

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL**

**EDUARDO ALEXANDRE KRÜGER**

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA DE TURBINAS DE  
VENTO CANALIZADO NA GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA**

**Florianópolis  
2016**



**EDUARDO ALEXANDRE KRÜGER**

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA DE TURBINAS DE  
VENTO CANALIZADO NA GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA**

Dissertação submetida ao Programa  
de Pós Graduação em Engenharia  
Civil da Universidade Federal de  
Santa Catarina para a obtenção do  
Grau de Mestre em Engenharia  
Civil.

Área de concentração:

Infraestrutura e Geotecnia

Orientador: Prof. Marcos Aurélio  
Marques Noronha, Dr.

**Florianópolis  
2016**

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Krüger, Eduardo Alexandre  
Análise da Viabilidade Técnica de Turbinas de Vento  
Canalizado na Geração de Energia Eólica / Eduardo Alexandre  
Krüger ; orientador, Marcos Aurélio Marques Noronha -  
Florianópolis, SC, 2016.  
151 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Civil.

Inclui referências

1. Engenharia Civil. 2. Energia Eólica. 3. Turbinas de  
Vento Canalizadas. 4. Energia Renovável. I. Marques  
Noronha, Marcos Aurélio. II. Universidade Federal de Santa  
Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil.  
III. Título.

**EDUARDO ALEXANDRE KRÜGER**

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA DE TURBINAS DE VENTO CANALIZADO NA GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA**

Dissertação julgada adequada para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Civil e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil – PPGEC da Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC.

Florianópolis, 25 de novembro de 2016.

---

Prof. Glicério Trichês, Dr.  
Coordenador do PPGEC-UFSC

---

Prof. Marcos Aurélio Marques Noronha, Dr.  
ECV-UFSC (Orientador)

Comissão Examinadora:

---

Prof. Clodomiro Unsihuay Vila, Dr.  
UFPR

---

Prof. Luis Alberto Gómez, Dr.  
ECV-UFSC

---

Prof. Júlio César Passos, Dr.  
EMC-UFSC



“ Sonhar mais um sonho impossível  
Lutar quando é fácil ceder  
Vencer o inimigo invencível  
Negar quando a regra é vender  
Sofrer a tortura implacável  
Romper a incabível prisão  
Voar num limite improvável  
Tocar o inacessível chão  
É minha lei, é minha questão  
Virar esse mundo, cravar esse chão  
Não me importa saber  
Se é terrível demais  
Quantas guerras terei de vencer  
Por um pouco de paz

Quando eu soltar a minha voz, por favor entenda  
É apenas o meu jeito de viver o que é amar

E é tão bonito quando a gente pisa firme  
Nessas linhas que estão nas palmas de nossas mãos  
É tão bonito quando a gente vai à vida  
Nos caminhos onde bate, bem mais forte o coração

Nunca se entregue  
Nasça sempre com as manhãs  
Deixe a luz do sol brilhar no céu do seu olhar  
Fé na vida, fé no homem, fé no que virá  
Nós podemos tudo, nós podemos mais  
Vamos lá fazer o que será

Cantar e cantar e cantar  
A beleza de ser  
Um eterno aprendiz.”

(Chico Buarque/Luiz Gonzaga do Nascimento Júnior)





## AGRADECIMENTOS

Agradeço em primazia a Deus pela dádiva de viver e sonhar, além de me conceder todos os dons e circunstâncias necessárias para realização de tudo que sempre verdadeiramente desejei ser conquistado. Quando perdido, é n'Ele que me encontro. N'Ele espero e n'Ele confio. Sempre.

Ser mestre traduz-se no cumprimento de um roteiro que tracei para minha vida tendo como base influências inigualáveis que cravaram parte de meu passado não habitando a vida terrena durante minha estada aqui, embora as sinta mais presentes comigo do que nunca. Graças a eles foi possível o meu encontro e de meus pais até este momento. Meus cumprimentos *in memoriam* a grande mestra Alina Alves dos Anjos, Severino Soares Pinto (Belém do São Francisco/PE), Emília Dirksen Krüger, e ele, Amantino Krüger (Urubici/SC). Transformar este sonho em realidade necessitou, imperativamente em abdicar de tudo na suspeita de pairar por mares profundos e distantes sem a certeza, mas na convicção de recolher as redes cheias. A importância desta fase de minha vida traduz-se na confiança obtida por aqueles que sonharam este sonho comigo. Minha mãe Alicília Alves dos Anjos, “estrela-guia”, também mestra, e meu pai, engenheiro Evilásio Krüger. Meu singular e inigualável agradecimento pelo vigoroso alicerce na vida que, embora as fortes tormentas, nunca permitiu desviar-me de meus objetivos e pelo presente de poder estar aqui e possuir as condições necessárias para conquistar o que desejo através do conhecimento.

É tão bonito quando a gente sente que nunca está sozinho, por mais que pense estar. Esta caminhada foi trilhada ao lado de amigos e amigas que apoiaram esta decisão. Agradeço primeiramente ao amigo Julian Schmitt Salvador que esteve ao meu lado durante muitos dos dias cursados, e que fez seu apoio e sua amizade serem indispensáveis. Abdicaram de minhas horas de trabalho no início do curso acreditando em meu potencial e me incentivaram a realização deste, Luiz Botelho da Costa e Elvis Fuchter – este, não só um chefe, mas grande amigo. Além de meu padrinho, Sr. Walter Sidney Caobianco. As amigas singelas, de longe, acompanharam esta etapa fielmente, foi o caso de Igor Augusto Damasceno, Moacir Alves Dias, Luiz Fernando Küster e Emmanuelle Alves. Durante o ano de 2015 e até certa parte de 2016 tive a honra de caminhar ao lado de Jéssica Graciolo, meus agradecimentos estendem-se a sua família, que creram em meus sonhos e metas.

Estendo meu agradecimento a quem me acolheu e acreditou em meu potencial durante esta jornada, Prof. Marcos Aurélio Marques Noronha, um verdadeiro amigo e conterrâneo (de coração) nordestino, meu orientador neste referido trabalho e ao apoio do Msc. Rafael Costa que me auxiliou nas questões junto ao software HOMER. À CAPES, pelo apoio financeiro essencial na execução desta dissertação, e a UFSC pela oportunidade de realizar este curso traduzido por um crescimento inigualável.

A partir de agora despeço-me do âmago de meu ser, agradecendo a muitos – mas não todos, que, de alguma maneira deixaram suas pegadas neste pequeno grande sonho e, na certeza de que educar é iluminar consciências.

"Senhor, fazei-me instrumento de vossa paz. Ó mestre, fazei que eu procure mais, consolar, que ser consolado, compreender, que ser compreendido, amar, que ser amado. Pois é dando que se recebe, é perdoando que se é perdoado, e é morrendo que se vive para a vida eterna."

(São Francisco de Assis)



## RESUMO

A presente pesquisa tem por finalidade realizar uma abordagem técnica quanto ao advento de uma nova categoria de tecnologia de geração de energia eólica, no caso, as Turbinas Eólicas Canalizadas (TEC) ou *Ducted Wind Turbines (DWT)* – sendo a mesma posta à prova, por meio de um estudo dissertativo dos seus aspectos intrínsecos, além de uma análise de eficiência e comparativa simulando um cenário de geração distribuída na cidade de Florianópolis – SC através do software HOMER. O presente trabalho tem como foco o cenário da possibilidade de implantação de uma nova tecnologia no campo energético, munida de alto desempenho. Os sistemas TECs exploram desenvolvimentos tecnológicos recentes e que têm como base o efeito Venturi como seu fundamental componente além de efetuar uma captação otimizada de ventos, com posterior segregação do mesmo em um sistema canalizado que direciona o ar para uma ou mais turbinas eólicas. As possibilidades de advento desta tecnologia no Brasil estão atreladas em sua maioria à geração distribuída, panorama aqui examinado por meio de uma abordagem de embasamentos técnicos e dados publicados sobre a inovação tecnológica em questão. Para tanto, o presente estudo tem como alicerce a legislação existente quanto à geração distribuída afim de idealizar um comparativo entre um sistema de microgeração baseado nas TECs e a tecnologia atual de Torres Eólicas Geradoras. De posse dos dados climáticos de velocidade do vento, além das legislações vigentes, foi escolhido o aerogerador SkyStream Land 2.4 kW de potência. As simulações acerca da eficiência e as análises realizadas no software HOMER fornecem um estudo específico de quanto a sensibilidade da velocidade do vento impacta nos resultados de forma a comparar a vantagem do sistema proposto através de seu fator de escala de aceleração. Os resultados obtidos demonstram que na condição atual, as TECs evidenciam fatores que podem fazer jus ao seu advento como custos inferiores e potencial gerador nominal na ordem de 4,9 vezes acima do método convencional. A pesquisa explana sobre os conceitos fundamentais de geração eólica, exibindo suas principais características técnicas e evolucionais, além de abordar uma nova proposta para viabilidade de geração em locais considerados atualmente como tendo baixo potencial eólico.

**Palavras-chave:** Energia Eólica, Turbinas de Vento Canalizadas. Energia Renovável



## ABSTRACT

The present work aims to develop a technical approach to deal with a new category of wind energy generation technology, namely, the Ducted Wind Turbines (DWT). To achieve this aim, this dissertation investigates the DWT intrinsic characteristics and analyzes its efficiency simulating a scenario of a distributed generation in the city of Florianópolis, Brazil, through the HOMER software. The proposed development focuses on the main advantages (and disadvantages) of this new technology in an actual energy usage scenario, offering high performance. New DWT systems rely on recent technological developments based on the Venturi effect as a fundamental component and on harnessing the wind through a pipe system which conducts it to one or more wind turbines. There are promising possibilities of this technology in Brazil, mostly related to its newly created distributed generation system. The herein proposed study will examine these possibilities through a technical approach based on literature review and published research related to the subject. Also, it considers the Brazilian regulations and legislations on the distributed generation in order to compare micro systems based on TECs and on the current technology of Wind Generators Towers. Besides local climatological data of wind speed, the proposed study considered the specifications of the wind turbine SkyStream 2.4 kW. The accomplished simulations with the software HOMER provided a general sensitivity scale of the wind speed impact of the efficiency results, allowing a comparison of the system proposed advantages regarding its acceleration factor. Compared to the conventional Wind Towers, the results show that the current TEC technology can offer high efficiency at lower costs, providing up to 4.9 times higher power-generating potential. In brief, the proposed work discusses about the fundamental concepts of wind generation and its main technical and historical features, and presents a new possibility for generation in areas with low wind potential.

**Keywords:** Wind Energy. Ducted Wind Turbines. Renewable Energy





## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Cronologia dos estudos de confecção da pesquisa .....	35
Figura 2 – Moinho de vento persa pioneiro na geração de energia. (a) pedra do moinho está abaixo do rotor e as velas estão fixadas nas palhetas; (b) vista geral da parede sul do moinho; (c) vista ampliada das velas da palheta .....	42
Figura 3 – Projeto do moinho de vento holandês e modelo construído em Castro/PR .....	43
Figura 4 – Sistema eólico popular de carregamento de baterias para sistemas isolados na década de 30 – Aerogerador Jacobs .....	44
Figura 5 – Turbinas eólicas desde a década de 1980 – potência gerada, tamanho da torre e diâmetro do rotor.....	45
Figura 6 – Aerogerador pertencente a um consumidor, autoprodutor de energia conectado à rede elétrica .....	47
Figura 7 – Esquema de um parque eólico constituído por vários aerogeradores conectados à rede.....	48
Figura 8 – Caracterização do comportamento do vento sob a influência das características do terreno .....	51
Figura 9 – Comportamento do vento sob a influência das características do terreno .....	53
Figura 10 – Caracterização do comportamento do vento sob a influência das características do terreno .....	54
Figura 11 – Aceleração orográfica em um morro .....	55
Figura 12 – Distribuição de Weibull para uma determinada localidade	56
Figura 13 – Diagrama da conversão de energia.....	58
Figura 14 – Princípio da conversão da energia cinética em energia elétrica .....	59
Figura 15 – Tubo de Betz.....	60
Figura 16 – Elementos característicos de uma pá.....	63
Figura 17 – Forças que atuam em um aerofólio.....	65
Figura 18 – Seção transversal de uma pá.....	66
Figura 19 – Ângulos em pás de aerogeradores .....	67
Figura 20 – Regimes laminar e turbulento de fluxo de ar no perfil de uma pá eólica .....	68
Figura 21 – TSR em função do coeficiente de potência .....	69
Figura 22 – Turbinas com eixos horizontal e vertical.....	70
Figura 23 – Principais subsistemas de um aerogerador de eixo horizontal .....	72
Figura 24 – Principais componentes de um aerogerador .....	72

Figura 25 – Dispositivo objeto da Patente US 4151556.....	76
Figura 26 – Projeto embrionário de TEC vertical.....	77
Figura 27 – Projeto inicial de TEC disposta na horizontal.....	61
Figura 28 – Velocidades e áreas incidentes no sistema.....	80
Figura 29 – Diagrama esquemático do atual sistema TEC.....	82
Figura 30 – Atuação da velocidade axial e pressão no sistema TEC ....	84
Figura 31 – Simulação do comportamento das velocidades no dispositivo TEC – à esquerda modelo ANSYS e à direita modelo COMSOL .....	86
Figura 32 – Equipamentos utilizados na coleta de dados e comparação: Torre Eólica Geradora (à esquerda) e dispositivo TEC (à direita) .....	88
Figura 33 – Experimento TEC situado em Michigan.....	94
Figura 34 – Diferentes modelos de estruturas para utilização das TECs .....	96
Figura 35 – Etapas e prazos do procedimento de acesso a serem seguidos pelo consumidor e pela distribuidora.....	99
Figura 36 – Sistema eólico detalhado de pequeno porte conectado à rede utilizando o sistema de compensação de energia elétrica.....	100
Figura 37 – Entrada de dados de fonte eólica.....	108
Figura 38 – Entrada de dados de fonte eólica – lei logarítmica.....	109
Figura 39 – Entrada de dados da carga primária .....	110
Figura 40 – Caracterização da turbina eólica.....	112
Figura 41 – Caracterização do inversor .....	113
Figura 42 – Caracterização da rede elétrica.....	114
Figura 43 – Cronologia de confecção do comparativo.....	115
Figura 44 – Velocidades horárias mensais .....	119
Figura 45 – Diagrama de caixas da distribuição da velocidade dos ventos .....	119
Figura 46 – Gráfico de comportamento de carga do consumidor de baixa tensão .....	120
Figura 47 – Curvas de carga geradas a cada mês .....	122
Figura 48 – Torre Eólica Geradora composta por aerogerador SkyStream Land 3.7.....	124
Figura 49 – Curva de potência do aerogerador SkyStream 3.7 .....	125
Figura 50 – Dimensões do sistema TEC simulado.....	127
Figura 51 – Comportamento do fator de aceleração do dispositivo TEC.....	128
Figura 52 – Topologia do sistema com a utilização do aerogerador em torre eólica ligado à rede.....	132
Figura 53 – Utilização mensal média das fontes de energia – Torre Eólica Geradora .....	134

Figura 54 – Topologia do sistema com a utilização do aerogerador em Turbina Eólica Canalizada conectada à rede .....	135
Figura 55 – Utilização mensal média das fontes de energia – TEC ....	137
Figura 56 – Diferença entre valores de NPC nas simulações realizadas.....	139
Figura 57 – Diferença entre valores de custo de energia .....	140
Figura 58 – Capacidade nominal de produção simulada .....	141
Figura 59 – Demonstrativo do comportamento no sistema de compensação eléctrica .....	142



## **LISTA DE QUADROS**

Quadro 1 – Especificações técnicas do aerogerador .....	126
Quadro 2 – Especificações técnicas do sistema TEC .....	126
Quadro 3 – Valores da tarifa na modalidade convencional .....	129



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Contribuição média de custos dos componentes de um sistema composto por torre eólica geradora para geração em larga escala .....	49
Tabela 2 – Especificação dos dispositivos inseridos no desenvolvimento TEC .....	89
Tabela 3 – Velocidade média mensal dos ventos .....	118
Tabela 4 – Distribuição da carga do consumidor de baixa tensão em SC.....	121
Tabela 5 – Consumo de energia dos últimos doze meses na residência estudada.....	130
Tabela 6 – Resultado da simulação de torre eólica geradora.....	133
Tabela 7 – Demonstrativo da energia utilizada no período estudado – Torre Eólica Geradora.....	134
Tabela 8 – Resultado da simulação do sistema TEC .....	136
Tabela 9 – Demonstrativo da energia utilizada no período estudado – TEC .....	137
Tabela 10 – Valores de NPC encontrados nas simulações .....	139
Tabela 11 – Valores de custo de energia obtidos.....	140
Tabela 12 – Comportamento no sistema de compensação junto a rede.....	142
Tabela 13 - Resultados das simulações .....	143





## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.  
CFD – Computational Fluid Dynamics (Fluidodinâmica computacional)  
DWT – Ducted Wind Turbine  
ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços  
INMET – Instituto Nacional de Meteorologia  
NPC – Net Present Cost (Custo total presente líquido)  
RIX – Ruggedness Index (Índice de complexidade do relevo)  
TEC – Turbina Eólica Canalizada  
TEG – Torre Eólica Geradora  
TSR – Tip Speed Ratio (coeficiente de potência versus a velocidade de ponta)



## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	31
1.1 OBJETIVO GERAL DO TRABALHO .....	34
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	34
1.3 DELINEAMENTO DA PESQUISA E INDICAÇÕES METODOLÓGICAS .....	35
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO .....	38
<b>2 REFERENCIAL TEÓRICO</b> .....	41
2.1 ENERGIA EÓLICA .....	41
<b>2.1.1 Breve histórico evolucionar</b> .....	42
<b>2.1.2 Objetivos e aplicações</b> .....	45
<b>2.1.3 Aspectos econômicos e ambientais de geração em larga escala</b> .....	48
<b>2.1.4 Organização do processo de geração e implementação</b> .....	50
2.1.4.1 Influência local dos ventos .....	51
2.1.4.2 Estudos e etapas para implementação em geração de grande porte .....	56
<b>2.2.1 Conversão de Energia</b> .....	58
<b>2.2.2 Conceitos aplicados</b> .....	59
2.2.2.1 Limite de Betz .....	62
2.2.2.2 Aerofólios e lâminas .....	63
2.2.2.3 Aerodinâmica .....	66
<b>2.2.3 Dispositivos utilizados</b> .....	69
2.2.3.1 Componentes e dimensões de um aerogerador .....	71
<b>3 CARACTERÍSTICAS DAS TURBINAS EÓLICAS CANALIZADAS</b> .....	75
3.1 HISTÓRICO E CONCEITUAÇÃO .....	75
<b>3.1.1 Aceleração da velocidade de fluxo de ar e o efeito Venturi</b> .....	79
3.2 ESTADO DA ARTE .....	81
<b>3.2.1 Conceituação teórica</b> .....	82
<b>3.2.2 Simulações em CFD</b> .....	85
<b>3.2.2 Experimentos e comparações</b> .....	87
<b>4 O MODELO DAS TECs E SUA APLICAÇÃO</b> .....	91
4.1 PARTICULARIDADES DO SISTEMA .....	92

