melhor aproveitamento eólico regional. Assim, segundo análises já realizadas em seções anteriores, além de se localizar no bairro de Jardim Camburi (Vitória-ES), a residência precisará conter um número máximo de 4 habitantes lá residindo (EPE, 2015), e possuir espaço suficiente no telhado para a acomodação da base da torre autoportante.

Para evitar obstrução dos ventos e zonas turbulentas, procurou-se uma região do bairro com predominância de construções de baixa altura, como é o caso das ruas Júlia Lacourt Pena, Orlando Caliman e Fortunato Abreu Gágno, que se localizam uma ao lado da outra. Essas ruas possuem casas de no máximo 2 andares. A Figura 31 mostra os detalhes da Rua Júlia Lacourt Pena.

Figura 31 – Detalhes da Rua Júlia Lacourt Pena, Jardim Camburi, Vitória-ES.



Fonte: (Google Street View, 2016)

Por questões econômicas, deseja-se adotar uma casa de dois andares, com aproximadamente 6 metros de altura, para que, dessa maneira, a torre da turbina eólica a ser instalada no telhado possa ter uma altura menor (complementando a altura da casa) e, conseqüentemente, apresentando menor custo e elevando a turbina à altitude necessária, para o melhor aproveitamento dos ventos.

6 DIMENSIONAMENTO E ESPECIFICAÇÃO DO SISTEMA EÓLICO

Levando em conta todas as análises feitas na Seção 5.4, é desejável que a turbina eólica adotada seja instalada em uma residência de dois andares (aproximadamente 6 metros de altura), do bairro de Jardim Camburi (Vitória-ES). Da mesma forma, como comprovado na Seção 5.1, a turbina deve ser posicionada a nordeste, sobre uma torre autoportante, a fim de aproveitar as melhores condições dos ventos da região.

6.1 Análise da Turbina Eólica a ser aplicada

Deseja-se selecionar uma turbina eólica que melhor atenda o consumo de energia elétrica de uma residência. Para tal, adotou-se a média de consumo residencial do sudeste, correspondente a 182kWh/mês, segundo dados de 2015 da EPE (Empresa de Pesquisa Energética).

Em seguida, foram avaliadas as seguintes turbinas comerciais, de uso residencial: Gerar 246 (1kW), Razec de (1,5kW) e Skystream 3.7 (2,4kW). As simulações foram feitas no *Windographer*, considerando o valor padrão para perdas inerentes ao sistema igual a 19%. Também se levou em conta o valor de rugosidade igual a 0,8 metros, conforme Tabela 4. Os resultados obtidos por meio das simulações estão apresentados na Tabela 5.

Tabela 4 – Valor de Rugosidade para diversos tipos de superfícies

Classe de Rugosidade	Rugosidade (m)	Tipo de Superfície
2	0,1	Terreno agrícola com algumas casas
2,5	0,2	Terreno agrícola com muitas casas, arbustos e plantas
3	0,4	Vilas, pequenas cidades, terrenos agrícolas com cercas altas, florestas e terrenos irregulares.
3,5	0,8	Grandes cidades com prédios altos
4	1,6	Cidades muito grandes com prédios muito altos e arranha-céus.

Fonte: (DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION, 2003)

Tabela 5 – Comparação entre os resultados obtidos da simulação das turbinas adotadas

Turbina Eólica (potência nominal)	Altura do rotor (m)	Veloc. Do vento na altura do rotor (m/s)	Tempo de produção zero (%)	Potência Média produzida (kW)	Energia após perdas (kWh/ano)	Fator de Capacidade (%)
Gerar264 (1kW)	10	3,94	26,31	0,1	844	10
Razec266 (1,5kW)	10	3,94	26,29	0,1	1051	8
Skystream 3.7 (2,4kW)	10	3,94	37,03	0,3	2597	12,4

Fonte: Própria Autora.

A Tabela 5 aponta os menores resultados quanto à geração anual, para as turbinas Gerar e Razec, que totalizam 876kWh e 1051kWh, respectivamente. Elas também apresentam os menores fatores de capacidade. Já a Skystream, como esperado devido a sua robustez em relação às demais, exhibe os melhores resultados quanto à geração de energia (2597kWh/ano) e ao fator de capacidade (12,4%), apesar de possuir o maior tempo de produção em zero (37,03%). A Tabela 6 exhibe as especificações técnicas, informadas pelos fabricantes, das três turbinas abordadas.