<b>4.1.1</b>	<b>Incremento da velocidade e energia gerada</b>	93
<b>4.1.2</b>	<b>Instalação ao nível do solo e redução de custos</b>	94
<b>4.1.3</b>	<b>Mitigação dos principais impactos ambientais</b>	95
<b>4.2</b>	<b>CAMPO DE APLICAÇÃO PROPOSTO</b>	96
<b>4.2.1</b>	<b>Geração distribuída em baixa tensão</b>	97
<b>5</b>	<b>MATERIAIS E MÉTODOS</b>	103
<b>5.1</b>	<b>PROCESSOS DE SIMULAÇÃO E ANÁLISE COMPARATIVA</b>	103
<b>5.2</b>	<b>MATERIAIS</b>	105
<b>5.2.1</b>	<b>Software HOMER</b>	105
<b>5.2.1.1</b>	<b>Simulação</b>	106
<b>5.2.1.2</b>	<b>Otimização</b>	106
<b>5.2.1.3</b>	<b>Análise de sensibilidade</b>	107
<b>5.2.1.4</b>	<b>Componentes e modelos utilizados no software</b>	108
<b>5.2.1.5</b>	<b>Simulação de equipamentos</b>	111
<b>5.3</b>	<b>METODOLOGIA PROPOSTA</b>	114
<b>6</b>	<b>ESTUDO DE CASO</b>	117
<b>6.1</b>	<b>COLETA DE INFORMAÇÕES</b>	117
<b>6.1.1</b>	<b>Fonte eólica</b>	117
<b>6.1.2</b>	<b>Curva de carga do sistema</b>	119
<b>6.1.3</b>	<b>Levantamento de valores e dados</b>	123
<b>6.1.3.1</b>	<b>Aerogerador SkyStream</b>	123
<b>6.1.3.2</b>	<b>Dispositivo TEC</b>	126
<b>6.1.3.3</b>	<b>Medidor de energia e tarifas da rede</b>	128
<b>6.2</b>	<b>MODELAGEM DO SISTEMA</b>	129
<b>6.2.1</b>	<b>Comparativo simulado</b>	130
<b>6.3</b>	<b>SIMULAÇÃO</b>	131
<b>6.3.1</b>	<b>Princípios</b>	131
<b>6.3.2</b>	<b>Geração por meio de Torre Eólica Geradora com conexão à rede</b>	132
<b>6.3.3</b>	<b>Geração por meio de Turbina Eólica Canalizada e conexão à rede</b>	135
<b>6.4</b>	<b>COMPARATIVO ENTRE AS SIMULAÇÕES REALIZADAS</b>	138
<b>6.4.1</b>	<b>NPC – Custo Total Presente Líquido</b>	138
<b>6.4.2</b>	<b>Custo da Energia</b>	140
<b>6.4.3</b>	<b>Capacidade nominal de produção</b>	141
<b>6.4.4</b>	<b>Comportamento no sistema de compensação</b>	141

<b>7 CONCLUSÕES</b> .....	143
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	145



## 1 INTRODUÇÃO

A captação da energia eólica permite explorar a geração de eletricidade proveniente de fonte renovável oferecendo perspectivas bastante promissoras. Neste panorama, se inserem a busca do desenvolvimento sustentável, além da maior eficiência na utilização de recursos naturais, onde a geração de energia se coloca. É importante destacar que novas tecnologias eficientes têm se inserido no cenário energético, contribuindo para a redução do ritmo do uso de combustíveis fósseis e da sua respectiva degradação ambiental, conquistando assim uma atenção cada vez maior dentro da sociedade (FADIGAS, 2011; COIMBRA, 1999).

Atualmente, apesar de ser uma fonte de energia renovável bem estabelecida, a geração de energia eólica por meio de torres eólicas apresenta alguns impactos ambientais negativos. Estas enormes e mecanicamente complexas turbinas utilizadas para geração de grande porte, que tem como marca registrada torres com alturas superiores a 100 m, são cada vez mais criticadas como soluções caras, sujeitas a acidentes, e de eficiência questionável em alguns casos. É no contexto da eficiência energética que o estudo se destaca, uma vez que o mesmo considera um novo sistema eólico que pode superar significativamente as tecnologias tradicionais a partir de turbinas com diâmetros reduzidos que, sob as mesmas condições de vento, oferecem uma capacidade de geração maior, a um custo inferior ou similar em todas as faixas de geração (FADIGAS, 2011; ALLAEI, ANDREOPOULOS, 2014).

Com o advento dos processos simulados por meio de fluidodinâmica computacional, novos dispositivos puderam ser criados e simulados, fomentando uma indústria ávida por melhor eficiência energética. Uma forma desenvolvida e que tem ganhado notoriedade são as Turbinas de Eólicas Canalizadas (TEC's) – dotadas de características inovadoras. Esta nova tecnologia propõe soluções para os grandes problemas relacionados à atual indústria eólica, como confiabilidade da turbina, problemas de intermitência, além de impacto ambiental (ALLAEI, ANDREOPOULOS, 2014).

Este trabalho considera a avaliação do processo de geração de energia eólica por meio de TECs – as quais concentram o fluxo de ar por meio de funis baseados na aceleração do vento dentro de uma seção fundamentada no Efeito Venturi e podem ser utilizadas em todas as faixas de geração possíveis.

No caso, a presente análise das TECs sugere demonstrar seus dados técnicos, além de dissertar sobre sua viabilidade por meio de um

comparativo de geração distribuída em microgeração – solução que pode diminuir a necessidade de grandes investimentos em longas linhas de transmissão, colaborar com a qualidade de energia nas redes de distribuição, além de se apresentar como alternativa à geração de grande porte que apresenta maior impacto ambiental.

A temática sob estudo apresenta grande relevância social, tecnológica e de inovação no desenvolvimento dos métodos de captação de ventos para geração de energia eólica por meio de TECs. Atualmente, o método utilizado predominantemente em larga escala para grandes volumes de geração é o de grandes turbinas e torres eólicas verticais, com mais de 100 m de altura. Para realização deste tipo de projeto, faz-se necessário o conhecimento de diversos dados previamente medidos, nos quais se destacam a orografia do terreno, além da principal característica determinante onde se fazem presentes velocidade, intensidade e direção do vento no local. No caso das torres eólicas geradoras, estes são quesitos que inviabilizam a instalação deste tipo de sistema em distintos locais, já que esta modalidade de geração eólica apresenta limitações, podendo ser instalada apenas em lugares geograficamente bem situados com condições favoráveis. Por outro lado, TECs oferecem resultados mais eficientes, além de excluir diversos fatores limitantes para a implantação das torres tradicionais – como por exemplo o limite de altura das mesmas. De fato, segundo Allaei e Andreopoulos (2014, p. 1) “no que diz respeito às torres eólicas geradoras de grande porte, em termos de produção, logística, instalação e manutenção, desafios e custos, as alturas das torres e tamanho das lâminas estão a atingir limites cada vez mais desafiadores [...]” Considerando-se esse cenário, a eficiência das torres eólicas geradoras torna-se questionável se comparada a um sistema como o de Turbinas Eólicas Canalizadas, sendo este o escopo da referida pesquisa a ser desenvolvida.

Ainda no que diz respeito à geração em larga escala por meio de grandes torres e turbinas, é necessário salientar que os fabricantes têm incrementado e melhorado esta geração por meio da construção de lâminas cada vez maiores, instaladas no alto de torres cada vez mais altas, sendo ainda construídas com custos cada vez superiores e necessitando de áreas mais abrangentes. Estas constatações trazem à tona um cenário de evolução necessário no tocante aos métodos de geração de energia eólica, uma vez que esta modalidade está longe de atingir seu pleno potencial. Assim, no presente trabalho a indagação primária refere-se à confiabilidade, ao potencial e às limitações que o método convencional de geração eólica apresenta, realizando uma comparação teórica com as Turbinas Eólicas Canalizadas.



A justificativa da referida pesquisa está no conjunto de benefícios apresentados que pode vir a compreender esta tecnologia embrionária de geração por meio de Turbinas Eólicas Canalizadas, a qual se destaca, dentre outros aspectos pela aceleração da velocidade do fluxo de ar junto ao aerogerador, resultando em um fator plausível de aceleração do ar que envolve o possível aumento de energia gerada.

Conforme Allaei e Andreopoulos (2014) os dispositivos TECs baseiam-se em um sistema que capta o fluxo de vento de maneira omnidirecional, tendo como premissa básica a dispensabilidade de sistemas passivos ou de controle de passo ativos. TECs têm como vantagem a aceleração do fluxo de ar dentro de uma seção Venturi, onde sua velocidade é aumentada e, posteriormente liberada através de um difusor.

A comparação entre o modelo convencional de geração por torres eólicas geradoras e as TECs permitirá um melhor entendimento sobre a viabilidade destas e seus ganhos de potência, aspectos financeiros e possibilidade de implantação. No cunho tecnológico destaca-se que possivelmente a geração por meio de TECs, para geração de energia eólica, pode trazer à tona um método muito mais aproveitável e sustentável de se gerar energia, melhor adaptado à realidade e às exigências de mercado.

Allaei e Andreopoulos (2014) destacam que as TECs são um sistema de captura de vento e geração que permite máximo controle de engenharia. O fato é que as torres eólicas geradoras utilizam sistemas compostos de turbina e gerador maciços montados sobre o topo de uma torre, enquanto as TECs, pelo contrário, são sistemas baseados em funis. Ao invés de captar energia de maneira segregada a partir do vento que passa através das lâminas de um rotor, as TECs capturam ventos em um funil, e o direcionam por meio de estricção à uma seção menor que acelera o fluxo. Esta corrente de vento acelerada permite mover um aerogerador que é instalado com segurança e economia no nível do solo ou do subsolo.

Apesar de expor e dissertar sobre o embasamento teórico das Torres Eólicas Geradoras consolidadas para suas diversas categorias de geração e do sistema TEC, o estudo tem como alicerce a utilização de TECs em meio urbano, através da geração distribuída, embasada pela resolução 482/2012 da ANEEL, a qual autoriza a interligação de microgeradores diretamente na rede das concessionárias de energia. Desta maneira, são criados créditos, onde cada kW/hora gerado que é disponibilizado na rede gera um kW/hora de crédito para o consumidor que é descontado de seu consumo em sua próxima fatura de energia. Estes créditos expiram em 60 meses a partir do mês de geração (ANEEL, 2012).

De maneira a estudar a viabilidade das TECs, é realizado um estudo comparativo simulado em uma residência em Florianópolis – SC. Os dados utilizados são reais, atribuídos a doze meses, no período compreendido entre 01/10/2015 a 30/09/2016, obtidos por meio da estação meteorológica automática do INMET de São José - SC, código 86958, localizada na sede deste instituto na Rua Joaquim Vaz, 1661. Também são utilizados dados de desempenho e durabilidade fornecidos por testes em laboratório e pelo fabricante no que diz respeito ao equipamento eólico escolhido, no caso o aerogerador SkyStream 3.7 com capacidade de 2.4 kW de potência.

O instrumento computacional utilizado para a simulação e posterior análise dos dados é software HOMER. Este software permite a simulação dos sistemas de geração distribuída de maneira a encontrar uma alternativa viável que tenha o menor custo em todo o período simulado. A simulação de HOMER analisa a sensibilidade no cenário que diz respeito à velocidade do vento, objeto central da viabilidade das TECs, uma vez que torna-se possível a implementação de um fator de aceleração junto aos dados de medição de vento obtidos na estação meteorológica.

## 1.1 OBJETIVO GERAL DO TRABALHO

O presente estudo tem por objetivo principal estudar de forma dissertativa a energia eólica e seus aspectos técnicos e de viabilidade de utilização, além do embasamento teórico e histórico das Turbinas Eólicas Canalizadas (TECs), tendo como objetivo compará-las técnica e economicamente ao método convencional em um sistema de microgeração em meio urbano por meio de uma análise com o software HOMER.

## 1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Dissertar acerca da tecnologia de geração eólica como um todo, abordando as Torres Eólicas Geradoras, com foco nas Turbinas Eólicas Canalizadas;
- b) Fazer um levantamento sobre a legislação e dados inerentes a micro e minigeração de energia no panorama brasileiro;
- c) Simular o sistema de Torres Eólicas Geradoras em comparação ao de TECs no cenário de utilização de uma residência (consumidor de baixa tensão), com base em dados meteorológicos obtidos e a curva de carga típica;

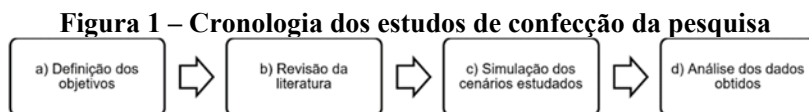
- d) Emular o envio de energia realizado para a rede da concessionária e a obtenção de créditos de energia, com o intuito de identificar o custo da energia produzida e consumida para as situações estudadas, além do custo total dos sistemas em toda a vida útil dos mesmos;
- e) Analisar os resultados obtidos por meio de um comparativo de maneira a expor os fatores relevantes que influenciam no custo e na viabilidade dos sistemas no período simulado e encontrar os panoramas onde a geração é viável além da eficiência das TECs.

### 1.3 DELINEAMENTO DA PESQUISA E INDICAÇÕES METODOLÓGICAS

A definição de uma metodologia de pesquisa que sirva como rumo durante a execução do trabalho, visando o cumprimento de etapas, métodos e materiais é de suma importância. Neste aspecto, a definição e aderência à uma metodologia bem definida é crucial na execução de uma pesquisa coesa e com qualidade.

Silva e Menezes (2005, p. 12) definem, que “trata-se da pesquisa o conjunto de ações propostas para encontrar a solução de um problema, que tem por base procedimentos racionais e sistemáticos. A pesquisa é realizada quando se tem um problema, e não se tem informações para solucioná-lo [...]”.

De forma sucinta, a metodologia proposta para atingir os resultados esperados no presente estudo segue um fluxo de etapas em cronologia sequencial, conforme a Figura 1.



Fonte: O Autor, 2016

As etapas de desenvolvimento da pesquisa proposta podem ser melhor descritas conforme os itens a seguir:

- a) A definição dos objetivos definidos no capítulo introdutório, tem como finalidade sintetizar o que se pretende alcançar com a pesquisa, de maneira coerente com a justificativa e o problema proposto;

- b) A revisão da literatura com o desígnio teórico, segundo Luna (1997), refere-se à fundamentação teórica adotada para tratar o tema e o problema da pesquisa. A revisão da literatura tem como objetivo a estruturação conceitual sobre os aspectos de Energia Eólica, Geradores Eólicos, e as Turbinas Eólicas Canalizadas de uma maneira sintética e compilatória das principais bibliografias encontradas de maneira a abordar todas as categorias de geração, uma vez que são abrangidas pela tecnologia proposta;
- c) De maneira a embasar o estudo, é necessária a simulação de dois distintos cenários de microgeração, um baseado em Torres Eólicas Geradoras convencionais e o outro formulado a partir do sistema TEC. Nessas simulações serão levantados dados como a quantidade gerada e obtida da concessionária, além do custo do sistema;
- d) Por fim é efetivada a análise dos dados simulados por meio de um comparativo identificando os cenários onde a geração é viável, além de verificar, por meio da simulação a sensibilidade, a influência da velocidade do vento nos resultados da eficiência do sistema TEC nos panoramas comparados. Este resultado deve concentrar a principal vantagem proposta do sistema, tendo como premissa válida o fator de aceleração dos ventos disponíveis no local escolhido.

Para alcançar os objetivos definidos pelas etapas do estudo, adotou-se um esquema de pesquisa exploratório-descritiva, com análise qualitativa e quantitativa, tendo como base a revisão da literatura encontrada – obtida a partir de livros, artigos científicos, dissertações e teses, disponíveis em bases de dados acadêmicas.

Segundo Silva e Menezes (2005), o conjunto de ações utilizadas para alcançar a solução de um problema é conhecido como pesquisa, baseando-se em procedimentos reacionais e sistêmicos. Para tanto, uma pesquisa deve ser classificada quanto a sua natureza, abordagem, objetivos e procedimentos.

Do ponto de vista da sua natureza, este estudo caracteriza-se de tal modo que sua pesquisa seja aplicada, no qual será exposto um novo método de geração de energia eólica. Silva e Menezes (2005, p. 20), definem a natureza da pesquisa aplicada como a que “objetiva gerar conhecimentos para aplicação prática e dirigidos à solução de problemas específicos, envolve verdades e interesses locais [...]”.

Quanto à forma de abordagem do problema aqui exposto, serão utilizados os dois métodos existentes para o desenvolvimento do estudo, no caso, o quantitativo e o qualitativo. No âmbito da pesquisa quantitativa, faz-se necessário manipular dados quantificáveis, que servirão de análise para a idealização do conceito de Turbinas Eólicas Canalizadas, e onde serão apresentados valores referentes tanto a ganhos potenciais, quanto às suas classificações e análises. Por outro lado, no âmbito da abordagem qualitativa, procurou-se aderir à definição segundo Silva e Menezes (2005, p.17) que “considera que há uma relação dinâmica entre o mundo real e o sujeito, isto é, um vínculo indissociável entre o mundo objetivo e a subjetividade do sujeito que não pode ser traduzido em números [...]”. De forma resumida, a pesquisa qualitativa realizada baseou-se na interpretação de acontecimentos expostos pela análise dos dados simulados pelo software HOMER e as respectivas inferências sobre os mesmos.

Buscou-se através do caráter exploratório-descritivo desta pesquisa, embasá-la, primeiramente em seu caráter exploratório na definição de Severino (2007, p. 18), onde “a pesquisa exploratória busca apenas levantar informações sobre determinado objeto, delimitando assim um campo de trabalho, mantendo as condições de manifestação desse objeto [...]”, além do sentido descritivo, exposto por Silva e Menezes *apud* Gil (2005, p. 9), que “visa descrever as características de determinada população ou fenômeno, ou o estabelecimento de relações entre variáveis [...]”.

Tais definições do caráter exploratório-descritivo da pesquisa vêm de encontro à determinação do acolhimento de dados para a finalidade de comparação dos métodos de geração considerados, bem como o levantamento de informações sobre estes objetos e a descrição de suas características, estabelecendo relações entre variáveis.

Por sua vez, também será realizado o procedimento comparativo, o qual, segundo Lakatos et al. (1991, p. 9), “realiza comparações com a finalidade de verificar semelhanças e explicar divergências [...]”. Na medida em que são verificadas e expostas as distinções entre os métodos de geração de energia dissertados – finalidade proposta do referido estudo.

Procurar-se-á confrontar as informações levantadas na pesquisa através da aplicação de seus referidos conceitos e dados, a fim de comparar os dois métodos de geração de energia na modalidade eólica através da simulação de suas utilizações. O método escolhido (TECs), será exposto através de dados obtidos por meio de simulações e de

protótipos que forneceram dados confiáveis do fator de aceleração do vento publicados em artigos revisados por pares.

Adotando-se uma lógica embasada nas referências bibliográficas, e fazendo uso dos dados de geração de cada método em sua respectiva simulação, será possível averiguar quais as vantagens possíveis e de ganho no tocante a utilização do sistema TEC em baixa tensão na comparação ao sistema de torres eólicas geradoras tradicionais.

## 1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O estudo ora exposto está subdividido entre as fases evolutivas do mesmo até que sejam alcançados os resultados esperados. Além deste Capítulo 1, onde é feita a introdução geral do trabalho, contextualizando o assunto, sua relevância, objetivos, e sua metodologia, têm-se por subseqüente os seguintes capítulos:

Capítulo 2 - Fundamentação Teórica: Apresenta a concepção teórica obtida e contextualizada em referências bibliográficas de artigos de periódicos, livros, teses, dissertações e demais meios. Mais especificamente, são tratados os assuntos referentes à Energia Eólica, bem como aspectos conceituais, históricos e técnicos;

Capítulo 3 - Caracterização das Turbinas Eólicas Canalizadas: Expõe as características e dados técnicos referentes ao sistema abordado, bem como sua relevância, informações técnicas e analogias;

Capítulo 4 - O Modelo das TECs e sua Aplicação: Dedicado à discussão sobre as vantagens, ganhos e aplicação do sistema TEC de estudo em relação às torres eólicas tradicionais;

Capítulo 5 – Materiais e métodos: Explana acerca dos materiais utilizados e a metodologia proposta para a realização do estudo, dissertando acerca dos dados necessários para as simulações e modelagens.