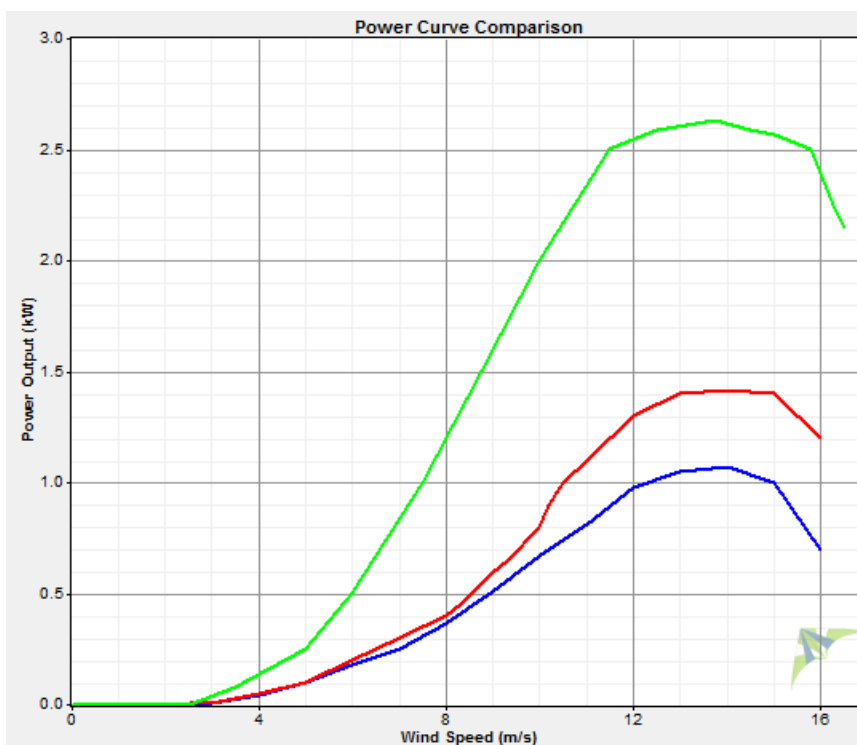
Tabela 6 – Especificações Técnicas das turbinas Gerar 246, Razec 266 e Skystream 3.7

	Gerar 246	Razec 266	Skystream 3.7
Fabricante	Enersud	Enersud	Southwest Windpower
Potência Nominal	1kW	1,5kW	2,4Kw
Diâmetro do Rotor	2,46 m	2 m	3,72 m
Velocidade de partida	2m/s	2,5m/s	3,5m/s
Velocidade Nominal	12 m/s	12m/s	11 m/s
Peso (turbina+torre)	132,84 kg	197,8 kg	174,84 kg

Fonte: Própria Autora

As curvas de potência apresentadas na Figura 32 foram traçadas segundo dados dos fabricantes, com o auxílio do *software Windographer*, e estão representadas nas cores azul, vermelha e verde, a fim de comparar as turbinas Gerar, Razec e Skystream, respectivamente.

Figura 32 – Comparação entre as curvas de potências das turbinas Gerar 246 (curva azul), Razec 266 (curva vermelha) e Skystream 3.7 (curva verde).



Fonte: Própria Autora

Também observou-se, por meio de simulações, que as turbinas Gerar, Razec e Skystream apresentaram potências médias iguais a 0,1kW, 0,1kW e 0,4 kW, respectivamente, durante o período estudado. Com as curvas traçadas na Figura 32, observa-se que para os mesmos valores de velocidade, a turbina Skystream é a que exprime as maiores potências. Assim, analisando a média das potências e as curvas da Figura 32, pode-se constatar que a turbina skystream apresenta os melhores resultados.

7 AVALIAÇÃO DO INTERCÂMBIO ENERGÉTICO

Atualmente, o Brasil adota o Sistema de Compensação de Energia Elétrica como incentivo à geração distribuída. Dessa forma, para melhor avaliar as turbinas abordadas no Capítulo 6 foi realizada uma análise do fluxo energético entre a rede e a residência, no período adotado, levando em conta as particularidades do sistema de compensação.

Dentre as turbinas comerciais analisadas na Seção 6.1, observou-se que duas delas, Gerar e Razec, apresentaram desempenho insatisfatório. Isso significa que se essas turbinas fossem aplicadas ao cenário adotado, a energia gerada não seria capaz de suprir o consumo médio de uma residência. Nesse caso, a maior parte do tempo o fluxo energético continuaria sendo unidirecional, da rede para a residência, de modo que o consumidor-gerador continuaria comprando energia da concessionária todos os meses.

A única turbina analisada que proporciona fluxo bidirecional é a Skystream, que apresenta geração de energia superior ao consumo médio residencial na maioria dos meses, como é possível observar na Figura 33, resultante da simulação no *WindoGrapher*. Assim, nos meses de janeiro, fevereiro, agosto, setembro, outubro, novembro e dezembro, o consumidor-gerador injetaria energia ativa na rede, acumulando créditos, em kWh, com a concessionária.

Nota-se, ainda da Figura 33, que de março a julho, a geração de energia é menor que o consumo médio, de forma que consumidor-gerador demandará energia da rede, podendo abater na fatura de energia, ao final de cada mês, os créditos acumulados anteriormente.