Capítulo 6 – Estudo de Caso: Trata do desenvolvimento das etapas propostas no referido estudo, nas quais destacam-se a simulação e análise dos resultados. Neste capítulo são realizadas as simulações e modelagens sugeridas, as quais constituem-se de

análises de viabilidade com a finalidade de identificar o comportamento dos sistemas comparados em microgeração.

Capítulo 7 – Conclusões: Expõe os resultados obtidos, observando a influência das variáveis de entrada na viabilidade do sistema.





## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo serão abordados os fundamentos teóricos que servirão de embasamento para as posteriores análises e aplicações neste estudo. Em princípio, será apresentada a abordagem teórica referente à energia eólica, suas características principais e aspectos de geração. Posteriormente, a partir destas definições, introduz-se a caracterização das turbinas eólicas canalizadas. Por fim, serão abordadas as particularidades intrínsecas à proposta do estudo, como os parâmetros de modelagem e a sua aplicação prática.

### 2.1 ENERGIA EÓLICA

Segundo a ANEEL (2008), nomeia-se energia eólica a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). O aproveitamento dos ventos se dá por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, a partir do emprego de turbinas eólicas, ou aerogeradores.

O aerogerador (ou turbina eólica) é uma máquina eólica que absorve parte da energia cinética dos ventos, através de um rotor aerodinâmico, convertendo-a em potência mecânica no eixo, a qual é convertida em potência elétrica por meio de um gerador (COIMBRA, 1999).

A Energia Eólica, como fonte alternativa de energia tem mostrado, ao longo do século XX, uma importância crescente e relevante no mercado energético mundial. Historicamente, ela tem contribuído para a execução de diversas atividades, desde épocas remotas, com a utilização de máquinas rústicas para o bombeamento de água e moagem de grãos. Ao final do século XIX e todo o século XX, seu desenvolvimento foi marcado por importantes desafios em pesquisa e desenvolvimento (JOHNSON, 2001; FADIGAS, 2011; DUTRA, 2001).

Destaca Dutra (2001) que o mercado eólico tem passado por inúmeras e profundas mudanças no passado recente – um mercado outrora obsoleto e voltado para a pesquisa e desenvolvimento na década de setenta, que vislumbrou a partir dos choques do petróleo o desenvolvimento industrial. O crescimento da indústria eólica tem sido exponencial nos últimos vinte anos, o que demonstra amadurecimento e consolidação das tecnologias nela envolvidas.

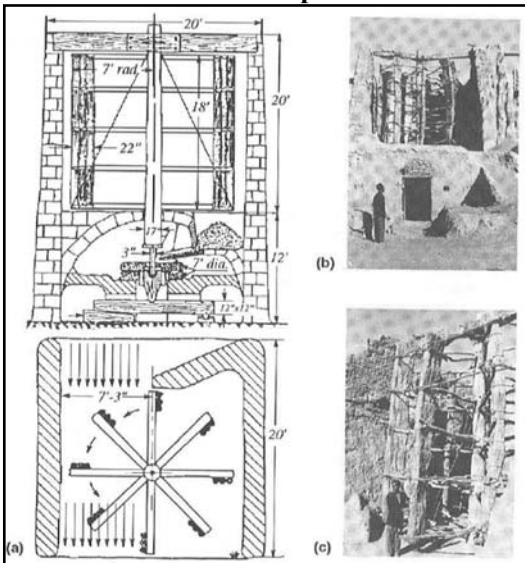
### 2.1.1 Breve histórico evolucional

A utilização da energia eólica não é recente. Antigamente este tipo de energia exercia um papel muito importante no cotidiano das pessoas. O fato é que ainda há dúvidas sobre quando e exatamente onde este processo de geração de energia foi implementado, através dos moinhos de vento (JOHNSON, 2001; FADIGAS, 2011).

Para Fadigas (2011), alguns historiadores alegam ter descoberto os restos de um moinho de vento no Egito, próximo a Alexandria, com uma idade aproximada de 3.000 anos. Já a primeira informação confiável data de 200 a.C., na Pérsia, a qual destaca a utilização os moinhos de vento com a finalidade de moagem de grãos e bombeamento d'água – tratavam-se de modelos verticais de baixa eficiência.

A Figura 2, exibe a vista geral do projeto do moinho Persa. Este modelo de cata-ventos de eixo vertical chegou a ter uma difusão relativamente grande, sendo utilizado por vários séculos.

**Figura 2 – Moinho de vento persa pioneiro na geração de energia. (a) pedra do moinho está abaixo do rotor e as velas estão fixadas nas palhetas; (b) vista geral da parede sul do moinho; (c) vista ampliada das velas da palheta**

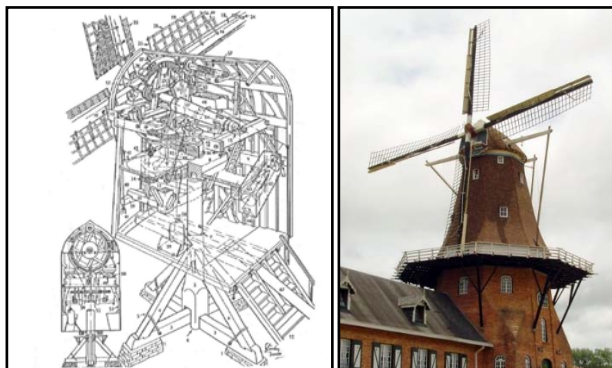


Fonte: Shefherd, 1994

Segundo Burton, et al. (2001), os tradicionais eixos de rotação horizontal provavelmente foram concebidos na Europa, sendo que o primeiro registro documental informa o ano de 1.180 d.C., na localidade de Duchy, Normandia. Os dispositivos pioneiros de eixo vertical persistiram até o século XII, quando os moinhos de vento com eixo horizontal do tipo holandês começaram a ser usados em larga escala na Europa ocidental, em países como Inglaterra, França e Holanda.

A Figura 3 exibe a complexidade do projeto de um moinho de vento do tipo Holandês, popularmente utilizado em larga escala no continente europeu, instalado no município de Castro/PR – município de colonização europeia na região Sul do Brasil. Os moinhos holandeses tinham como finalidade também a produção de óleos vegetais, fabricação de papel, processamento de madeiras, etc.

**Figura 3 – Projeto do moinho de vento holandês e modelo construído em Castro/PR**



Fonte: Prefeitura Municipal de Castro/PR, 2011 e Dutra, 2001

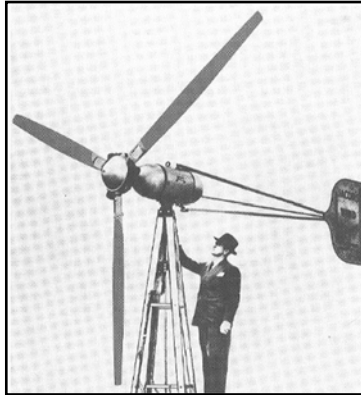
Compreendendo o período estabelecido entre a época medieval e o século XVII, o desenvolvimento dos moinhos de vento é atribuído como sendo fruto de pesquisa sistemática, a partir de melhorias encontradas acidentalmente ou empiricamente que geraram evoluções no sistema. Apenas a partir dos séculos XVII e XVIII as disciplinas da física e da matemática foram sistematicamente consideradas como base de concepção dos projetos (BURTON et al., 2001).

No século XIX, apesar do declínio da utilização de moinhos de vento na Europa, houve uma expansão do uso de energia eólica por meio de cata-ventos de múltiplas pás nos Estados Unidos, em função da

energização de áreas que não possuíam reservas hídricas (BURTON et al., 2001; DUTRA, 2001).

Em suma, o projeto de maior popularidade foi o aerogerador Jacobs – primeiro modelo nos moldes do sistema popularmente utilizado de torres eólicas geradoras, exibido na Figura 4. Neste sistema, a hélice movia um gerador de corrente contínua através de uma caixa de multiplicação onde a energia era armazenada em baterias. O mecanismo apresentava três pás de madeira (tipo hélice), controle centrífugo de passo, diâmetro de 4,27 metros e fornecia 1 kW elétrico para a velocidade de 5,5 m/s – potência capaz de alimentar uma residência na época (DUTRA, 2001).

**Figura 4 – Sistema eólico popular de carregamento de baterias para sistemas isolados na década de 30 – Aerogerador Jacobs**



Fonte: Shefherd, 1994

Segundo Dutra (2001), o desenvolvimento de turbinas de grande porte, análogas às atuais torres eólicas geradoras, teve início na Rússia em 1931 com o modelo de Balaclava, que conectava um aerogerador de corrente alternada a uma usina termelétrica, com gerador de 100 kW e 30 m de diâmetro do rotor.

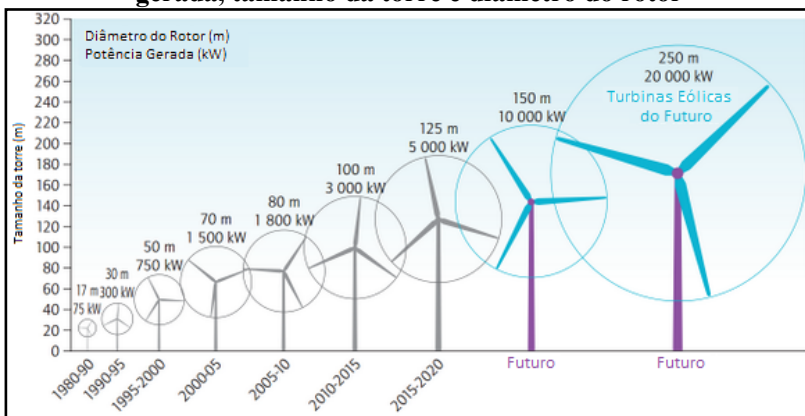
No período compreendido pela Segunda Guerra Mundial os Estados Unidos desenvolveram um projeto de construção do maior aerogerador até então já projetado - denominado Smith-Putnam. Esta foi a primeira planta eólica de classe megawatt de potência, cujo mecanismo apresentava 53,3 m de diâmetro, sua torre com 33,5 m de altura e duas pás de aço com peso total de 16 toneladas. (SHEFEHERD, 1994). Sua geração era compreendida por um gerador síncrono de 1.250 kW, com

rotação constante de 28 rpm, operando em corrente alternada, conectado diretamente à rede elétrica local. Foi após este momento que houveram significativas contribuições pelos países do bloco europeu, em diversas tecnologias tanto em micro como em grande escala de geração – neles destacam-se as pesquisas de geradores conectados à rede elétrica pela França além da Dinamarca (FADIGAS, 2011; DUTRA, 2001).

Já na década de setenta, com o mercado de aerogeradores de pequeno porte em crescimento, os Estados Unidos iniciaram suas pesquisas em modelos de eixo horizontal e vertical. Segundo Johson (2001), um dos principais destaques foi a cooperação da Agência Americana de Energia e da NASA, nos projetos e posterior evolução dos geradores, inclusive na faixa de megawatts de potência.

Da década de 80 aos dias atuais, verificou-se um aumento rápido e exponencial no desenvolvimento da tecnologia de energia eólica. A Figura 5 demonstra como o tamanho das turbinas e suas potências geradas cresceram de sobremaneira, além de expor perspectivas ainda maiores num panorama futuro (JOHNSON, 2001; FADIGAS, 2011; DUTRA, 2001).

**Figura 5 – Turbinas eólicas desde a década de 1980 – potência gerada, tamanho da torre e diâmetro do rotor**



Fonte: Adaptado de Fadigas, 2011

### 2.1.2 Objetivos e aplicações

Salles (2004), define o objetivo do processo de geração eólica como a energia elétrica produzida através da energia cinética dos ventos,

que é convertida em energia mecânica, a partir da técnica que transforma a força do vento em um determinado torque que age sobre as pás do rotor.

De maneira a embasar os conceitos objeto do processo de geração, é necessário compreender que a energia eólica está sujeita às divergências de temperatura da terra, das águas, das planícies, das montanhas, das regiões equatoriais e dos polos do planeta, e, conseqüentemente das diferenças de pressão atmosférica que são os motivos causadores do deslocamento das massas de ar sobre a superfície terrestre. O comportamento dos ventos dá-se pela sua migração das regiões onde a pressão é maior para as de menor pressão. Perante o aquecimento do ar, origina-se uma dilatação – motivo ao qual o mesmo se eleva, sendo substituído por um ar mais frio, desta maneira o ar que está no topo da superfície, por ser menos denso, origina uma pressão menor, e o que está abaixo da superfície, mais denso, produz alta pressão. Também sofrem influência no comportamento dos ventos as variações de estações do ano e horas do dia, a topografia e rugosidade do solo, além do movimento de rotação terrestre (SALLES, 2004; COIMBRA, 1999).

Conforme descrito no início deste estudo, as primeiras aplicações de energia eólica na geração de eletricidade estão relacionadas ao atendimento de cargas isoladas em áreas remotas – como residências e máquinas utilizadas na produção e beneficiamento de produtos agrícolas nas fazendas. Outrora a solução fornecida por uma turbina de pequeno porte associada a um banco de baterias era uma boa e única alternativa (FADIGAS, 2011; DUTRA, 2001).

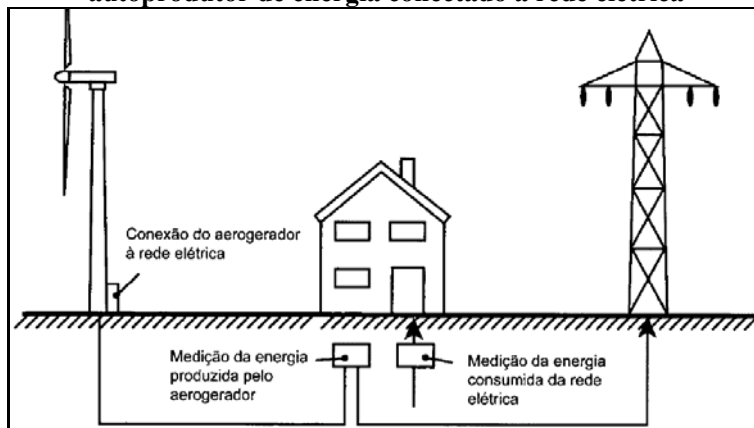
Mais de 95% da potência eólica gerada em âmbito mundial está conectada às redes elétricas de grande capacidade de potência, divididas entre redes de distribuição (mais próximas do centro de carga) e redes de transmissão de energia (JOHNSON, 2001; FADIGAS, 2011; DUTRA, 2001).

Johson (2001) destaca que as modalidades de origem por meio de geração distribuída com aerogeradores podem ser por meio de geração distribuída com aerogeradores operados por consumidores privados, ou por meio de centrais eólicas de grande capacidade e potência conectadas às redes de transmissão e distribuição.

No caso da geração distribuída com aerogeradores operados por consumidores privados, estes adquirem aerogeradores com o objetivo de colocá-los em operação conectados à rede pública de energia elétrica. A potência gerada por essas turbinas é entregue à rede via medidor. O pagamento ou compensação da energia é feito com base em medidores bidirecionais, sendo que um mede a energia consumida da rede pelo consumidor e outro a energia gerada pelo aerogerador. A Figura 6 ilustra

um sistema simplificado de micro ou minigeração própria por meio de aerogerador conectado à rede de distribuição (FADIGAS, 2011; DUTRA, 2001).

**Figura 6 – Aerogerador pertencente a um consumidor, autoprodutor de energia conectado à rede elétrica**

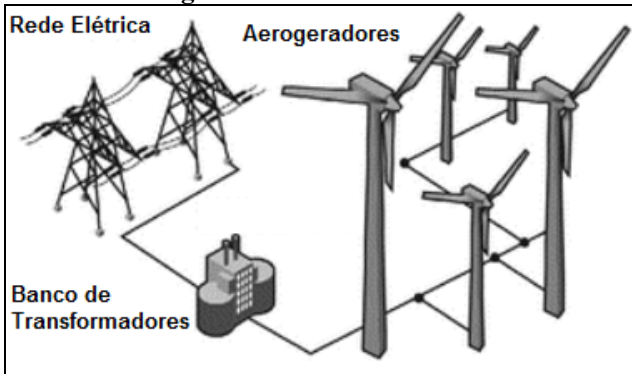


Fonte: Fadigas, 2011

A geração por meio de centrais eólicas de grande capacidade de potência conectadas às redes de transmissão de distribuição está restrita a áreas mais afastadas, longes dos pontos de consumo, onde são necessárias plantas geradoras e de maior potência por meio de parques eólicos, bem como linhas de transmissão para conectar a geração proveniente à rede elétrica existente. O termo parque ou planta eólica denota a concentração de várias turbinas em um mesmo local, interligadas eletricamente, injetando energia no mesmo ponto da rede elétrica. Seu projeto é feito com base em estudos técnicos e econômicos, considerando aspectos como: maximização da energia coletada, eficiência, redução dos custos e impactos ambientais e visuais, redução de ruídos, entre outros (FADIGAS, 2011; DUTRA, 2001; BURTON et al, 2001).

A Figura 7 demonstra o esquema de funcionamento de um parque composto por torres eólicas geradoras com aerogeradores localizados no topo das estruturas, cuja energia passa para um banco de transformadores e tem saída na rede de distribuição elétrica.

**Figura 7 – Esquema de um parque eólico constituído por vários aerogeradores conectados à rede**



Fonte: Adaptado de Fadigas, 2011

### **2.1.3 Aspectos econômicos e ambientais de geração em larga escala**

No que diz respeito à geração por meio de plantas eólicas em alta potência, Fadigas (2011), expõe que fontes renováveis de energia não se justificam a qualquer preço, a despeito do seu baixo impacto ambiental negativo. Elevados custos da energia gerada não são aceitáveis pela economia de um modo geral. A base para todas as considerações econômicas acerca do aproveitamento da energia eólica é o custo de fabricação do equipamento, no caso o aerogerador. Aspectos como a baixa densidade energética do recurso eólico, associada em menor escala à eficiência do dispositivo gerador exigem uma grande área de captação da energia dos ventos, o que encarece o equipamento – que têm sido comercializados a preços de até 1.000 US\$/kW.

Em suma, as principais variáveis que compõem o custo de geração de energia (US\$/MWh) são os custos de investimento, operação e manutenção. Em se tratando da energia eólica não há dependência do custo de combustível, mas o custo de investimento ainda é mais elevado em comparação a outras fontes. A Tabela 1 tem como objetivo demonstrar a composição percentual dos custos de cada componente do sistema eólico de alta potência no custo total do investimento, excluindo-se o terreno a acomodar os dispositivos (SALLES, 2004; JOHNSON, 2001).



**Tabela 1 – Contribuição média de custos dos componentes de um sistema composto por torre eólica geradora para geração em larga escala**

<b>ITEM</b>	<b>CONTRIBUIÇÃO (%)</b>
Rotor	25
Nacele e equipamentos auxiliares	15
Equipamento elétrico	15
Torre e fundação	10
Preparação do local e da estrada	10
Estações de equipamento	8
Manutenção dos equipamentos e de sobressalentes	5
Financeiro e legal	5
Interconexão elétrica	4
Custos adicionais	3
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>

Fonte: Adaptado de Salles, 2004

Não há um valor de preço e custo exato de energia para um parque eólico composto de turbinas eólicas geradoras com a finalidade de geração de ampla potência. Ambos valores dependem de fatores como a localização, tamanho e quantidades de turbinas, além de serem influenciados por políticas de incentivo ou subsídios. Em geral, os custos iniciais do investimento devem nortear o custo final da tecnologia englobando os custos do investimento, estudos de viabilidade e instalação, e demais projetos necessários (SALLES, 2004; COIMBRA, 1999).