Assim, considerando o consumo médio residencial igual a 182kWh/mês (valor correspondente à média do consumo energético mensal individual da Região Sudeste do Brasil), os meses de agosto a fevereiro acumulam um total de 771kWh em créditos, por gerarem mais que o consumo residencial. E nos meses de março a julho, a unidade consumidora-geradora demandaria um total de 358kWh da rede, por não gerar o suficiente para abastecer a residência.

Fazendo um balanço do período analisado, nota-se que, mesmo com o abatimento dos créditos acumulados nas faturas dos meses de baixa geração, ainda sobrariam 413kWh em créditos, tendo o consumidor-gerador 60 meses para consumi-los.

Figura 33 - Valores mensais referentes a produção de energia da turbina eólica Skystream 3.7

Mês	Quantidade de dados	Veloc. média do vento (m/s)	Tempo de geração em zero (%)	Tempo de geração nominal (%)	Potência média de saída (kW)	Energia média de saída (kWh/ano)	Fator de capacidade (%)
Jan	744	5.16	23.52	5.38	0.5	0.5	0.5
Fev	672	4.30	37.50	3.27	0.4	0.4	0.4
Mar	744	3.55	40.32	1.48	0.2	0.2	0.2
Abr	720	3.42	40.56	0.14	0.2	0.2	0.2
Mai	744	2.80	50.27	0.40	0.1	0.1	0.1
Jun	720	2.72	52.92	0.14	0.1	0.1	0.1
Jul	744	2.48	56.05	0.00	0.1	0.1	0.1
Ago	744	3.81	35.75	1.34	0.3	0.3	0.3
Set	720	4.84	28.75	5.83	0.4	0.4	0.4
Out	744	4.71	25.81	2.42	0.4	0.4	0.4
Nov	720	4.22	30.83	2.08	0.3	0.3	0.3
Dez	744	5.27	22.31	4.70	0.5	0.5	0.5
Total	8.760	3.94	37.03	2.26	0.3	0.3	0.3

Fonte: Própria Autora.

8 VIABILIDADE ECONÔMICA

Por meio das simulações realizadas no Capítulo 6, é possível afirmar que, do ponto de vista de desempenho, a turbina eólica Skystream 3.7 apresenta os melhores resultados. Porém, também é necessário investigar a viabilidade econômica de cada turbina, antes de optar por uma delas. Neste capítulo, as turbinas serão analisadas do ponto de vista econômico, adotando a metodologia do Valor Presente Líquido (VPL).

Segundo a metodologia do Valor Presente líquido (VPL), quando este é menor que zero, o investimento é economicamente inviável, pois o valor presente das saídas de caixa é maior que o valor presente das entradas de caixa.

Por outro lado, se o VPL for igual a zero, significa que o valor presente das saídas de caixa é igual ao valor presente das entradas de caixa. Em tal caso, o investimento será quitado durante a vida útil projeto, porém não haverá nenhum retorno financeiro para o investidor.

De forma análoga, quando o VPL é maior que zero, denota-se que o valor das saídas de caixa é menor que o valor das entradas de caixa. Nesse caso, além de liquidar o valor do investimento, haverá retorno financeiro para o investidor; e, por essa, razão pode-se concluir que o projeto é economicamente factível (CASAROTTO, 2010).

O consumidor em questão é classificado como residencial, enquadrando-se no subgrupo B1 e na modalidade tarifária Convencional. Considerando o acréscimo decorrente da bandeira vermelha na tarifa de energia, a Tabela 7 exhibe os valores de tarifação vigentes entre agosto de 2015 e fevereiro de 2016.

Tabela 7 - Custos da Modalidade Convencional, subgrupo B1.

Tarifa de Energia (TE) + bandeira VRM	R\$ 0,2898/kWh
Tarifa de Uso do Sistema (TUSD)	R\$ 0,2197/kWh
ICMS	25%
PIS + COFINS	5%

Fonte: (EDP, 2015)

No cálculo de custo anual, foi considerado apenas o valor referente ao consumo de energia, estimado em 2184kWh, e as tarifas de energia (TE) e de uso do sistema de distribuição (TUSD), como mostrado na Equação 10.

$$Valor_{sem\ impostos} = Energia_{consumida} * (TE + TUSD)$$

$$(10)$$

$$Valor_{sem\ impostos} = 2184 * (0,2898 + 0,2197) = R\$ 1.112,79$$

Porém, o valor faturado pela distribuidora inclui os valores de impostos (ICMS, COFINS e PIS), assim como calculado na Equação 11.

$$Valor\ faturado_{com\ impostos} = \frac{Valor_{sem\ impostos}}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad (11)$$