Fadigas (2011), expõe que os estudos de viabilidade devem prever os aspectos envolvidos na avaliação econômica de uma central eólica. Os custos totais de geração são determinados pelos itens a seguir:

- a) Regime de vento;
- b) Eficiência de conversão de energia dos aerogeradores;
- c) Disponibilidade de sistema;
- d) Vida útil do sistema;
- e) Custos de capital;
- f) Custos de financiamento e custos de operação e manutenção.

Segundo Johson (2001) no que diz respeito aos aspectos ambientais, é necessário ressaltar que a geração por meio de torres eólicas

geradoras também pode produzir impactos ambientais, apesar de não estarem relacionados à emissão de gases ou resíduos.

Destaca-se como primeiro impacto ambiental a interferência visual, relacionado a fatores como o tipo de paisagem, as cores, o número de pás, a quantidade e o design das turbinas dos aerogeradores instalados nas torres eólicas geradoras. O impacto sonoro através da emissão de ruído, mesmo que mínimo pode gerar incômodo aos moradores e animais de áreas próximas. O ruído da turbina é geralmente contínuo e contém baixa frequência, podendo causar efeitos fisiológicos como náuseas e dores de cabeça (BURTON et al., 2001; COIMBRA, 1999).

A geração de energia eólica pode afetar os pássaros de várias maneiras, como alteração do habitat de migração, colisões e eletrocussões. Já houverem relatos da incidência de espécies que estavam sendo mortas tanto por aerogeradores situados em torres quanto por suas linhas de transmissão nos Estados Unidos (JOHNSON, 2001; FADIGAS, 2011).

Destaca Burton et al. (2001), que sinais de Rádio e TV também podem sofrer interferências devido às torres eólicas geradoras. A principal forma de problemática ocorre pelo espelhamento e reflexão dos sinais pelas turbinas eólicas, principalmente as pás.

### 2.1.4 Organização do processo de geração e implementação

De acordo com Burton et al. (2001), a viabilidade de um projeto de geração eólica, seja em qual for a escala, está diretamente relacionada à energia disponível que pode ser extraída do vento e de como esse recurso se modifica de maneira temporal e geográfica conforme a localização. Dentre os fatores de viabilidade do potencial de geração, destaca-se a relação cúbica com a velocidade do vento. A potência gerada por um aerogerador é dada pela Equação 1 a seguir:

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

onde:

$P$  é a potência extraída pelo dispositivo (W);

$\rho$  é a massa específica do ar ( $1,225 \text{ kg/m}^3$ );

$C_p$  é o coeficiente de potência do gerador;

$A$  é a área varrida pelas pás do rotor ( $\text{m}^2$ );

$V$  é a velocidade do vento (m/s).

Na Equação 1 a potência produzida por um aerogerador é diretamente associada à velocidade do vento disponível no local. Devido

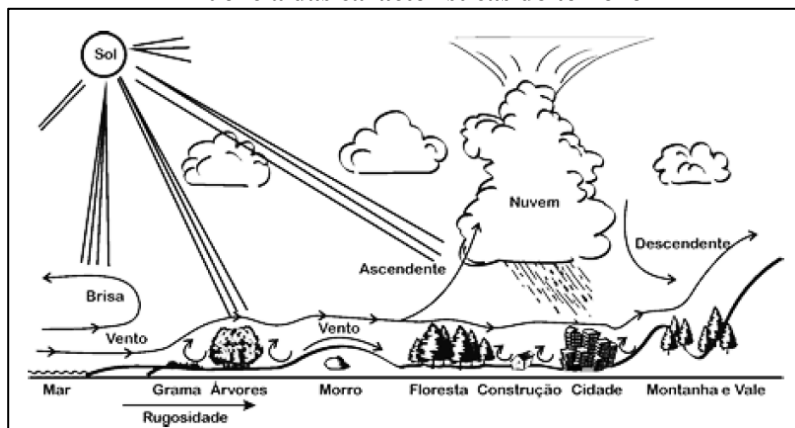
à complexidade do comportamento dos ventos, o desempenho de um aerogerador não pode ser estimado sem as devidas medições no local, obtidas através de anemômetros e sensores de direção (COIMBRA, 1999; FADIGAS, 2011; DUTRA, 2001; BURTON et al., 2001).

#### 2.1.4.1 Influência local dos ventos

As massas próximas à superfície da terra são intensamente influenciadas pela natureza da superfície do terreno. A meteorologia da energia eólica, que atua na faixa atmosférica de 10 a 200 m acima do nível do solo, segrega os efeitos da topografia em três características típicas, sendo elas: rugosidade, obstáculos e orografia (FADIGAS, 2011)

Coimbra (1999), destaca que esta divisão, apesar de simplória tem se mostrado útil na meteorologia da energia eólica, e é utilizada com frequência para descrever situações reais. A Figura 8 ilustra a influência das particularidades do relevo no comportamento do vento. Tais características e conceitos usados para analisar a topografia serão discutidos a seguir.

**Figura 8 – Caracterização do comportamento do vento sob a influência das características do terreno**



Fonte: ANEEL, 2008

A rugosidade pode ser caracterizada como o efeito coletivo da superfície do terreno e seus elementos irregulares, que leva a uma desaceleração do vento próxima a superfície. Na implementação de dispositivos eólicos, a área de interesse deve ser situada mais afastada

possível dos elementos individuais de rugosidade. Ela pode ser parametrizada por uma simples escala de comprimento (comprimento de rugosidade  $Z_0$ ) que exerce influência no perfil vertical da velocidade do vento na camada limite, disposta pela Lei Logarítmica e Lei de Arrasto Geotrópico de acordo com a Equação 2 a seguir (MONTEZANO, 2012).

$$V(z) = \frac{1}{k_0} V_* \ln\left(\frac{z}{Z_0}\right) \quad (2)$$

onde:

$V(z)$  é a velocidade do vento na altura  $z$  (m/s);

$K_0$  é a constante de Von Kármán ( $\approx 0,4$ );

$V_*$  trata-se da velocidade de fricção (variando entre 0,2 e 0,4 m/s);

$Z_0$  é o comprimento de rugosidade do local (m).

Conforme Burton et al. (2001) outro modelo utilizado para representar a distribuição vertical da velocidade do vento com a altura é a Lei da Potência, representando a velocidade do vento em duas alturas  $h_1$  e  $h_2$ , expressa pela Equação 3.

$$V(h_2) = V(h_1) x \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^\alpha \quad (3)$$

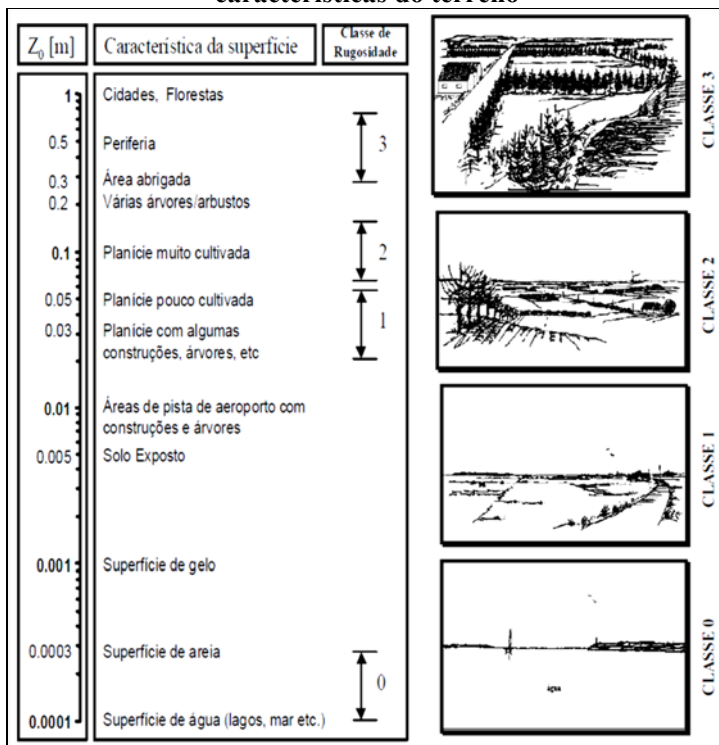
onde:

$V(h)$  é a velocidade do vento na altura  $h$  (m/s);

$\alpha$  trata-se do expoente de camada-limite e está relacionado à rugosidade da superfície no local.

A rugosidade pode ser entendida como uma variável climática, por abranger elementos distintos e variáveis como vegetação, cobertura de neve, condições do mar, tipos de agricultura e usos do solo, etc. Por meio da Figura 9 é possível visualizar os comprimentos de rugosidade associados a cada tipo de superfície usados comumente (MONTEZANO, 2012).

**Figura 9 – Comportamento do vento sob a influência das características do terreno**

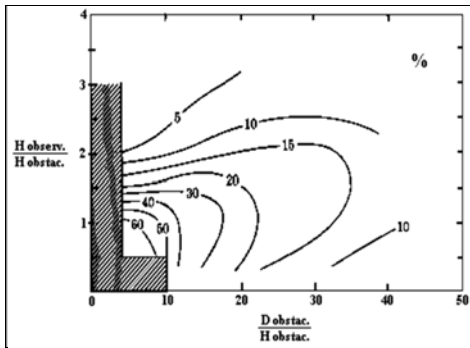


Fonte: Montezano, 2012

Fadigas (2011) destaca que além da rugosidade, obstáculos como a vegetação e construções podem influenciar (além de pedras, rochas, morros, torres em alguns casos) de sobremaneira o comportamento do vento local, causando redução na velocidade do vento e aumento da turbulência – efeito conhecido como sombreamento.

A Figura 10 exibe um gráfico de influência do obstáculo na diminuição da velocidade do vento. Neste caso, a definição do perfil de velocidades se dá pelas isocurvas que mostram o percentual de redução na velocidade captada dentro da área de interesse em relação a um ponto de observação (DUTRA, 2001).

**Figura 10 – Caracterização do comportamento do vento sob a influência das características do terreno**



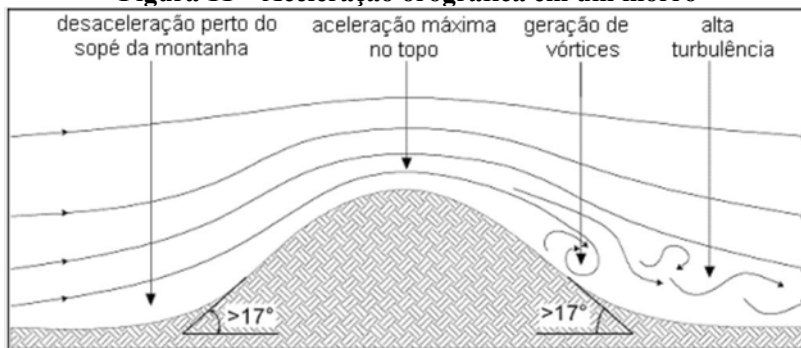
Fonte: Mortensen, 1993

Por fim, a orografia do terreno – termo que se refere à descrição das variações de altura do mesmo – se mostra como aspecto de extrema importância na viabilidade de captação dos ventos, uma vez que quando a escala típica das feições do terreno se torna muito maior que a altura do ponto de interesse, eles agem como limitadores do comportamento dos ventos. Quanto mais perto aos cumes dos morros e cordilheiras, mais o vento irá acelerar, enquanto perto dos vales, sua velocidade declinará (JOHNSON, 2001; FADIGAS, 2011).

O índice de complexidade do relevo é uma medida importante no que tange a declividade ou irregularidade da topografia do terreno ao redor do local de implantação. Este indicador é definido como uma porcentagem do terreno mais íngreme do que uma inclinação crítica. Superfícies planas e onduladas possuem índice de complexidade do relevo (RIX) com valor atribuído entre 0% e 10%, enquanto terrenos montanhosos em torno de 10 a 50% ou mais (FADIGAS, 2011).

O fenômeno da aceleração orográfica pode ser observado em relevos mais elevados em regiões mais baixas. No caso, quando a inclinação do morro é maior que  $17^\circ$  ocorre redução de vento na encosta e separações no escoamento logo após o morro, com turbulência na esteira. Esta situação pode ser vislumbrada na Figura 11, que demonstra que nenhum destes locais é apropriado para a instalação de um aerogerador, sendo o local mais adequado o ponto mais alto da superfície, já que a passagem do vento é acelerada graças a redução de área de passagem do mesmo. (LACTEC, 2012)

**Figura 11 – Aceleração orográfica em um morro**



Fonte: Lactec, 2012

A representação matemática da variação da velocidade do vento é feita por meio de uma função de densidade probabilística. A distribuição de Weibull se mostra a função mais ajustada na demonstração da distribuição do vento. A Equação 4 expõe a formulação matemática desta distribuição (SILVA, 2006; JOHNSON, 2001).

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (4)$$

onde:

$f(v)$  é a função da densidade de probabilidade;

$v$  é a velocidade do vento (m/s);

$e$  fator de escala (m/s) o qual está ligado a velocidade média local;

$k$  é o fator de forma (adimensional) o qual relaciona-se com a variação em torno da média, representando a forma da distribuição de probabilidade.

A Figura 12 expõe um exemplo fictício da Distribuição de Weibull. A reta que divide a figura em questão define a mediana da distribuição estatística, exibindo que ao menos na metade do tempo a velocidade do vento assume valores inferiores a 6,6 m/s, e, na outra metade esses valores superam a velocidade em questão. Estes dados são obtidos por meio de estações anemométricas. A Equação 5 determina a velocidade média do vento em um determinado período de tempo.

$$V = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i \quad (5)$$

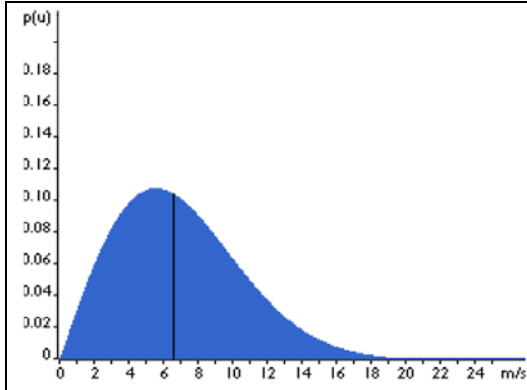
onde:

$V$  trata-se da velocidade média em um determinado período de tempo (m/s);

$v_i$  é a velocidade do evento registrado (m/s);

$n$  é o número de registros;  
 $i$  é o identificador do registro.

**Figura 12 – Distribuição de Weibull para uma determinada localidade**



Fonte: Adaptado de Burton et al, 2001

#### 2.1.4.2 Estudos e etapas para implementação em geração de grande porte

Segundo Fadigas (2011), o processo de desenvolvimento de um projeto eólico de grande porte, deve seguir, cronologicamente sete etapas, que se subdividem em três frentes de trabalho. Além da disponibilidade de recurso deve-se levar em conta sempre aspectos técnicos de planejamento ambientais e sociais que influenciam a escolha do local.

Montezano (2012) destaca que as 7 etapas são:

- 1) Escolha do local: primeiramente procede-se à identificação de locais mais adequados, tendo em vista suas restrições técnicas, comerciais e ambientais existentes;
- 2) Estudo de viabilidade: nesta fase é realizada a avaliação técnica detalhada, com dados de medição de vento no local e layouts da disposição dos aerogeradores; avaliação econômica preliminar; levantamento de restrições e oportunidades socioambientais e de planejamento;
- 3) Avaliação detalhada (projeto básico): estudo detalhado que envolve aspectos técnicos, econômico-financeiro, ambiental e legal. A tomada de decisão ocorre nesta etapa com a definição da área definitiva, do layout e do tipo de geradores,



além de estudos de interligação elétrica, plano de construção, operação e desativação da planta eólica, negociação do imóvel, obtenção de licenças ambientais, estudo de viabilidades, contratos de compra e venda de energia e definição dos investidores, além das negociações pertinentes;

- 4) Apresentação do planejamento: exposição do planejamento (projeto básico) com a finalidade de aprovação junto às autoridades responsáveis, incluindo os estudos ambientais na comunidade local;
- 5) Implantação: execução das construções de acordo com os projetos aprovados, comissionamento de equipamentos e interligação elétrica, além da entrega do controle dos equipamentos à empresa encarregada da operação e manutenção;
- 6) Operação e Manutenção: operar e manter a planta eólica, realizando suas manutenções necessárias e informando o desempenho junto aos órgãos pertinentes e à população;
- 7) Descomissionamento e reintegração da terra: fase de desativação da planta, onde são retirados os equipamentos e realizada a restauração do solo para seu estado de uso anterior.

Montezano (2012) expõe também as 3 frentes de ação, listadas a seguir:

- a) Técnico-Econômica: Tem por objetivo as considerações do projeto da planta de geração, campanha de medições de vento, infraestrutura, acessibilidade, construção e análises econômico-financeiras;
- b) Ambiental: Relaciona-se à análise do efeito da construção da planta sobre os interesses socioambientais da população próxima, sendo fundamental na seleção e desenvolvimento de áreas apropriadas à geração;
- c) Diálogo e Consulta: O projeto também deve visar o diálogo entre os empreendedores e as demais partes envolvidas no projeto, como órgãos governamentais, comunidades e grupos que sejam afetados pelo empreendimento.

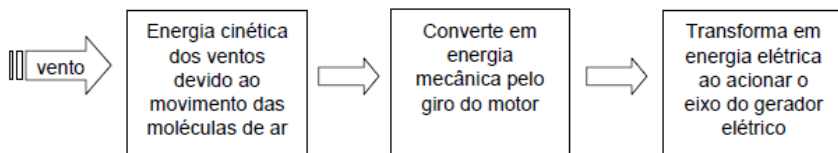
Coimbra (1999) destaca que uma vez escolhido o local e realizada a tomada de decisão, o projeto do parque se inicia com objetivos de maximizar a produção, minimizar o custo do capital e custos

operacionais, além de atender as restrições impostas pelo local determinado, são elas: máxima capacidade instalada; limites do imóvel; recuos; restrições ambientais; localização de locais sensíveis ao ruído; localização de pontos de observação visualmente sensíveis; localizações de construções que podem ser afetadas pela sombra projetada pelo aerogerador (no caso de torres eólicas geradoras); espaçamento mínimo dos geradores; restrições ligadas a sinais de comunicação.

## 2.2 SISTEMAS DE GERAÇÃO EÓLICA

Com a finalidade de extrair a energia disponível nos ventos, os aerogeradores, seja qual forem suas faixas de geração, são baseados no princípio análogo ao da aerodinâmica de uma turbina de avião, onde o vento passa pelas duas faces da hélice. Como o movimento de maior velocidade do ar se dá na parte superior da hélice, com superfície mais vasta do que na parte inferior, esta parte está sujeita a uma pressão maior sob o plano de sustentação. Esta diferença de pressão entre duas superfícies provoca a elevação aerodinâmica. O movimento das hélices aciona o eixo ligado à caixa de engrenagens, que aumenta a velocidade do eixo de geração, produzindo assim energia elétrica (SALLES, 2004; COIMBRA, 1999).

**Figura 13 – Diagrama da conversão de energia**



Fonte: Salles, 2004

Burton et al. (2001), ressalta que a quantidade de energia que os ventos transferem para o rotor do aerogerador depende da resistência do ar, da área varrida pelo rotor, do diâmetro das pás, do coeficiente de aerodinâmica e da sua velocidade.

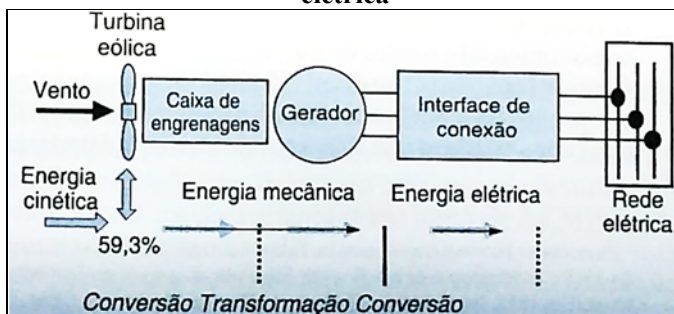
### 2.2.1 Conversão de Energia

Segundo Johnson (2001), os aerogeradores são dispositivos utilizados com a finalidade de converter a energia do vento em energia

elétrica, por meio de duas distintas etapas, descritas a seguir e na Figura 14:

- 1) Primeiramente na turbina, que remove a porção da energia cinética disponível para conversão em energia mecânica;
- 2) Em seguida, no gerador, que recebe a energia mecânica e a converte em energia elétrica, que então é transmitida para a rede da concessionária.

**Figura 14 – Princípio da conversão da energia cinética em energia elétrica**



Fonte: Pinto, 2013

Os principais aspectos relacionados à eficiência de uma turbina eólica (potência e carga média) são determinados pelas forças aerodinâmicas originadas em sua velocidade média. As forças atuantes nos componentes de uma turbina, sejam causadas pela velocidade média dos ventos, pela flutuação deles, ou pelo modo de operação da turbina e efeitos dinâmicos são fontes de fadiga e fatores que contribuem para o pico de carga que a turbina estará sujeita (FADIGAS, 2011).

### 2.2.2 Conceitos aplicados

Além das equações já expostas nos itens anteriores, segundo Fadigas (2011) e Melo (2012), no que tange ao processo de geração eólica, diversos conceitos e princípios físicos e matemáticos são aplicados para que sejam alcançados os resultados necessários afim de fornecer seu embasamento técnico no que diz respeito ao funcionamento dos aerogeradores.

A energia eólica é a energia cinética contida no movimento de uma massa de ar (vento), cuja relação básica é formulada pela Equação 6 (FADIGAS, 2011; MELO, 2012; BURTON et al., 2001).

$$E_k = \frac{1}{2} m v^2 \quad (6)$$

onde:

$E_k$  é a energia cinética (J);

$m$  é a massa de ar (Kg);

$v$  é a velocidade da massa de ar em movimento (m/s).

A massa de ar em deslocamento, por sua vez, possui potência, um fluxo de energia que pode ser definido pela derivada da energia ao longo do tempo, conforme observado na Equação 7 (FADIGAS, 2011; JOHNSON, 2001; MELO, 2012; BURTON et al., 2001).

$$P = \hat{E}_k = \frac{dE_k}{dt} = \frac{1}{2} \hat{m} v^2 \quad (7)$$

onde:

$P$  é a potência do vento (W);

$\hat{E}_k$  é o fluxo de energia (J/s);

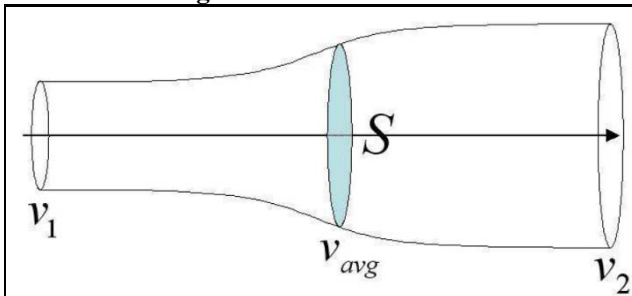
$E_k$  é a energia cinética (J);

$\hat{m}$  é a velocidade da massa de ar em movimento (m/s);

$t$  é o tempo (s).

A Figura 15 ilustra o fluxo de massa de ar que cruza perpendicularmente uma seção transversal de área  $S$  (Equação 8), determinado pelo Limite de Betz, o qual parte do princípio de que o fluxo de massa de ar na turbina entra com uma velocidade superior à velocidade de saída, e esta diferença entre velocidades relaciona-se com a geração de energia (FADIGAS, 2011; JOHNSON, 2001; MELO, 2012; BURTON et al., 2001).

**Figura 15 – Tubo de Betz**



Fonte: Melo, 2012

$$M = \rho v S \quad (8)$$

onde:

$M$  é o fluxo de massa de ar (Kg);

$\rho$  é a massa específica do ar ( $\text{kg/m}^3$ );

$v$  é a velocidade da massa de ar em movimento (m/s);

$S$  trata-se da área da seção transversal ( $\text{m}^2$ );

Desta maneira, substituindo-se as Equações 7 e 8 – potência contida no vento e fluxo de massa de ar, é possível concluir que a potência contida no vento que atravessa a seção transversal de área “S” pode ser dada pela Equação 9, que relaciona potência contida no vento em função do fluxo de massa de ar (FADIGAS, 2011; MELO, 2012; BURTON et al., 2001).

$$P = \frac{1}{2} \rho S v^3 \quad (9)$$

onde:

$P$  é a potência do vento (W);

$\rho$  é a massa específica do ar ( $\text{kg/m}^3$ );

$S$  é a área de seção transversal ( $\text{m}^2$ );

$v$  é a velocidade da massa de ar em movimento (m/s);

Por conseguinte, através da Equação 9 é visível que enquanto a potência contida na massa de ar varia linearmente com a sua massa específica e a área (S) da seção considerada, tem-se uma variação de ordem cúbica com a velocidade do vento. Por sua vez, a área (S) contemplada pelo movimento das pás do aerogerador e cortada pelo vento, possui relação quadrática com o diâmetro do rotor, conforme pode ser observado na Equação 10 (FADIGAS, 2011; JOHNSON, 2001; MELO, 2012; BURTON et al., 2001).

$$S = \frac{\pi}{4} D^2 \quad (10)$$

onde:

$S$  é a da área da seção transversal cortada pelo fluxo de ar ( $\text{m}^2$ );

$\pi$  constante adimensional 3,141592...;

$D$  é o diâmetro do rotor (m).

Por meio das últimas equações expostas, tem-se a conceituação de que a energia gerada é sensível à velocidade do vento que cruzar as pás do aerogerador, existindo uma alta sensibilidade em relação ao diâmetro do rotor (MELO, 2012)

### 2.2.2.1 Limite de Betz

O limite teórico de extração de potência dos ventos, descrito em 1929 pelo físico alemão Albert Betz, e conhecido por limite (ou coeficiente) de Betz indica que, mesmo para os melhores aproveitamentos eólicos (no caso de turbinas de 2 ou 3 pás de eixo horizontal), são aproveitados no máximo 59% da energia do vento. Para compreensão deste fenômeno, é importante descrever a Lei de Conservação da Massa em um determinado volume de controle, que embasa o fato de o fluxo de massa de ar que entra no rotor do aerogerador ser igual ao fluxo de massa que sai deste mesmo rotor. Conforme visto anteriormente na Figura 15 e, aritmeticamente na Equação 11, a área ocupada pelo ar na saída do rotor é maior do que a área por este mesmo ar na entrada do rotor (FADIGAS, 2011; MELO, 2012; BURTON et al., 2001).

$$m = \rho S_1 V_1 = \rho S v = \rho S_2 V_2 \quad (11)$$

onde:

$m$  é o fluxo de massa de ar (Kg);

$\rho$  é a massa específica do ar ( $\text{kg/m}^3$ );

$V_1$  é a velocidade da massa de ar na entrada do rotor (m/s);

$V_2$  velocidade da massa de ar na saída do rotor (m/s);

$S_1$  área da seção transversal na entrada do rotor ( $\text{m}^2$ );

$S_2$  é área da seção transversal na saída do rotor ( $\text{m}^2$ );

$S$  área da seção transversal do rotor ( $\text{m}^2$ );

$v$  trata-se da velocidade da massa de ar no rotor (m/s).

Melo (2012) descreve que Betz provou fisicamente que a maneira de se obter a máxima potência teórica possível se faz a partir da observação que a velocidade na saída do rotor é exatamente igual a um terço da velocidade na entrada do rotor. Sendo assim, dois terços da energia cinética contida na massa de ar é aproveitada e convertida em energia elétrica. A potência mecânica a qual é extraída ( $P_{extraída}$ ) do fluxo de ar que corta o rotor é a diferença entre a potência na entrada ( $P_{entrada}$ ) e na saída ( $P_{saída}$ ) deste rotor. O fenômeno de extração da potência de determinada massa de ar pode ser descrito através da Equação 12.

$$P_{extraída} = P_{entrada} - P_{saída} \quad (12)$$

Burton et al. (2001) afirma que a velocidade da massa de ar da qual extrai-se a potência mecânica é a média aritmética entre a velocidade da massa de ar, ainda não perturbada ao entrar no sistema, e a velocidade deste vento na saída do dispositivo, Equação 13.

$$v = \frac{(V_1 + V_2)}{2} \quad (13)$$

Burton et al. (2001) explica ainda sobre uma das importantes variáveis de conhecimento, o coeficiente de potência do rotor ( $C_p$ ) exposto através da Equação 14, o qual é definido como a potência que será extraída do vento em relação a potência total contida neste mesmo vento.

$$C_p = \frac{\left(1 + \frac{V_2}{V_1}\right) \left[1 - \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2\right]}{2} \quad (14)$$

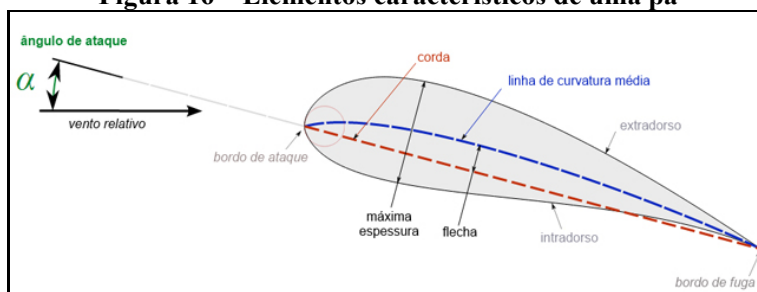
O coeficiente de potência do rotor ( $C_p$ ) mensura a energia que pode ser gerada pela turbina, de maneira a desprezar perdas em relação a energia total contida no vento que a atravessa, configurando-se assim uma medida de eficiência da turbina eólica. Maximizando-se a função deste coeficiente, descrita através da Equação 14, é possível verificar que a relação entre as velocidades na entrada e na saída do rotor deve ser um terço, fato este demonstrado pela Equação 15. Cabe ressaltar que, além deste limite físico descrito, existem restrições tecnológicas as quais limitam a potência máxima a um valor inferior ao deste limite (FADIGAS, 2011; JOHNSON, 2001; MELO, 2012; BURTON et al., 2001).

$$C_{p_{max}} = \frac{16}{27} = 59,3 \% \quad (15)$$

### 2.2.2.2 Aerofólios e lâminas

A Figura 16 exibe os elementos de uma pá, conforme descrito em Fadigas (2011) onde “ $\alpha$ ” é o ângulo de ataque, a inclinação do eixo de referência em relação ao plano de rotação. Por sua vez, denomina-se extradorso a parte de cima da pá, e intradorso a parte de baixo da pá.

**Figura 16 – Elementos característicos de uma pá**



Fonte: Adaptado de Fadigas, 2011

Segundo a Lei de Bernoulli, a soma das pressões dinâmica e estática se mantém num escoamento contínuo e sem deslocamento. Esta lei é demonstrada por meio da Equação 16 (FADIGAS, 2011; MELO, 2012; BURTON et al., 2001).

$$\frac{\rho v^2}{2} + \rho gh + p = \text{constante} \quad (16)$$

onde:

$\rho$  é a massa específica do fluido ( $\text{kg/m}^3$ );

$v$  velocidade do fluido ( $\text{m/s}$ );

$h$  é a altura (m);

$g$  aceleração da gravidade ( $\text{m/s}^2$ );

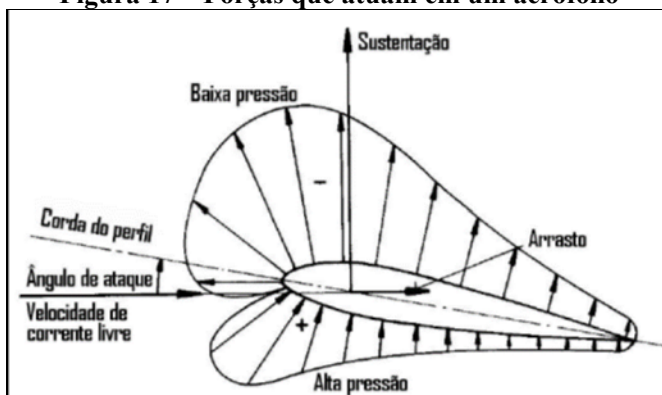
$p$  trata-se da pressão (Pa).

A Equação 16 demonstra que a soma da pressão dinâmica e estática num fluido não viscoso se conserva. Portanto, caso haja um aumento de velocidade e de pressão dinâmica, esta ocorrerá junto a uma diminuição da pressão estática, e, caso a velocidade diminua, e, conseqüentemente a pressão dinâmica diminua, esta será acompanhada de um aumento de pressão estática (FADIGAS, 2011; JOHNSON, 2001; MELO, 2012; BURTON et al., 2001).

Com base na Lei de Bernoulli, exposta na Equação 16, o lado mais longo do aerofólio, no qual as partículas têm mais velocidade, torna-se um local de baixa pressão, e o menos longo, onde predomina a menor velocidade, um local de alta pressão. Esta divergência de pressões denomina-se Força de Sustentação, cuja direção é perpendicular à direção da velocidade do escoamento e o sentido é o do lado de maior pressão para o de menor pressão. Além disto, para que as partículas atravessassem as duas extremidades, o perfil deve ter uma inclinação em relação à direção do escoamento, sendo este ângulo chamado de Ângulo de Ataque. Além da Força de Sustentação, em um aerofólio que sofre escoamento, também atua a Força de Arrasto, a qual possui direção igual à velocidade do escoamento, e sentido contrário ao do movimento no escoamento. A força resultante a atuar em um perfil é a soma vetorial da Força de Sustentação e da Força de Arrasto. A Figura 17 expõe as forças descritas, atuantes em um aerofólio (FADIGAS, 2011; JOHNSON, 2001; MELO, 2012; BURTON et al., 2001).



**Figura 17 – Forças que atuam em um aerofólio**



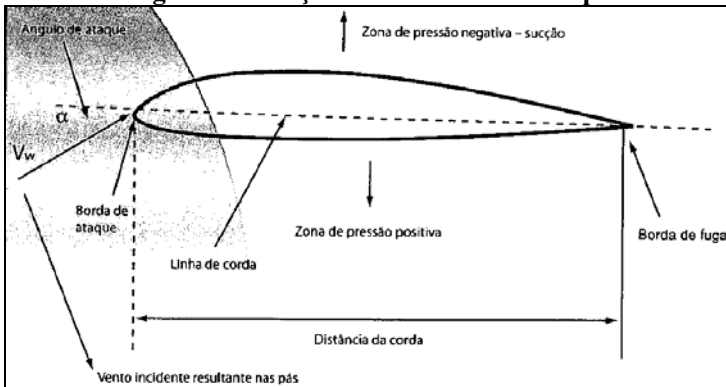
Fonte: Melo, 2012

A partir da compreensão das forças atuantes no aerofólio, faz-se possível o entendimento do princípio de funcionamento da turbina eólica, onde há uma analogia entre as pás e os aerofólios, sendo seu movimento gerado a partir da Força de Sustentação, que tem origem na diferença de pressão nas partes superiores (baixa pressão) e inferiores (alta pressão) da pá (FADIGAS, 2011; MELO, 2012; VOGT, 2010).

Outrossim, os perfis também podem ser classificados como simétricos ou assimétricos. Quando tem a finalidade de produzir a Força de Sustentação para ambos os lados, ele deve ser simétrico, e sua força será gerada apenas pelo ângulo de ataque. O perfil será assimétrico quando buscar gerar Força de Sustentação apenas para um de seus lados. Assim, mesmo sem assumir um ângulo de ataque em relação ao escoamento, será produzida força de sustentação (FADIGAS, 2011; JOHNSON, 2001; MELO, 2012; BURTON et al., 2001).

A Figura 18 exibe a seção transversal de uma pá. A linha que une as duas extremidades da pá (borda de fuga e de ataque) mede o comprimento da seção transversal da pá e é conhecida como linha de corda. Já a face ou lado superior denomina-se zona de pressão negativa ou sucção, enquanto a face inferior é a zona de pressão positiva. Segundo a Teoria do Elemento de Pá, a razão entre o comprimento de uma pá e sua corda, denominada *Aspect Ratio* é um importante fator para determinar as dimensões ideais de uma pá, afim de otimizar a geração de Força de Sustentação e extração de potência do vento (FADIGAS, 2011).

**Figura 18 – Seção transversal de uma pá**



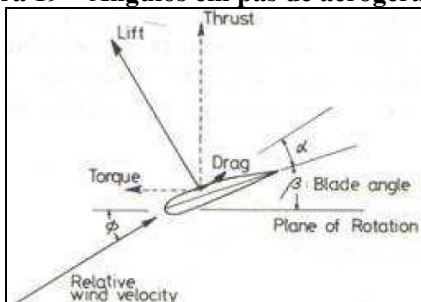
Fonte: Fadigas, 2011

### 2.2.2.3 Aerodinâmica

Destacam Burton et al. (2001), que são importantes as definições no tocante a aerodinâmica das turbinas, assuntos definidos pelos seus principais conceitos, tais como os ângulos relevantes, a velocidade relativa do vento, camada limite, regimes de escoamento laminares e turbulentos, além das exposições quanto ao *Tip Speed Ratio* (TSR) e a classificação do controle aerodinâmico de potência de cada aerogerador.

Nos aerogeradores, as pás são confeccionadas de maneira a formar um ângulo controlado com a velocidade relativa do vento. A Figura 19 tem por intuito expor os principais ângulos no projeto de aerogeradores. Na fase de partida de rotação do aerogerador, com o rotor parado, a velocidade do vento relativa a pá ( $W$ ) fica na mesma direção do vento não perturbado ( $V_{\infty}$ ). O ângulo ( $\Phi = \text{ângulo de fluxo} = \alpha + \beta$ ) entre  $W$  e o plano de rotação é de  $90^\circ$  e a pá está na condição de Estol (controle passivo) (MELO, 2012; BURTON et al., 2001).

**Figura 19 – Ângulos em pás de aerogeradores**



Fonte: Melo, 2012

Na Figura 20 tem-se que:

$\beta$  é o *pitch* ou ângulo de pá, ângulo formado entre a direção do plano da pá com a direção do plano de rotação;

$\alpha$  é o ângulo de ataque, ângulo que mede a diferença entre a direção de “W” (vento relativo) e a seção longitudinal do eixo do aerofólio;

$\varphi$  é o ângulo de escoamento, dado pela soma dos ângulos  $\alpha$  e  $\beta$ , sendo baseado no ângulo entre a direção da pá e W (vento relativo), além do plano de rotação do rotor.

Com relação à velocidade relativa do vento, observa-se que a partir do movimento de um aerofólio no ar parado, nele atuam forças de sustentação e arrasto. Caso houvesse uma velocidade de vento ( $V_\infty$ ) na direção perpendicular ao plano do movimento do dispositivo, então ele teria uma velocidade de vento relativa, denominada “W”, determinada pela soma vetorial da velocidade real do vento não perturbado ( $V_\infty$ ) e a velocidade rotacional da pá em relação ao ar ( $\Omega r$ ). Portanto, quando a pá de uma turbina se movimenta, cada parte dela se moverá com uma velocidade relativa ao ar ( $\Omega r$ ), na qual “ $\Omega$ ” é a velocidade angular do rotor (em rad/s) e “r” é a distância do setor a partir do eixo do rotor (m) (JOHNSON, 2001; MELO, 2012; BURTON et al., 2001).