Dessa forma, o custo médio anual com consumo de energia elétrica de uma residência será:

$$Valor\ faturado_{com\ impostos} = \frac{1.112,79}{1 - (0,3)} = R\$ 1.589,70$$

De acordo com as simulações do Capítulo 6, as capacidades de geração anual das turbinas Gerar e Razec são 844kWh e 1051kWh, respectivamente. Logo, o valor economizado ao ano, sem impostos, por cada turbina, equivale a:

$$Valor\ economizado_{sem\ impostos\ (Gerar)} = 844 * (0,2898 + 0,2197) = R\$ 430,02$$

$$Valor\ economizado_{sem\ impostos\ (Razec)} = 1051 * (0,2898 + 0,2197) = R\$ 535,48$$

E considerando os impostos cobrados, tem-se:

$$Valor\ economizado_{com\ impostos\ (Gerar)} = \frac{430,02}{1 - (0,3)} = R\$ 614,31$$

$$Valor\ economizado_{com\ impostos\ (Razec)} = \frac{535,48}{1 - (0,3)} = R\$ 764,98$$

Por meio dos cálculos realizados, constatou-se que as turbinas Gerar e Razec representam uma economia anual de 38,64% e 48,12%, respectivamente, em consumo de energia elétrica. Vale lembrar que a turbina Skystream gera 2.597kWh/ano, isto é, mais do que a média de consumo residencial, que é de 2184kWh/ano. Portanto, a economia proporcionada por essa turbina, em um ano, é de 100%.

Por fim, cabe avaliar a atratividade econômica de se investir em um sistema de geração eólica residencial. Para tal, a Tabela 8 apresenta os custos dos sistemas de geração, informados pelos fabricantes, incluindo os valores da turbina, da torre, do inversor, da instalação e do frete.

Tabela 8 – Custos dos Sistemas de Geração Eólica analisados

Turbina	Fabricante	Custo do Sistema instalado (R\$)	R\$/kW
Gerar 246 (1kW)	Enersud	34.400,00	34.400,00
Razec 266 (1,5kW)	Enersud	49.000,00	32.666,66
Skystream (2,4kW)	Southwest Windpower	70.727,00	29.469,58

Fonte: Própria Autora

Tendo em vista os custos apresentados pela Tabela 8, é possível calcular os valores de retorno ($V_{retorno}$) de cada investimento, por meio da Equação 12, em um tempo definido n, considerando um recebimento anual sucessivo A e uma taxa mínima de atratividade i (CASAROTTO, 2010).

$$V_{retorno} = A * \left\{ \frac{1 - \left[\frac{1}{(1+i)^n} \right]}{i} \right\} \quad (12)$$

Para tal cálculo, definiu-se o tempo n como o tempo de vida útil dos equipamentos, estimado em 25 anos. A taxa mínima de atratividade utilizada foi a SELIC, calculada em 14,25%; e o recebimento sucessivo, o equivalente ao valor anual economizado por cada turbina.

$$V_{retorno(Gerar)} = 614,31 * \left\{ \frac{1 - \left[\frac{1}{(1 + 0,1425)^{25}} \right]}{0,1425} \right\} = R\$ 4.156,72$$

$$V_{retorno(Razec)} = 764,98 * \left\{ \frac{1 - \left[\frac{1}{(1 + 0,1425)^{25}} \right]}{0,1425} \right\} = R\$ 5.176,22$$

$$V_{retorno(Skystream)} = 1589,70 * \left\{ \frac{1 - \left[\frac{1}{(1 + 0,1425)^{25}} \right]}{0,1425} \right\} = R\$ 10.756,68$$

O valor presente de cada investimento foi calculado utilizando a Equação 13.

$$Valor\ Presente = V_{retorno} - Investimento\ Inicial \quad (13)$$

Assim,

$$Valor\ Presente_{(Gerar)} = 4.156,72 - 34.000 = -29.843,28$$

$$Valor\ Presente_{(Razec)} = 5.176,22 - 49.000,00 = -43.823,78$$

$$Valor\ Presente_{(Skystream)} = 10.756,68 - 70.727,00 = -59.970,32$$

Nota-se que os resultados dos cálculos de valores presentes são negativos, refletindo a inviabilidade econômica de todos os investimentos. Ou seja, o custo inicial dos investimentos não será liquidado durante a vida útil dos equipamentos, tampouco proporcionará vantagem econômica para o proprietário do capital investido.

Nesse contexto, para que os investimentos propostos neste capítulo sejam ao menos liquidados durante o período de vida útil, deve-se obter VPL igual a zero. Para isso, os cálculos de VPL foram refeitos, igualando o valor presente das saídas de caixa com o valor presente das entradas de caixa. Com isso, encontrou-se um valor mínimo de energia a ser gerada por cada turbina e, conseqüentemente, consumida pela residência.

Com o VPL igual a zero, tem-se:

$$V_{retorno} = Investimento\ Inicial$$

Logo,

$$V_{retorno\ (Gerar)} = 34.400,00$$

$$V_{retorno\ (Razec)} = 49.000,00$$

$$V_{retorno\ (Skystream)} = 70.727,00$$

Com o valor de retorno, e usando, mais uma vez, a Equação 12, foi possível encontrar o novo valor economizado por cada turbina anualmente, que foi de:

$$Valor\ economizado_{com\ impostos\ (Gerar)} = R\$ 5.084,24$$

$$Valor\ economizado_{com\ impostos\ (Razec)} = R\$ 7.242,09$$

$$Valor\ economizado_{com\ impostos\ (Skystream)} = R\$ 10.453,3$$

Substituindo o novo valor economizado (com impostos) na Equação 11, encontra-se o valor economizado sem impostos; que, por sua vez, quando substituído na Equação 10, revela a energia que a turbina deve produzir para suprir o consumo da casa e, conseqüentemente, ajudar a liquidar o valor do investimento. Assim, tem-se:

$$Valor\ economizado_{com\ impostos\ (Gerar)} = \frac{Valor\ economizado_{sem\ impostos\ (Gerar)}}{1 - (0,3)}$$

$$Valor\ economizado_{sem\ impostos\ (Gerar)} = R\$ 3.558,97$$

De maneira análoga, o valor economizado sem impostos das turbinas Razec e Skystream são:

$$\text{Valor economizado}_{\text{sem impostos (Razec)}} = \text{R\$ } 5.069,46$$

$$\text{Valor economizado}_{\text{sem impostos (Skystream)}} = \text{R\$ } 7.317,31$$

Na sequência, a energia produzida por cada turbina deveria ser de:

$$\text{Energia}_{(\text{Gerar})} = 7.661,61 \text{ kWh}$$

$$\text{Energia}_{(\text{Razec})} = 10.913,34 \text{ kWh}$$

$$\text{Energia}_{(\text{Skystream})} = 15.752,41 \text{ kWh}$$

Cumpra ressaltar que a energia produzida pela turbina deve, de fato, abastecer completamente a suposta residência, para que, assim, a quantia economizada anualmente com a fatura de energia elétrica contribua no custeio do investimento. Dessa maneira, percebe-se que nenhum dos investimentos é apropriado para uma residência cujo consumo médio seja de 2.184kWh/ano, como adotado inicialmente.

Em complemento à análise, é necessário investigar se as turbinas são capazes de gerar as energias pretendidas acima. Para tanto, calculou-se a energia anual máxima teórica de cada turbina, utilizando-se a Equação 14.

$$E_{\text{máx.Teórica}} = P_{\text{nominal}} * 8760 \text{ horas} \quad (14)$$

A Tabela 9 confronta as energias obtidas, usando a Equação 14, com as energias pretendidas.

Tabela 9 - Comparação entre os valores de energia máxima teórica, máxima real e pretendida, das turbinas Gerar, Razec e Skystream.

Turbinas	Energia máxima teórica (kWh)	Energia Pretendida (kWh)
Gerar	8.760	7.661, 61
Razec	13.140	10.913, 34
Skystream	21.024	15.752,41

Fonte: Própria Autora

Os valores de energia confrontados na Tabela 9 criam uma falsa sensação de que as turbinas poderiam gerar o suficiente para viabilizar os investimentos, porém encontrar uma região com condições ideais de geração (velocidade nominal constante e nenhuma perda) é impraticável. Além disso, os fatores de capacidade, dessa análise, chegam a 87%, 83% e 75%, para a Gerar, a Razec e a Skystream, respectivamente, o que reflete um valor muito maior do que se costuma encontrar em turbinas eólicas, que é 35% (ABEE, 2014).

Por fim, se as perdas inerentes ao sistema (19%) forem aplicadas à energia máxima teórica, as energias produzidas pelas turbinas seriam de 7.095,6kWh, 10.643,3kWh e 17.029,44kWh, para a Gerar, a Razec e a Skystream. Assim, mesmo que houvesse possibilidade de manter constantes as velocidades nominais durante todo o período analisado, o que é improvável, as perdas do sistema impediriam as turbinas Gerar e Razec de gerar o suficiente para viabilizar os investimentos. O mesmo acontece com a Skystream, que se alcançasse 17.029,44kWh operaria com fator de capacidade de 92%, o que é irrealizável.

9 CONCLUSÕES

Frente à atual crise energética pela qual o Brasil passa, a diversificação da matriz energética, bem como a aproximação das unidades geradoras aos centros de consumo, são vistas como opções de solução desta questão. Nesse contexto, a energia eólica vem ganhando espaço por se mostrar uma importante alternativa dentro do cenário da microgeração distribuída.