O estudo do movimento dos fluidos se destaca como aspecto importante no tocante à aerodinâmica. Conforme a Equação 17 que demonstra o número de Reynolds, é possível estimar se as forças viscosas são ou não desprezíveis em comparação às forças de pressão (JOHNSON, 2001; MELO, 2012).

$$Re = \frac{\rho VL}{\mu} \quad (17)$$

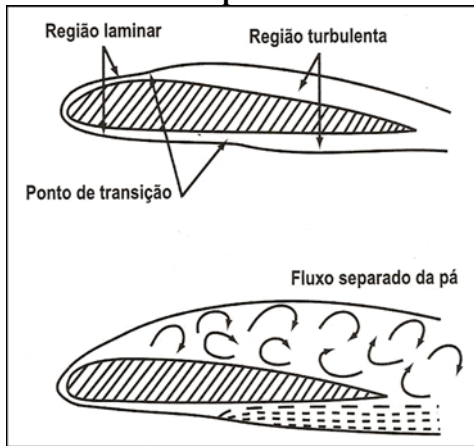
na qual:

Re é o número de Reynolds;

$\rho$  é a massa específica do ar ( $\text{kg/m}^3$ );  
 $V$  é a velocidade do escoamento ( $\text{m/s}$ );  
 $L$  comprimento de referência ( $\text{m}$ );  
 $\mu$  é a viscosidade dinâmica do fluido ( $\text{Pa}\cdot\text{s}$ )

Outro ponto importante a ser mencionado refere-se ao tipo de regime do escoamento, de maneira a ser laminar ou turbulento como a Figura 20 ilustra. Observa-se que pode haver mudança entre os regimes em um determinado ponto da seção do aerofólio (FADIGAS, 2011; JOHNSON, 2001; MELO, 2012; BURTON et al., 2001).

**Figura 20 – Regimes laminar e turbulento de fluxo de ar no perfil de uma pá eólica**



Fonte: Custódio, 2007

Burton et al. (2001), determina que a razão conhecida por *Tip Speed Ratio* (TSR) é representada por meio de um fator adimensional ( $\lambda$ ), Equação 18,

$$\lambda = \frac{\omega R}{V_{\infty}} \quad (18)$$

na qual:

$\lambda$  é a razão de velocidades na ponta da pá ou *Tip Speed Ratio* (TSR);

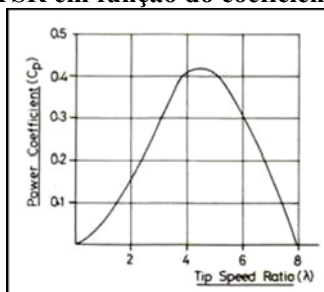
$\omega R$  é a velocidade tangencial na ponta da pá ( $\text{Rad}\cdot\text{m/s}$ );

$V_{\infty}$  trata-se da velocidade do vento não perturbado na turbina ( $\text{m/s}$ );

Sendo assim, para a avaliação do desempenho do aerogerador, deve-se ponderar simultaneamente o fluxo de ar pelo rotor e as forças nas

pás devido a este fluxo. A definição do valor da eficiência do rotor é embasada por meio das propriedades dos aerofólios das pás. O ângulo de pá ( $\beta$ ) ótimo e o comprimento de corda total podem ser obtidos para cada valor de raio ( $r$ ) junto com a potência e o torque determinados pelo rotor. Os resultados podem ser expressos em termos de ( $C_p$ ) (Coeficiente de potência adimensional). Uma curva padrão de " $C_p$ " em função do TSR é exposta na Figura 21 (FADIGAS, 2011; MELO, 2012; BURTON et al., 2001).

**Figura 21 – TSR em função do coeficiente de potência**



Fonte: Custódio, 2007

Segundo Melo (2012), ainda com relação ao TSR, caso o rotor gire em baixa velocidade, a perturbação induzida no escoamento pelo movimento do rotor será baixa. Em um cenário contrário, de giro alto do rotor, o vento se deparará com o efeito análogo ao de uma parede. Assim, a velocidade de rotação deve ser compatibilizada em função da velocidade do vento, visando obter a máxima eficiência de conversão.

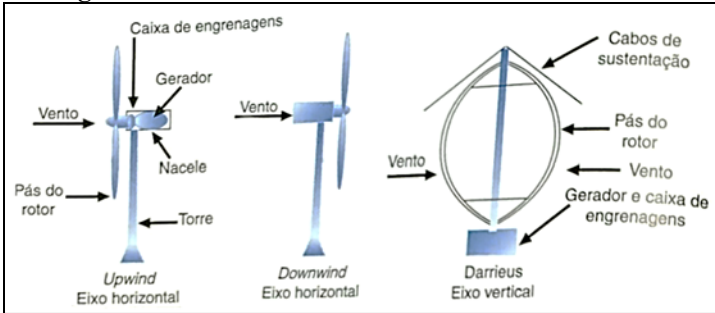
Burton et al. (2001) informa como importante aspecto aerodinâmico o controle de potência, onde é necessária a limitação da potência fornecida pela turbina eólica para valores acima da velocidade nominal do vento. Este pode ser realizado por meios passivos desenhando o perfil das pás de modo a que entrem em perda aerodinâmica, a partir de determinada velocidade do vento, ou por meios ativos, isto é, variando o passo das pás do rotor.

### 2.2.3 Dispositivos utilizados

Os aerogeradores são classificados em termos do eixo ao redor do qual as pás das turbinas giram. Sendo de eixo horizontal ou vertical, conforme demonstrado na Figura 22. Outra maneira reconhecida de

disposição das turbinas está na denominação entre turbinas de arraste, e de sustentação (JOHNSON, 2001)

**Figura 22 – Turbinas com eixos horizontal e vertical**



Fonte: Pinto, 2013

As turbinas de arraste (ou de eixo vertical) são aquelas nas quais o vento incide nas pás, de maneira a empurrá-las, acionando assim o rotor. Neste tipo de turbina a velocidade das pás não pode ser superior a velocidade do vento. Desta maneira, geralmente utilizam-se diversas pás de forma a aumentar a área de superfície em contato com as massas de ar (MELO, 2012; JOHNSON, 2001; FADIGAS, 2011).

Já as turbinas de sustentação (ou de eixo horizontal) utilizam para projetar as pás da turbina o conceito dos aerofólios. Devido à sua configuração, tem-se um diferencial de pressão entre as superfícies superior e inferior das pás, de forma que este diferencial de pressão suscita uma força de sustentação, responsável pela movimentação do rotor. É importante enfatizar que os conceitos aplicados a este estudo referem-se as turbinas de sustentação, uma vez que as TECs são formuladas por uma ou mais turbinas (aerogeradores) desta modalidade (MELO, 2012; JOHNSON, 2001; FADIGAS, 2011).

As turbinas de eixo horizontal podem ter uma quantidade diferente de pás –quanto menor o número de pás, mais rápido o rotor gira. Os rotores são responsáveis pelo acionamento dos geradores elétricos com rotações normalmente elevadas. Usualmente são utilizados dispositivos aerogeradores de três pás, devido a vantajosa configuração dos esforços, uma vez que este tipo de turbina não necessita de componentes adicionais como juntas e amortecedores de movimento no eixo. A indústria eólica localizou nas turbinas de eixo horizontal de três pás, a tecnologia mais eficiente, tornando-se o tipo de aerogerador mais comumente utilizado ao redor do mundo (BURTON et al., 2001).

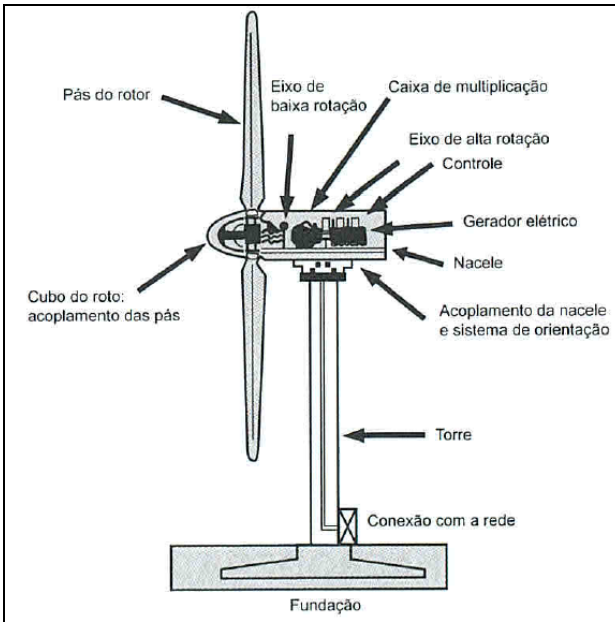
### 2.2.3.1 Componentes e dimensões de um aerogerador

Segundo Fadigas (2011), além dos elementos auxiliares como cabos, chaves, disjuntores, transformador, capacitores, etc., os principais componentes ou subsistemas de uma turbina de eixo horizontal, incluem:

- a) Rotor: o rotor é o componente principal, é nele que se converte boa parte da energia contida nos ventos – tendo como princípio a máxima eficiência mecânica teórica de 59,3% (Limite de Betz). Inclui as pás e cubo (suporte), onde estas são acopladas, além do mecanismo de controle de passo da pá;
- b) Sistema de transmissão mecânica: é composto por todos os componentes de rotação da máquina que se situam na nacela, abrangendo as partes rotativas da turbina (fora o rotor), eixos (alta e baixa rotação), caixa multiplicadora de velocidade, acoplamentos, freio mecânico e gerador elétrico;
- c) Nacela e sua base: contempla o compartimento no qual estão alojados os vários componentes (excluindo o rotor), base da nacela, e sistema de orientação do rotor (*yaw*);
- d) Controle da turbina: é o mecanismo de ajuste do ângulo de passo das pás, feito com a finalidade de controlar a potência e a velocidade da turbina eólica;
- e) Suporte estrutural (torre).

A Figura 23, ilustra os componentes supracitados.

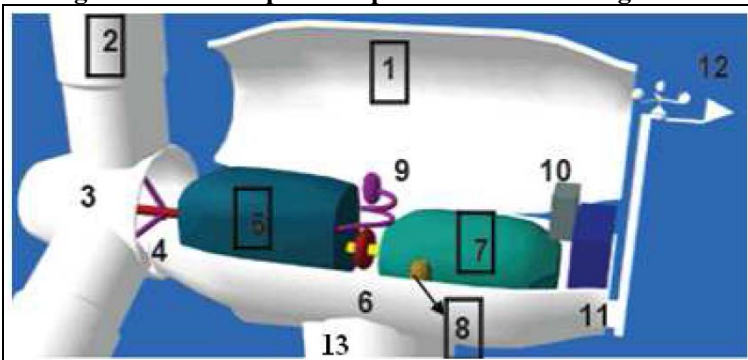
**Figura 23 – Principais subsistemas de um aerogerador de eixo horizontal**



Fonte: Fadigas, 2011

De acordo com Fadigas (2011), os principais componentes de um dispositivo aerogerador ou turbina de eixo horizontal, demonstrados na Figura 24, são:

**Figura 24 – Principais componentes de um aerogerador**



Fonte: Melo, 2012



- 1) Nacele: trata-se do componente, acima da torre, que abriga outros componentes, como os sistemas de freio, gerador, entre outros. Turbinas de pequeno porte não possuem nacele;
- 2) Pás: aerofólios que capturam a energia do vento e a convertem em energia rotacional no eixo;
- 3) Cubo: conecta as pás e junto com as mesmas formam o rotor, transmitindo a energia captada pelas pás para o eixo;
- 4) Eixo: transfere energia rotacional para uma caixa multiplicadora;
- 5) Caixa de engrenagens (caixa multiplicadora): tem por finalidade aumentar a velocidade do eixo entre o cubo do rotor e gerador;
- 6) Eixo de alta velocidade com freio mecânico: em caso de sobrecarga de energia ou falha no sistema freia a rotação do eixo;
- 7) Gerador elétrico: utiliza a energia rotacional do eixo com o intuito de gerar eletricidade;
- 8) Controlador de orientação: move o rotor para alinhá-lo com relação a direção do vento;
- 9) Sistema hidráulico;
- 10) Unidade de controle eletrônico: desliga a turbina em caso de mau funcionamento, e controla o mecanismo de ajuste;
- 11) Sistema de resfriamento;
- 12) Unidade de medição de direção e velocidade do vento;
- 13) Torre: apoia o rotor e a nacele, de maneira a elevar todo o conjunto a uma altura desejada onde as pás possam girar com segurança.



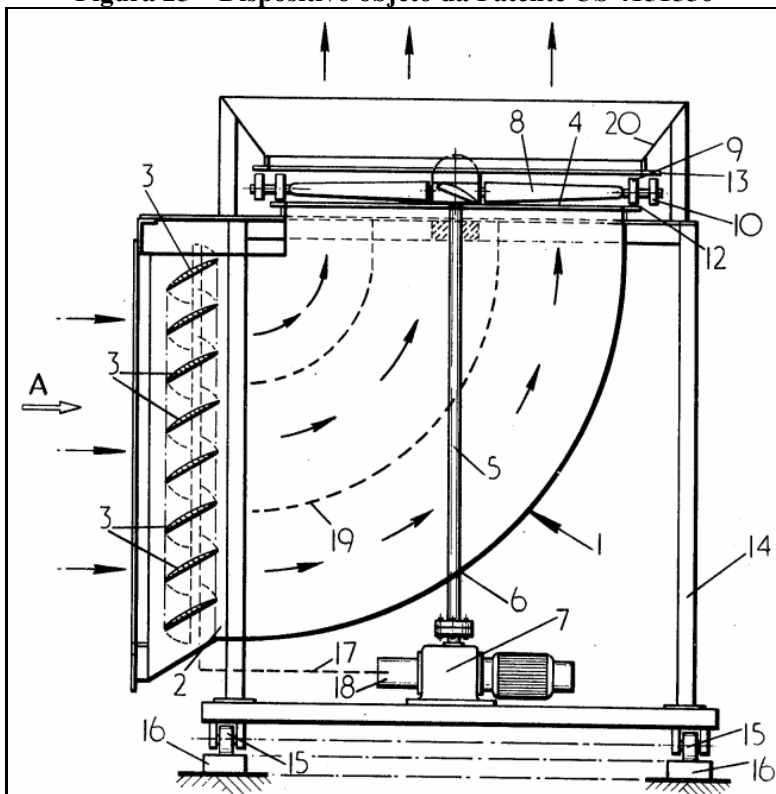
### **3 CARACTERÍSTICAS DAS TURBINAS EÓLICAS CANALIZADAS**

#### **3.1 HISTÓRICO E CONCEITUAÇÃO**

A primeira menção sobre canalização dos dispositivos eólicos de maneira análoga às modernas TECs provém da patente US 4151556, datada de Junho de 1977, de autoria de George Webster. Segundo Webster, (1977) seu dispositivo tratava-se de um gerador de energia eólica incorporado a um duto curvo, no qual um veio rotativo passa em um eixo normal ao plano, contendo uma extremidade do tubo curvada. O dispositivo continua através da porção curva da parede do duto oposta à referida extremidade do tubo para o exterior do mesmo, onde é possível conectar uma fonte consumidora de energia.

Como pode ser visto na Figura 25, o dispositivo objeto da patente em questão apresentava um equipamento que pudesse utilizar toda a força do vento, sem o contratempo da vibração induzida pelo mesmo. O mecanismo pode ser considerado como uma TEC vertical, já que fica condicionado a uma turbina de eixo vertical.

**Figura 25 – Dispositivo objeto da Patente US 4151556**



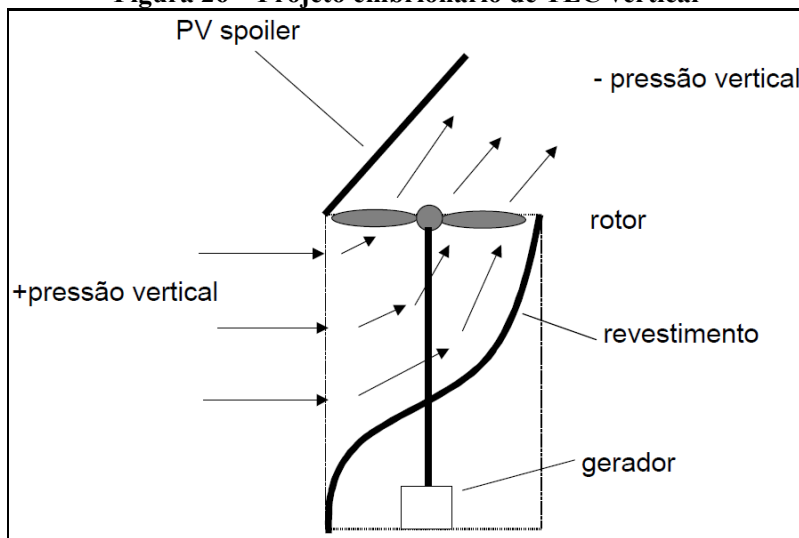
Fonte: Webster, 1977

O emprego das TECs se expandiu de maneira pouco significativa até os anos 2000 por meio da utilização de dispositivos equivalentes à patente de Webster, tendo como princípio a instalação deste tipo de equipamento integrado a edifícios, baseando-se nas pressões diferenciais que ocorrem no entorno dos prédios para a produção de energia. As primitivas TECs verticais poderiam ser viabilizadas instalando-se o dispositivo de conversão integrado ao telhado de um edifício, tendo como vantagem a superação de alguns problemas ligados à geração no ambiente urbano, a qual é prejudicada pelos elevados níveis de turbulência no fluxo de ar, e limitadas por preocupações sobre impacto visual e ruído (WEBSTER, 1977; GRANT, BENG, 2004; LAWN, 2003).

As embrionárias TECs verticais (Figura 26) eram capazes de aumentar o potencial de captura de energia através de um sistema

unidimensional de fluxo por meio de suas diferenças de pressão, nas quais, as perdas no conduto eram mantidas a um patamar mínimo. Os experimentos e simulações mostravam que o gerador ligado ao dispositivo possuía uma eficiência considerável, e, ainda, que a tecnologia possuía potencial como promissora fonte de energia. Estes sistemas precursores possuíam como principal desvantagem o alto custo de implementação (WEBSTER, 1977; GRANT, BENG, 2004; LAWN, 2003).

**Figura 26 – Projeto embrionário de TEC vertical**



Fonte: Adaptado de Grant; Beng, 2004

No ano de 2011, Al-Bahadly e Petersen abordaram as TECs na disposição horizontal, formulando o advento atual do estudo com a finalidade de geração eólica otimizada e eficiente. O estudo expunha a capacidade das TECs em acelerar o fluxo através de uma captação convergente do ar, na qual a velocidade aumenta enquanto a pressão diminui dentro de um funil ou tubo Venturi. Apresentando maior capacidade de geração graças a aceleração do vento em contrapartida a uma torre eólica geradora, as primeiras TECs horizontais constituíam-se de um aerogerador comum disposto no interior de um canal. Os ganhos de eficiência desta tecnologia eram obtidos através da aceleração do percurso convergente do ar dentro de um tubo através do efeito Venturi (AL-BAHADLY; PETERSEN, 2011; LAWN, 2003).

A principal proposta do estudo, como a sua construção próximo a áreas urbanas, reduzindo as perdas por transmissão, ruído e, com um controle mais eficaz do fluxo de ar sobre as pás da turbina através do controle do ângulo de ataque deste ar que entra no sistema foi atingida. Seu escopo de concepção pode ser visualizado na Figura 27, o qual contava com um Venturi para ingestão de fluxo de ar contendo uma abertura 3,27 m de diâmetro na entrada, e 2 m na garganta do Venturi, onde localiza-se a turbina aerogeradora, a qual é sistematicamente colocada no centro do dispositivo de maneira a utilizar-se do efeito Venturi no local onde o fluxo de ar possui maior velocidade. A concepção do dispositivo tem a capacidade de aumentar significativamente a energia que pode ser extraída do fluxo de ar. A Equação 19 expressa a potência teórica que pode ser extraída – pois mostra que a potência gerada é diretamente proporcional à metade do cubo da velocidade do vento (AL-BAHADLY; PETERSEN, 2011; LAWN, 2003).

$$P = \frac{1}{2} \rho TSA V^3 \quad (19)$$

na qual:

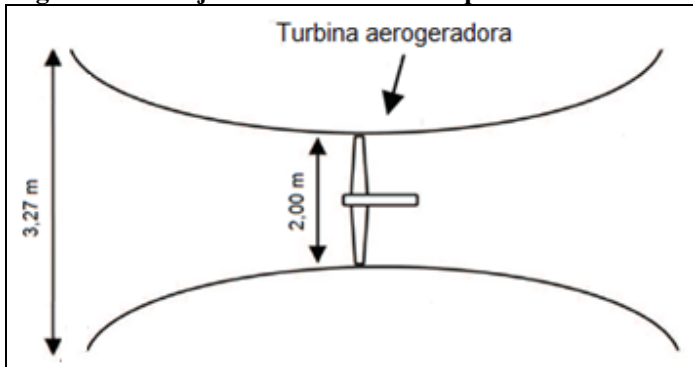
$P$  é a potência gerada pelo dispositivo (W);

$\rho$  é a massa específica do ar ( $\text{kg}/\text{m}^3$ );

$TSA$  trata-se da área de fluxo de ar captado na entrada do sistema, descontada a sua espessura ( $\text{m}^2$ );

$V$  é velocidade do vento (m/seg);

**Figura 27 – Projeto inicial de TEC disposta na horizontal**



Fonte: Adaptado de Al-Bahadly; Petersen, 2011

### 3.1.1 Aceleração da velocidade de fluxo de ar e o efeito Venturi

A chamada lei de Venturi foi formulada em 1797 como resultado dos estudos de Giovanni Batista Venturi sobre problemas ligados a hidráulica. O efeito em questão, possui como premissa básica o fato de que os fluidos sob pressão, na passagem através de tubos convergentes, ganham velocidade e perdem pressão, ocorrendo o oposto em tubos divergentes. Esta constatação denota que, em caso da utilização de um tubo convergente, ou restrição no mesmo, através do qual passa um fluido (ou ar), sua velocidade aumenta enquanto a mesma atravessa a seção menor, já que num dado tempo a mesma quantidade do fluido passa pelo tubo, tanto na seção menor como no trecho de diâmetro mais largo. Com a velocidade superior alcançada, ao passar através da seção estreita, o fluido adquire maior energia cinética, e, conseqüentemente sua pressão cai (AL-BAHADLY; PETERSEN, 2011; LAWN, 2003).

O tubo de Venturi combina um afinilamento estreitado entre duas seções cônicas, e tem como objetivo acelerar o fluido e temporariamente baixar sua pressão estática. Sua aplicação no desenvolvimento de TECs horizontais se dá na aceleração do ar por meio de um funil baseado neste efeito. Trata-se assim de um exemplo do princípio de gases incompressíveis de Bernoulli, onde uma aceleração do fluxo de ar deve ocorrer através de uma constrição para satisfazer a equação de continuidade. Equações 20, 21, apresentam as relações básicas para quantificar o efeito Venturi (AL-BAHADLY; PETERSEN, 2011; LAWN, 2003).

$$P_a + \frac{1}{2} \rho V^2 + \rho g h = \text{constante} \quad (20)$$

A partir da qual chega-se às Equações 21 e 22.

$$P a_1 - P a_2 = \frac{1}{2} \rho (V_2^2 - V_1^2) \quad (21)$$

Logo, da equação da continuidade,

$$A_1 * V_1 = A_2 * V_2 \quad (22)$$

Por fim, a velocidade no Venturi ilustrada pela Figura 33 será,

$$V_2 = \frac{(A_1 * V_1)}{A_2} \quad (23)$$

nas quais:

$A$  é área do funil ( $m^2$ );

$V$  é velocidade do ar ( $m/s$ );

$\rho$  é a massa específica do ar ( $kg/m^3$ );

$V$  é velocidade do vento ( $m/seg$ );

$g$  aceleração da gravidade ( $m/s^2$ );

$h$  altura ( $m$ );

$P_a$  pressão do fluido (Pa);

$A_1$  é a área de ingestão do ar ( $m^2$ );

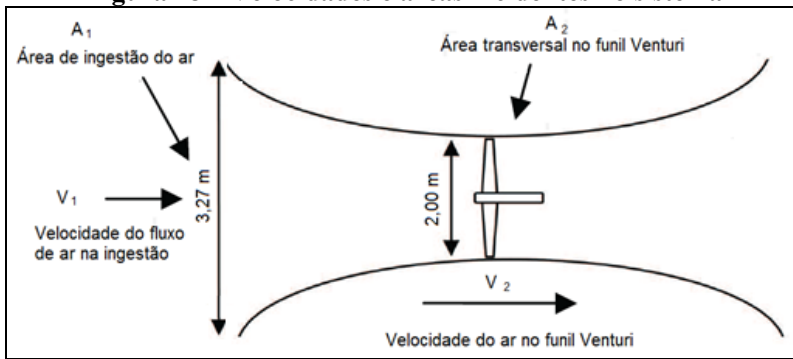
$V_1$  é a velocidade do fluxo de ar na ingestão ( $m^2$ );

$A_2$  área no Venturi ( $m^2$ );

$V_2$  é a velocidade do ar no Venturi ( $m^2$ );

A Figura 28 ilustra o funcionamento do efeito Venturi aplicado ao funil de concepção das TECs (AL-BAHADLY; PETERSEN, 2011; LAWN, 2003).

**Figura 28 – Velocidades e áreas incidentes no sistema**



Fonte: Adaptado de Al-Bahadly e Petersen, 2011

Al-Bahadly e Petersen (2011) destacam que através da inserção do aerogerador no interior do funil ocorre o aumento de velocidade do fluxo de ar, já que o mesmo é acelerado por meio do efeito Venturi. Também existem ganhos com relação ao cancelamento de vórtices de ponta nas lâminas do aerogerador. Ao se controlar o ângulo de ataque do fluxo de ar que entra no funil, a concepção das lâminas do aerogerador pode ser otimizada para melhores condições aerodinâmicas. No caso, torna-se possível a redução de limitações no tocante ao projeto geométrico de aerofólios, onde as palhetas-guia de entrada podem ser ajustadas para aplicar uma rotação variável ao fluxo de ar, oferecendo assim o vento no ângulo de melhor ataque para uma tal velocidade de ar. Estas palhetas variáveis também podem ser utilizadas em ventos fortes, onde as mesmas passam por um processo de transformação conforme a velocidade do vento, retirando a necessidade de uma turbina de passo variável e reduzindo a complexidade do sistema.



O ensaio realizado por meio da simulação em fluidodinâmica computacional, de Al-Bahadly e Petersen obteve gradiente de pressão mínima de 101.221 Pa, resultando em uma massa específica do ar ( $\rho$ ) de 1.205 kg/m<sup>3</sup>. Este exemplo também teve como base uma velocidade média do vento de 6 m/s. As Equações 24 e 25 demonstram o cálculo da velocidade obtidos através das Equações 20 e 22, enquanto o cálculo da potência baseou-se na Equação 19. Obtém-se assim uma velocidade (AL-BAHADLY; PETERSEN, 2011).

$$V_2 = \frac{(\pi * 1,63^2 * 6)}{\pi} = 16 \text{ m/s} \quad (24)$$

E uma potência.

$$P = \frac{1}{2} * 1,205 * 3,09252 * 16^3 = 7.631,8 \text{ W} \quad (25)$$

Esta experiência forneceu evidências do aumento da eficiência disponível a partir da utilização das TECs. O cálculo demonstrado por meio da Equação 24 mostrou um aumento na geração da ordem de 17 vezes, se comparado ao experimento realizado pelos mesmos autores com torres eólicas geradoras, as quais estavam expostas às mesmas condições de velocidade do vento. Este aumento significativo poderia expandir os estudos das TECs de várias maneiras, seja em produzir mais energia com a mesma dimensão de diâmetro de turbina, ou até utilizar uma turbina menor (AL-BAHADLY; PETERSEN, 2011).

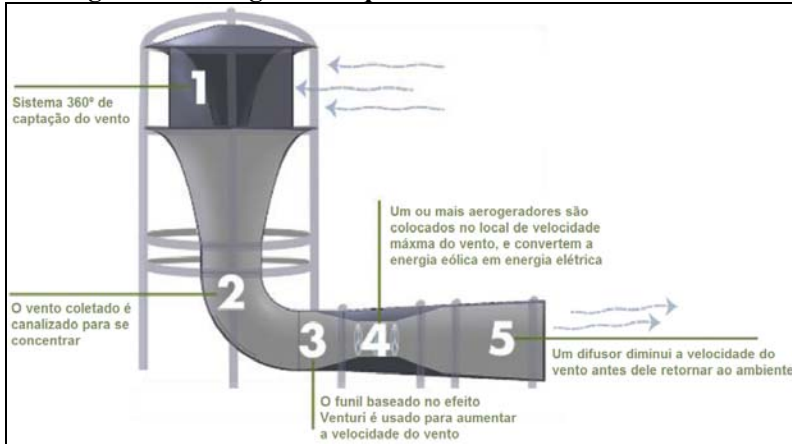
### 3.2 ESTADO DA ARTE

Os dispositivos TECs alcançaram o atual estado de desenvolvimento a partir das pesquisas realizadas por Al-Bahadly e Petersen que delinearum um patamar de aceitação e real instigação para seu desenvolvimento. Neste momento dispositivos TECs apresentam-se como um novo conceito de aproveitamento da energia eólica, porém ainda como uma tecnologia embrionária. Resultados em CFD (fluidodinâmica computacional) e até mesmo dispositivos de testes já demonstram a viabilidade desta tecnologia que tem como principal objetivo capturar, acelerar e concentrar o vento, resultando em melhoria significativa na saída de potência (ALLAEI, ANDREOPOULOS, 2014; GRANT, KELLY, 2003)

As atuais TECs são uma tecnologia de captura de vento com um funil, o qual dirige o vento por meio de uma passagem gradualmente afinada, que, passivamente e naturalmente acelera seu fluxo. Esta corrente de energia eólica move um aerogerador que é instalado no nível do solo ou do sub-solo. As cinco partes principais do sistema TEC são exibidas

na Figura 29 e são elas: 1 – ingestão e captação; 2- transporte da tubulação e do vento acelerado; 3 – funil acelerador da velocidade baseado no efeito Venturi; 4 – aerogerador conversor de energia eólica; 5 – difusor (ALLAEI, ANDREOPOULOS, 2014).

**Figura 29 – Diagrama esquemático do atual sistema TEC**



Fonte: Adaptado de Allaei; Andreopoulos e Tarnowski, 2015

### 3.2.1 Conceituação teórica

O contemporâneo sistema de entrega de energia eólica é constituído a partir de torres eólicas geradoras de eixo horizontal clássicas que operam em locais abertos sob pressão atmosférica. O sistema TEC necessita de considerações teóricas adicionais, as análises de volume de controle pela conservação da massa, quantidades de movimento axial e angulares, e de conservação de energia para fluido não viscoso, incompressível e com fluxo axissimétrico. As Equações 26 a 29 apresentam as relações conceituais necessárias onde torna-se evidente que o vento extraído de uma potência ( $P$ ) pode aumentar, com o aumento de fluxo de massa ar ( $\oint_A p V \cdot dA$ ) ou da energia total inserida no sistema ( $\oint_A [\frac{P}{\rho} + \frac{1}{2} ||V^2||]$ ) (ALLAEI, ANDREOPOULOS, 2014).

$$\oint_A \rho V \cdot dA = 0 \quad (26)$$

$$\oint_A u_z \rho V \cdot dA = T - \oint_A p dA \cdot e_z \quad (27)$$

$$\oint_A r u_\theta \rho V \cdot dA = Q_T \quad (28)$$

$$\oint_A [\frac{P}{\rho} + \frac{1}{2} ||V^2||] \rho V \cdot dA = P \quad (29)$$

nas quais:

$V = (u_x, u_r, u_\theta)$  é o vetor de velocidade no sentido axial, radial e direção azimutal, respectivamente (m/s);

$r$  é o raio (m);

$p$  é a pressão;

$\rho$  é a massa específica do ar ( $\text{kg/m}^3$ );

$A$  indica o vetor da superfície de controle que aponta para fora da área;

$e_z$  é a unidade do vetor para a direção “z”;

$T$  é a força axial (empuxo) que atua no rotor do aerogerador;

$Q_T$  é o torque;

$P$  é a energia extraída a partir do rotor do aerogerador;

Considerando o esquema da Figura 30, onde a velocidade média a montante da turbina aerogeradora é " $U_1$ ", a conservação de massa ao longo do funil de diâmetro constante resulta em uma velocidade de fluxo inalterada. A massa de ar transporta energia por unidade de massa a montante, por meio da Equação 30, na qual " $P_0$ " é a pressão total conforme indicado na Equação 31. Esta energia por unidade de massa chega ao local imediatamente a montante da turbina com as perdas viscosas menores, que podem ser ignoradas (ALLAEI, ANDREOPOULOS, TARNOWSKI, 2015).

$$e = \left[ \frac{P}{\rho} + \frac{1}{2} \|V^2\| \right] = \frac{P_0}{\rho} \quad (30)$$

$$P_0 = p + \frac{1}{2} \rho \|V^2\| \quad (31)$$

O interior do funil Venturi pode ser considerado como um fluxo através de um bocal com um injetor, na qual a garganta do injetor é exatamente onde a turbina tem uma área em corte transversal dada pela Equação 32 (onde " $A_T$ " representa a área projetada das lâminas num plano normal à direção do fluxo conforme ilustrado na Figura 35). A potência extraída é dada pela Equação 33, e a média de " $\frac{P_0}{\rho}$ " através de uma seção transversal " $A_1$ " podem ser expressas pela Equação 34. A Equação 35 demonstra a energia total por unidade de massa disponível a montante fora do sistema, no vento que se aproxima onde " $m$ " é o fluxo de massa que atravessa o sistema (ALLAEI, ANDREOPOULOS, TARNOWSKI, 2015).

$$A^* = A_1 - A_T \quad (32)$$

$$P = \oint_A \left[ \frac{P_0}{\rho} \right] \rho V \cdot dA \quad (33)$$

$$\left[ \frac{P_0}{\rho} \right] A_1 = \frac{1}{m} \oint_A \left[ \frac{P_0}{\rho} \right] \rho V \cdot dA \quad (34)$$

$$P = \left( \left[ \frac{P_0}{\rho} \right]_1 - \left[ \frac{P_0}{\rho} \right]_2 \right) m \quad (35)$$

A energia a jusante não se altera de forma significativa por todo o caminho, até a saída do difusor e, portanto, a Equação 36 denota a conceituação a montante e a jusante da turbina, respectivamente. A potência gerada pode ser obtida pelas Equações 37 e 38, nas quais "Q" é a vazão volumétrica capturada, " $\Delta P_0$ " é a queda total de pressão incidente no local da turbina, " $\eta$ " sua eficiência e "U" sua velocidade axial (ALLAEI, ANDREOPOULOS, TARNOWSKI, 2015).

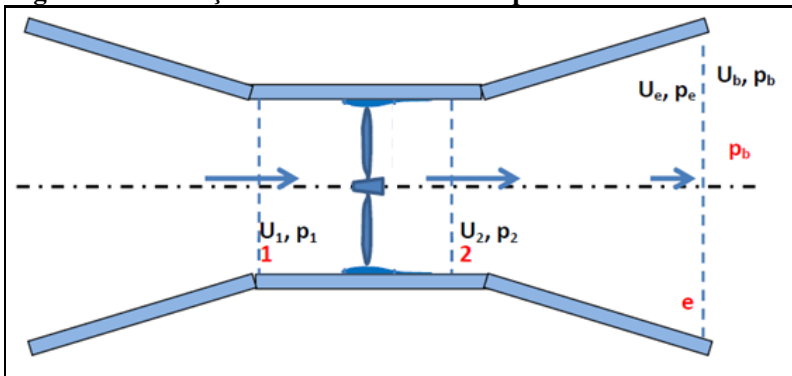
$$\left[ \frac{P_0}{\rho} \right]_u = \left[ \frac{P_0}{\rho} \right]_1 \quad (36)$$

$$P = \eta Q \Delta P_0 \quad (37)$$

$$P = \eta Q \left[ (P_{atm} - P_e) + \frac{1}{2} \rho U_0^2 - \frac{1}{2} \rho U_e^2 \right] \quad (38)$$

A relação referente à Equação 38 indica as parcelas de contribuição para a extração de energia a partir do fluxo de ar. Primeiramente através de mudanças na energia cinética de um fluido dada por  $1/2\rho U_0^2 - 1/2\rho U_e^2$ , e que pode ser maximizada aumentando a área de saída ( $A_e$ ) e, portanto minimizando a energia cinética de saída. A pressão na saída é a mesma que a pressão de retorno ( $P_e = P_b$ ) que geralmente está abaixo da pressão atmosférica ( $P_{atm}$ ). Esta fonte de energia potencial e o aumento da taxa de fluxo de massa capturado na ingestão são responsáveis pelo aumento de potência no sistema TEC (ALLAEI, ANDREOPOULOS, TARNOWSKI, 2015).

**Figura 30 – Atuação da velocidade axial e pressão no sistema TEC**



Fonte: Allaei; Andreopoulos e Tarnowski, 2015

Ainda segundo Allaei, Andreopoulos e Tarnowski (2015), na seção da saída do cruzamento, a pressão é correspondente à pressão de

retorno, sendo assim,  $P_e = P_b$  e  $U_e = U_b$ , desta maneira a potência extraída pode ser dada pela Equação 39, na qual " $c_{pb}$ " é o coeficiente de pressão, dado por  $c_{pb} = \frac{P_b - P_{ref}}{\frac{1}{2}\rho U_0^2}$  com  $P_{ref} = P_{atm}$  e " $k_b$ " a fração de energia cinética na entrada do sistema dada por  $k_b = \frac{\frac{1}{2}\rho U_b^2}{\frac{1}{2}\rho U_0^2}$ .

$$P = \eta Q \left[ (1 - c_{pb} - k_b) \frac{1}{2} \rho U_0^2 \right] \quad (39)$$

A força motriz no fluxo do interior da torre é composta pelo gradiente de pressão que existe entre as condições atmosféricas a montante e a pressão no sistema TEC, que se comporta como um corpo sob pressão subatmosférica. É este gradiente de pressão formado pelo fluxo externo da torre TEC que controla o fluxo no interior da mesma. Há uma interação mútua entre o fluxo interno e externo, que não é compreendido e muito menos controlado (ALLAEI, ANDREOPOULOS, TARNOWSKI, 2015).

O sistema TEC extrai mais energia que o convencional por meio do fator de aceleração do vento  $S_R(1 - c_{pb} - k_b)$ , que é sempre maior que 1 e que pode ter valores de média de 1,8 com picos para 3,8 segundo cálculos e medições realizadas. Sob estas análises, estima-se que TECs pode extrair em média até 1,8 vez mais energia que uma torre eólica geradora, sob as mesmas condições de vento. Já outras simulações indicam que mais fluxo de ar pode ser capturado através do aumento do diâmetro do sistema de captação, o que pode aumentar o fator de aceleração " $S_R$ " por um valor três vezes maior. Mesmo sem levar em conta as outras possíveis vantagens do sistema, esta análise de movimento e energia dimensional mostra que há mais potência disponível no sistema TEC dentro do funil baseado no efeito Venturi que no sistema convencional sistema de torres eólicas geradoras, devido ao aumento da taxa de fluxo da massa de ar e a pressão na parte inferior na saída do sistema (ALLAEI, ANDREOPOULOS, TARNOWSKI, 2015).