No presente trabalho, buscou-se, inicialmente, avaliar o comportamento eólico no Município de Vitória-ES, a fim de encontrar a região com as melhores condições para a instalação de um aerogerador de pequeno porte. Para tal, foi utilizada a versão teste do *software WindoGrapher* como ferramenta computacional de auxílio às análises, com o auxílio da qual foi possível classificar o potencial eólico da região de Vitória por meio da densidade de potência eólica ($134,4\text{W/m}^2$), a 10 m de altura, como sendo marginal, segundo a tabela de classe do NREL (*National Renewable Energy Laboratory*).

Também por meio de simulações no *WindoGrapher*, observou-se que a maior frequência e a maior densidade dos ventos se encontram a nordeste do Município. Verificou-se, ainda, que os maiores valores de densidade de potência e de média de velocidade do vento ocorrem no mês de dezembro, ao passo que os menores são verificados em junho e julho.

Com a curva de distribuição de *Weibull*, foi possível observar que mais de 70% das velocidades coletadas são menores que 5m/s, e que menos de 5% delas representam velocidades maiores que 10m/s.

Após as simulações de caracterização do potencial eólico, foi possível concluir que as melhores condições de aproveitamento dos ventos no município de Vitória estão nas regiões localizadas a nordeste, como é o caso do bairro de Jardim Camburi que, além do posicionamento estratégico, sofre baixa influência do relevo. Além disso, Jardim Camburi é um bairro predominantemente residencial, o que favorece o cumprimento do objetivo deste trabalho.

Para atender ao consumo médio de energia residencial, foram feitas análises em três tipos de turbinas comerciais, usualmente aplicáveis em residências. Por intermédio das simulações realizadas, constatou-se que a turbina Gerar 246 (1kW) é capaz de produzir

38,65% da energia consumida por uma residência típica. Com a Razec 266 (1,5kW), é possível gerar 48,12% da mesma energia consumida.

Também se observou que a turbina Skystream de 2,4kW pode gerar mais do que a média de consumo residencial anual, aqui adotada. E que do ponto de vista de *performance*, essa turbina apresentou os melhores resultados. Porém, durante a análise de intercâmbio energético, constatou-se que, se o consumidor-gerador adotar a Skystream, os créditos de energia acumulados, em um ano, seriam maiores do que ele poderia abater nas faturas do mesmo período. Entretanto, vale lembrar que os créditos acumulados em cada mês possuem um prazo de até 60 meses para serem abatidos.

Quanto à viabilidade econômica, foram analisadas as economias anuais geradas por cada uma das turbinas. Como esperado, concluiu-se que a Skystream implica em uma economia de 100% nos custos com energia elétrica, enquanto que a Gerar e a Razec implicam em uma economia de 35,23% e 43,87%, respectivamente. Entretanto, quanto à atratividade econômica, avaliada pelo método do valor presente líquido, foi possível observar que todas as turbinas indicaram inviabilidade de investimento.

Dessa forma, é possível concluir que a aplicação de um microaerogerador em uma residência do município de Vitória é economicamente inviável. Afinal, mesmo que houvesse excelentes condições de geração, como propõe o Capítulo 8, o investimento não se pagaria durante sua vida útil, pois a energia que a turbina deveria produzir para que houvesse viabilidade econômica é muito maior que o consumo médio residencial (2.184kWh/ano) e, também, maior que sua máxima capacidade real de geração. Entretanto, essa aplicação pode ser viável em outras regiões do estado (Linhares ou Presidente Kennedy, por exemplo); em outros tipos de habitação, onde o consumo médio seja maior, ou mesmo em pequenas empresas.

As análises do Capítulo 8 mostram que a viabilidade econômica se relaciona diretamente com o custo do investimento, o que significa que se, no futuro, houver uma redução nos impostos incidentes sobre os custos das turbinas, ou qualquer outro tipo de subsídio do governo, a aplicação poderia se tornar viável. De maneira complementar, o eventual aumento da tarifa de energia elétrica também poderia atuar junto a essa medida, contribuindo, de certa forma, para que haja viabilidade econômica.

Do ponto de vista técnico, foi possível observar que as turbinas não foram capazes de alcançar seus desempenhos nominais, devido ao baixo recurso eólico encontrado no mencionado Município, razão pela qual é possível afirmar que a aplicação também é inviável tecnicamente. Contudo, vale ressaltar que, apesar de comprovadas as inviabilidades técnica e econômica, a aplicação ainda é ambientalmente viável.

Notou-se, também, a escassez de produtos nacionais, visto que a grande maioria dos componentes de um sistema de geração eólica de pequeno porte é fabricada no exterior. Outro problema da geração distribuída no Brasil, observado no desenvolvimento deste trabalho, foi o tipo de incentivo público a essa atividade. Verificou-se que o Sistema de Compensação de Energia Elétrica não representa a melhor política de incentivo, por possuir prazo determinado para vencimento do crédito de energia e por não permitir transação monetária, o que ajudaria a viabilizar economicamente o investimento.

No entanto, com as novas regras restabelecidas pela ANEEL em 2015, encontradas no Módulo 3 do PRODIST, pode ser interessante, para trabalhos futuros, o estudo da viabilidade da geração compartilhada na região de Vitória. Esse novo regramento permite que vários interessados se unam em uma cooperativa ou consórcio e instalem um microgerador, a fim de utilizarem os créditos advindos da energia produzida como meio de redução da fatura dos cooperados ou consorciados.

10 REFERÊNCIAS

ABE EÓLICA, Associação Brasileira de Energia Eólica. **Fator de Capacidade**. 2014. Disponível em: < <http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/noticias/1735-fator-de-capacidade-de-35-em-jan.html>>. Acesso em: 11 mar. 2016.

ALDABÓ, R. **Energia eólica**. Artliber editora, São Paulo, 2002.

AMARANTE, O. A. C.; MICHAEL. Z. J. B.; SÁ, A. L. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. CEPEL. Brasília, 2001

AMARANTE, O. A. C.; SILVA, F. J. L.; ANDRADE, P. E. P.; PARECY, E. **Atlas Eólico do Espírito Santo**. ASPE. Vitória, 2009.

ANEEL. **Resolução Normativa N°391**, 15 de Dezembro de 2009.

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Brasília, 2008.

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil: Energia Eólica**. Brasília, 2005.

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil: Fontes Renováveis**. Brasília, 2007.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0043/2010**. Processo 48500.004924/2010-51, 08 de Setembro de 2010.

ANEEL PRODIST. Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Módulo 3. Acesso ao Sistema de Distribuição. Revisão 6 . 2012a.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 517**, 11 de Dezembro de 2012.

ARYA, S. C.; O'NEILL, M. W.; PINCUS, G. **Design of Structures and Foundations for Vibrating Machines**. 1ª ed. Houston: Gulf Publishing, 1979.

ASPE. Agência de Serviços Públicos de Energia do Estado do Espírito Santo. Unidade de Geração no Estado. Vitória, 2015. Disponível em:< <http://www.aspe.es.gov.br/> >. Acesso em: 08 mar. 2016.

BRASÍLIA. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Lex: coletânea de legislação, Brasília, 2004.

CASAROTTO, N. F. **Análise de Investimentos**. 11ª ed. Brasil. Atlas, 2010.

CHIRAS, D. S. **Wind Power Basic**. 1ª ed. Gabriola Island, Canadá: New Society Publishers, 2010.

CRESESB. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. **História da Energia Eólica e suas utilizações**. Disponível em: < <http://www.cresesb.cepel.br/content.php?cid=201>>. Acesso em: 31 nov. 2014.

CRESESB. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. **Tutorial de Energia Eólica**. Disponível em: < <http://www.cresesb.cepel.br/content.php?cid=231>>. Acesso em: 15 nov. 2014b.

DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION. **Roughness Classes and Roughness Lengths**. Wind Energy Reference Manual. Frederiksberg, 2003. Disponível em: < <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp->

content/wind/miller/windpower%20web/en/stat/unitsw.htm#roughness >. Acesso em: 02 dez. 2015.

DUTRA, R. **Energia Eólica, Princípios e Tecnologias**. CRESESB, mai. 2008.

Disponível em: <

http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_eolica_2008_e-book.pdf>.

Acesso em: 15 mar. 2015.

EDP ESCELSA. **Resolução Homologatória nº1.945**, de 31 de agosto de 2015.

EDP ESCELSA. **Procedimento para Conexão de Mini e Microgeradores ao Sistema de Distribuição em Baixa Tensão**. Versão 01, de 31 de julho de 2014.

EPE. **Balço Energético Nacional**. Rio de Janeiro, 2015

EPE. **Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, nº 93, jun.

2015. Disponível em: <

<http://www.epe.gov.br/ResenhaMensal/Resenha%20Mensal%20do%20Mercado%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%20-%20Maio%202015.pdf>>. Acesso em: 03 nov.

2015.

FRANCISCO, C. M. M. **Produção de Energia Elétrica a partir de Fontes de Energia Renovável para Sistemas de Microprodução**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Telecomunicações e Redes de Energia) - Universidade da Madeira. Funchal, 2012.

FREITAS, T. R.; MENEGÁZ, P. J.; SIMONETTI, D. S. Rectifier topologies for permanent magnet synchronous generator on wind energy conversion systems: A

review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Vitória, v. 54, p. 1334–1344, fev. 2016.

GOOGLE STREET VIEW. **Imagens de satélite do Bairro de Jardim Camburi**, Vitória-ES, 2016. Escala indeterminável. Disponível em: <
<https://www.google.com.br/maps/place/Jardim+Camburi,+Vit%C3%B3ria+-+ES/@-20.253829,40.2841914,5426m/data=!3m2!1e3!4b1!4m2!3m1!1s0xb819ace24642c9:0x495008709e51ef5c>>. Acesso em: 1 de mar. 2016.

GRUBB, M. J.; MEYER, N. I. Wind Energy: Resources, systems, and regional strategies. **Renewable Energy: Sources for Fuels and Electricity**, Washington, p. 157-212, 1993.

HEINEMAN, J. T. Estudo de Viabilidade para Implantação de um Sistema Híbrido Eólico-fotovoltaico de Baixa Potência com Conexão à Rede Elétrica. monografias.poli.ufrj.br, 2007. Disponível em: <
<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10000431.pdf>>. Acesso em: 10 out. 2015.

MACHADO, R. R. **Estudo do Potencial Eólico do Pontal do Abreu**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Rio Grande do Sul, 2008.

MENEZES, A. E. Aproveitamento Eólico para uma Vila de Pescadores. monografias.poli.ufrj.br, Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <
<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10005275.pdf>>. Acesso em: 12 nov. 2015.

MME. Ministério Minas e Energia. Programana de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), 2004. Disponível em: <
<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>>. Acesso em: 27 mai. 2015.

MOURA, A. S. **Avaliação de metodologias de projetos de fundações superficiais de aerogeradores assentes em areia de duna**. 2007. Tese (Doutorado em Geotecnia) - Departamento de Engenharia Civil e Ambiental da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília. Brasília, 2007.

NREL. **Wind Power Class**. Disponível em:<
<http://rredc.nrel.gov/wind/pubs/atlas/tables/1-1T.html>> Acesso em: 03 nov. 2015.

NUNES, E. R. Metodologia de Projeto de Turbinas Eólicas de Pequeno Porte. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2008.

PARIZOTTO, R. R.; NOGUEIRA, C. E. C.; SIQUEIRA, J. A. C.; PETRÓ, E. Análise e viabilidade técnica de implantação de aerogeradores eólicos de pequeno porte em residências. **Acta Iguazu**. Paraná, 2012. Disponível em: < <http://e-revista.unioeste.br/index.php/index/search/authors/view?firstName=Roberson%20Roberto&middleName=&lastName=Parizotto&affiliation=FAG>>. Acesso em: 03 mar. 2015.

PINTO, M. D. Fundamentos de Energia Eólica. 1ª ed. Rio de Janeiro. LTC, 2013.

PMV. Prefeitura Municipal de Vitória. **Município de Vitória: Relevo**, 2015.

Disponível em:

<<http://geoweb.vitoria.es.gov.br/Downloads/PDF/Topografia/Relevo.pdf>>. Acesso em: 03 nov. 2015.

PORTAL ENERGIA. **Componentes e aplicações de um Sistema Micro-Eólico**, 2010. Disponível em: <<http://www.portal-energia.com/componentes-e-aplicacoes-de-um-sistema-micro-eolico/>>. Acesso em: 18 mar 2016.

PRODRIGUES, P. R. **Energias Renováveis: Energia Eólica**. Unisul, 2011. Disponível em: <<http://docplayer.com.br/583283-Energia-eolica-energias-renovaveis-paulo-roberto-rodrigues-jose-baltazar-salgueirinho-osorio-de-andrade-guerra-youssef-ahmad-youssef.html>>. Acesso em: 10 mar. 2015.

ROSAS, P. A.; ESTANQUEIRO, A. I. Guia de Projeto Elétrico de Centrais Eólicas. Vol.I. Brasília. WWEA, 2003. Disponível em: <<http://repositorio.ineg.pt/bitstream/10400.9/1938/1/Guia%20de%20Projeto%20El%C3%A9trico%20de%20Centrais%20E%C3%B3licas.pdf>>. Acesso em: 05 abr. 2015.

SOUZA, A. G.; NASCIMENTO, A. D. Energia Eólica. Disciplina de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia (Graduação em Engenharia Elétrica). Departamento do Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Rondônia. Rondônia, 2012. Disponível em: <<http://www.ebah.com.br/content/ABAAABvRYAA/energia-eolica>>. Acesso em: 12 mai. 2015.

STEVENS, M. J. M.; SMULDERS, P. T. **The Estimation of the Parameters of the Weibull Wind Speed Distribution for Wind Energy Utilization Purposes**. Wind Engineering, vol.3, p. 132-145, 1979.

TERCIOTE, R. **A energia eólica e o meio ambiente**. Scielo Proceedings. In: Encontro de Meio Rural, nº 4, 2002, Campinas. Disponível em:<http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?pid=MSC0000000022002000100002&script=sci_abstract>. Acesso em: 16 dez. 2015.

TSCHEBOTARIOFF, G. P. **Fundações, Estruturas de Arrimo e Obras de Terra.**
1ª ed. São Paulo. McGraw-Hill, 1978.

WINDOGRAPHER. **Features.** 2016. Disponível em:< <https://www.windographer.com/>
>. Acesso em: 19 mar 2016.