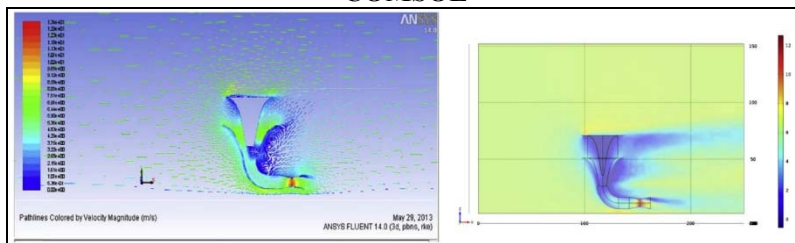
### 3.2.2 Simulações em CFD

A Fluidodinâmica Computacional ou CFD (*Computacional Fluid Dynamics*) é a análise de sistemas que engloba o escoamento de fluidos, transferência de calor e fenômenos associados, como reações químicas, através de simulações computacionais. Estes softwares têm sido cada vez mais importantes nos últimos anos, graças a sua confiabilidade e rapidez com que os resultados são obtidos, além da economia com relação a testes experimentais, fato este que está ligado aos

avanços no desenvolvimento da modelagem dos fenômenos físicos, das técnicas numéricas para solucionar o problema, e do aumento da capacidade computacional (VERSTEEG; MALALASKERA, 2007).

Os modelos de CFD aplicados às TECs tiveram como premissa os dados de dimensões e geometria do captador omnidirecional fornecidos na Figura 31. Este modelo utiliza uma abertura omnidirecional que pode captar ventos em 360°, enquanto a unidade é dimensionada para receber uma turbina eólica de no máximo 1,8 metros de diâmetro no estreitamento do funil. A TEC possui 18 metros de altura, medidos a partir do centro da ingestão de ar para o solo. A taxa de velocidade no estreitamento do funil é projetada para ser de fator duplo – ou seja, se a velocidade do fluxo de vento livre é de 6 m/s, a velocidade onde se localiza a turbina será igual a 12 m/s. Desta maneira o direcionamento do ar é feito para dentro do cone inferior, por meio de quatro aletas orientadas a 45° que contribuem para melhorar o desempenho da captura da massa de ar livre. As simulações foram realizadas utilizando-se os códigos computacionais ANSYS e COMSOL (ALLAEI, ANDREOPOULOS, 2014).

**Figura 31 – Simulação do comportamento das velocidades no dispositivo TEC – à esquerda modelo ANSYS e à direita modelo COMSOL**



Fonte: Allaei e Andreopoulos, 2014

Os resultados CFD baseiam-se numa formulação de estado estacionário. Desta maneira, não compreendem o movimento instável do sistema TEC e suas possíveis vibrações. Além disto, essas simulações não envolveram as turbinas que ficam localizadas no estreitamento do funil Venturi. Os dados coletados referem-se às distribuições de velocidades, às relações de velocidade e às taxas de fluxo de massa na ausência da turbina. As simulações demonstram que o vento é capturado pelo sistema de ingestão para baixo no interior do funil, e ao percorrer o ângulo de 90° do dispositivo atinge o ponto máximo de estreitamento do funil, onde é

acelerado. Estes dados simulados foram integrados ao longo da seção transversal do funil em um ponto a montante e outro a jusante para a verificação da saída do fluxo, de maneira a fornecer as velocidades médias e velocidades volumétricas, além das taxas de fluxo de ar do sistema. Os valores apontaram que para uma captação de velocidade de 6,7 m/s, a velocidade dentro do confinamento do funil foi de 12 a 13 m/s (ALLAEI, ANDREOPOULOS, 2014).

Como exibido nas simulações, o sistema de ingestão ao ar livre possui comportamento bastante complexo, pois parte do fluxo de entrada colide com a parede da frente do sistema, formado pelas quatro aletas e separação, e é desviado para baixo no interior do sistema de entrega. Outra parte do fluxo livre é desviado para os lados, e se segrega ao longo de duas outras aletas. Em geral, a ingestão capta uma quantidade significativa de massa de ar livre, que também está associada a uma pequena porção do fluxo que sai do sistema (ALLAEI, ANDREOPOULOS, 2014).

### **3.2.2 Experimentos e comparações**

A Figura 32 exhibe os dois dispositivos demonstrativos utilizados no desenvolvimento do atual projeto TEC, realizados em Chaska, Minnesota, em 2012 e 2013. Os testes basearam-se em comparativos entre uma torre eólica padrão (à esquerda na Figura 32), e um embrionário sistema TEC (à direita na Figura 32) (ALLAEI, ANDREOPOULOS, 2014).

**Figura 32 – Equipamentos utilizados na coleta de dados e comparação: Torre Eólica Geradora (à esquerda) e dispositivo TEC (à direita)**



Fonte: Allaei e Andreopoulos, 2014

Foram realizadas medições de pressão e velocidade, com a finalidade de verificar a real eficácia das simulações em CFD, além do comportamento do dispositivo. As especificações dos equipamentos utilizados no comparativo estão dispostas na Tabela 2. Como pode ser verificado, a turbina, o gerador, o painel de controle, o banco de carga, além de todos os sensores e a velocidade do vento são os mesmos para a turbina disposta na torre eólica geradora e para a turbina inserida no sistema TEC (ALLAEI, ANDREOPOULOS, 2014).



**Tabela 2 – Especificação dos dispositivos inseridos no experimento TEC**

<b>ITEM</b>	<b>TORRE EÓLICA GERADORA (TEG)</b>	<b>TURBINA EÓLICA CANALIZADA (TEC)</b>
Modelo do Gerador	Sunforce 600	Sunforce 600
Diâmetro do rotor (m)	1,31	1,31
Velocidade a atingir potência nominal do gerador (m/s)	12,5	6,21
Potência nominal (W)	600	600
Voltagem (V)	24	24
Corrente nominal de carga máxima	35	35
Gerador	Trifásico	Trifásico
Velocidade do vento livre - velocidade mínima para funcionamento	2,0	1,0
Velocidade do vento livre – velocidade máxima que a turbina pode suportar	70,0	35,0
Número de lâminas	3	3
Material das lâminas	Fibra de vidro	Fibra de vidro
Resistência do banco de carga (ohms)	10	10
Altura da torre (m)	10	18,3
Frenagem de segurança (rpm)	1.400	1.400

Fonte: Adaptado de Allaei e Andreopoulos, 2014

Afim de fazer comparações significativas com turbinas eólicas geradoras tradicionais, medições foram realizadas dispoendo da mesma turbina, uma no topo de uma torre eólica geradora, e a outra no estreitamento do funil presente na TEC. A mesma conversão elétrica e o mesmo banco de carga foram utilizados. Assim, os resultados da comparação direta indicam que o sistema pode funcionar bem em todas as direções de vento. Além disto, o local do experimento é geralmente considerado classe 1 ou 2 de vento (entre 0 e 4,5 m/s), mas no caso da verificação apurada dentro do funil os ventos foram convertidos para a

classe 3 (entre 4,5 e 6,0 m/s). Mesmo com os diversos obstáculos ao redor do local do experimento, foram observados aumentos de produção de energia em comparação ao sistema de torres eólicas geradoras, entre 80 a 560% a mais de energia gerada no período de teste comparativo de 8 dias (ALLAEI, ANDREOPOULOS, 2014).

## 4 O MODELO DAS TECs E SUA APLICAÇÃO

Os aerogeradores mais potentes disponíveis no mercado atual ainda possuem uma potência muito pequena se comparada à geração termelétrica ou hidrelétrica, razão pela qual atividades de pesquisa e desenvolvimento recentes buscam maneiras de fornecer técnicas e dispositivos que aumentem a potência gerada por meio de energia eólica (JOHNSON, 2001; FADIGAS, 2011; DUTRA, 2001).

A utilização de energia elétrica oriunda da força dos ventos tem crescido nos últimos anos como importante opção à composição atual das fontes presentes na matriz elétrica brasileira. Em 2001, o primeiro Atlas do Potencial Eólico Brasileiro estipulou em 143 GW o potencial eólico nacional para parques eólicos de grande porte. Com a atual expansão do setor, os estudos estão revendo este potencial para a faixa dos 350 GW. Em nível mundial há indicações de um potencial superior a 70.000 GW. O atual Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE2024, do Ministério de Minas e Energia indica que a capacidade instalada eólica brasileira atingirá 32,7 GW em 2024, segundo um crescimento médio anual de 2 GW (ANEEL, 2015). Assim, observa-se que há ainda uma grande demanda pela atual tecnologia das Torres Eólicas Geradoras tradicionais.

Por sua vez, a característica fundamental do sistema estudado TEC é que ele pode oferecer uma geração mais viável, pois pode realizar captação e geração em quase todos os locais de fluxo livre com velocidade superior a 1 m/s. Este fluxo de massa transportado permanece inalterado até sua interação com o aerogerador no funil Venturi, onde é acelerado. Uma TEC converte passivamente a energia potencial e cinética do vento, para um maior patamar de energia cinética que pode ser convertida em rotação mecânica de uma turbina. Em contraste às primeiras TECs, o sistema estudado segrega a localização dos dispositivos, enquanto uma ou mais turbinas aerogeradoras são dispostas no nível do solo dentro da tubulação do funil, transportando o vento capturado em sua direção. Esta característica propõe amplificar o sistema de captação de vento para qualquer aumento de velocidade necessária, sem aumentar o tamanho da turbina, visando atender todas as categorias de geração eólica possíveis. A dimensão do funil depende da velocidade do vento e outras condições ambientais. Desta maneira o aerogerador pode ser escolhido com base na capacidade da TEC de aumentar a taxa de fluxo de velocidade do ar (ALLAEI, ANDREOPOULOS, 2014).

#### 4.1 PARTICULARIDADES DO SISTEMA

As vantagens que as TECs apresentam como premissa têm potencial para a criação de novas capacidades e mercados no ramo eólico. Porém, por se tratar de uma tecnologia embrionária, dados acerca de sua utilização ainda necessitam de investigações e estudos mais aprofundados. Fundamentalmente, o fato de que o sistema de turbina e gerador é instalado ao nível do solo, dentro da localização no interior do funil Venturi, resulta em economias de custo significativas no momento da instalação, e, durante a operação e manutenção do sistema (ALLAEI, ANDREOPOULOS, TARNOWSKI, 2015).

TECs traduzem-se em um sistema de entrega de ar que otimiza a transferência de vento para turbinas tradicionais e seus equipamentos associados. Quanto à concepção do dispositivo, seu corpo formado pelo captador e funil, confeccionados a partir de materiais como fibra de vidro ou similares é preso rente ao solo por meio de estruturas de aço que possuem fundação típica por meio de lajes de concreto armado. Já o local de implementação do aerogerador necessita de uma fundação dissociada do sistema, uma vez que sujeita o sistema a vibrações. A estrutura das TECs necessita ainda de experimentos e estudos empíricos no tocante as vibrações sofridas pelo mesmo no funcionamento junto à captação de correntes de ar. A incidência de vibração no sistema não é característica da tecnologia em si, mas da construção do dispositivo, que pode ser concebida de maneira a não criá-la. Vibrações ainda podem ser um problema que pode ser tratado na construção e concepção. Estudos indicam que as colunas em que os geradores são montados no nível do solo devem ser independentes, com bases fixas ao terreno, e não devem ser vinculadas ao sistema estrutural que sustenta o funil – o qual deve possuir suas próprias fundações. O sistema é concebido de forma a identificar a incidência de vibrações e desativar o aerogerador, como mecanismo de segurança (ALLAEI, ANDREOPOULOS, TARNOWSKI, 2015).

O custo de implementação do sistema de entrega de vento – excluindo-se o aerogerador está atrelado significativamente ao montante de material utilizado em sua construção. Este custo está em torno de R\$19.000,00 por kW para sistemas de micro ou minigeração. Dados levantados sugerem ainda um custo de operação e manutenção anuais em torno de R\$300,00 (ALLAEI, ANDREOPOULOS, TARNOWSKI, 2015).

#### 4.1.1 Incremento da velocidade e energia gerada

Turbinas eólicas podem operar em uma larga faixa de velocidades do vento, de 5 até 25 m/s (18 a 90 km/h), sendo este último um valor mais próximo ao de um vendaval. A maior parte dos modelos atuais de turbina, em detrimento de estarem dispostas ao ar livre no topo de torres eólicas geradoras é caracterizada por tecnologias que otimizam a constante variação da velocidade do vento ao mudar o ângulo das pás graças ao sistema de controle do passo, ao girar ou dar uma guinada na pá, mudando sua direção. Estes sofisticados sistemas de controle tornam possível um ajuste fino da performance da turbina e da saída de eletricidade (JOHNSON, 2001; FADIGAS, 2011).

O fator chave na viabilidade das TECs diz respeito à sua operação em uma velocidade muito mais baixa de corte em comparação às torres eólicas geradoras. Além disto, as TECs são menos suscetíveis às variações das correntes de ar, uma vez que a velocidade do vento cresce no local da turbina e a mesma está condicionada no local de maior interação com as massas de ar. Por exemplo, se o sistema for projetado para aumentar a velocidade de captação por um fator de 4 vezes no local da turbina, e utilizar uma turbina com velocidade de corte na ordem de 4 m/s, o limite mínimo da velocidade ao ar livre do sistema TEC será de 1 m/s – ou seja, o sistema pode operar em locais onde haja velocidade mínima de vento livre. Esta característica permite um aumento na produção anual de energia e disponibilidade eólica do local, já que admite a instalação em locais de baixa velocidade do vento, grande parte das vezes mais perto do usuário final, por meio de microgeração (ALLAEI; ANDREOPOULOS, 2014).

O isolamento dos sistemas de ingestão e do funil no qual a turbina está instalada permite projetar a TEC para operação sob altas taxas de velocidade, possibilitando, além da operação com ventos de velocidade mínima, o funcionamento com ventos elevados, e a geração de mais energia a partir de lâminas menores, enquanto utiliza um gerador mais eficiente que funciona em velocidades mais altas (ALLAEI, ANDREOPOULOS, TARNOWSKI, 2015).

Com o objetivo de verificar a viabilidade da TEC, em 2015 foi instalado no quartel do Exército Americano, situado em Michigan, um dispositivo de fibra exposto na Figura 33, capaz de gerar, num primeiro momento 200 kW de potência através de dois captadores não omnidirecionais de vento. Suas especificações foram as seguintes: altura do eixo: 22 m; altura total: 30 m; comprimento total: 70 m; diâmetro dos captadores: 8,2 m; diâmetro do concentrador: 8,0 m; diâmetro do

estreitamento do funil Venturi: 3,0 m e diâmetro do difusor: 11,0 m. A velocidade média medida no local é de 3,7 m/s (ALLAEI, ANDREOPOULOS, TARNOWSKI, 2015).

**Figura 33 – Experimento TEC situado em Michigan**



Fonte: Allaei; Andreopoulos e Tarnowski, 2015

Os dados preliminares do projeto foram positivos. O sistema TEC teve a capacidade de aumentar a velocidade do vento no local da turbina de 4 até 12 vezes (ALLAEI, ANDREOPOULOS, TARNOWSKI, 2015).

#### **4.1.2 Instalação ao nível do solo e redução de custos**

No que diz respeito à geração eólica em torres eólicas geradoras de elevada capacidade de geração, a região de interesse está dentro da camada-limite superficial, ou seja, os ventos próximos à superfície. Esta camada tem pelo menos 150 m, que pode ser tomada como uma boa altura, tendo em vista as torres modernas e de grande porte. A vantagem decorre do fato de que próximo ao solo a variação da direção do vento é praticamente nula, e no caso da energia eólica, desconsidera-se a variação vertical do vento. No caso das TECs à separação do sistema captador e a turbina resulta em um sistema gerador montado no nível do solo, reduzindo assim os custos com operação e manutenção (JOHNSON, 2001; FADIGAS, 2011).

Para plantas eólicas de grande capacidade, considerações sobre a área logo atrás das torres eólicas geradoras – o chamado efeito esteira também devem ser realizadas. Em um parque eólico, as turbinas estão tão

próximas que algumas delas são afetadas pela esteira do vento, fato causado pela redução da saída de energia das turbinas, além de turbulência na esteira do rotor. Neste caso, diversos problemas surgem na instalação de várias turbinas eólicas geradoras, independentemente de quão perto estão entre si. Um empreendimento eólico de grande porte tem em geral perdas de 10 a 20% devido ao efeito da sua esteira (JOHNSON, 2001; FADIGAS, 2011).

O efeito esteira decresce conforme se afasta a turbina a qual o provocou. Sendo assim deve-se evitar que uma turbina sofra a influência da sombra de outra turbina, sob o risco de reduzir tanto a performance, quanto a vida útil do dispositivo afetado (FADIGAS, 2011; DUTRA, 2011).

Allaei e Andreopoulos (2014), destacam que a ausência de uma grande turbina rotativa na parte superior permite que vários dispositivos TECs sejam instalados um perto do outro, reduzindo significativamente a área necessária para implantação, e, conseqüentemente o efeito esteira.

Fadigas (2011) informa ainda que os geradores das grandes turbinas são 100 vezes maiores do que os fabricados nos primórdios do sistema, em 1980. Ainda em comparação, deste mesmo período para os tempos atuais, o diâmetro do rotor aumentou oito vezes.

Nas TECs o sistema de ingestão e captação e a turbina são dissociados. Isto significa que tamanho do captador pode ser ajustado mantendo a turbina pequena, dependendo da relação de velocidades requisitadas e condições ambientais. Além disto, o fato de se utilizar turbinas com lâminas menores, reflete possivelmente em um tamanho até 85% menor que o utilizado em torres eólicas geradoras resultando em economia de custos de material, fabricação, transporte e instalação. Outro fato importante está relacionado ao sistema captador omnidirecional que exclui a necessidade de rolamentos e motores para ajustar a ingestão à melhor direção do vento (ALLAEI, ANDREOPOULOS, TARNOWSKI, 2015).

#### **4.1.3 Mitigação dos principais impactos ambientais**

Os principais impactos ambientais relacionados à instalação de torres eólicas geradoras em grandes empreendimentos estão relacionados à interação da fauna com os aerogeradores, impacto visual, ruído provocado, efeitos de interferência eletromagnética, impacto no uso da terra e efeitos de sombreamento (FADIGAS, 2011; DUTRA, 2011).

Embora causem um impacto ambiental relativamente baixo, a transformação da paisagem por meio de empreendimentos eólicos

realizados para geração com torres eólicas geradoras tem despertado o aumento da preocupação de alguns segmentos da sociedade em relação aos novos efeitos percebidos recentemente e que podem afetar tanto o meio ambiente quanto às pessoas (MANASSES; CEQUEIRA, 2016; BIER; VERDUM, 2014).

Na tecnologia apresentada, a maioria dos impactos ambientais adversos são possivelmente eliminados ou minimizados, principalmente no que diz respeito às influências de ondas magnéticas e de rádio, além da não interação com espécies de pássaros. Tais mitigações estão ligadas ao fato de sua implementação não requerer a disposição da turbina em altitudes altas (ALLAEI, ANDREOPOULOS, TARNOWSKI, 2015).

Em seu escopo, TECs têm como premissa não criar impactos negativos sobre a vida selvagem e saúde pública, não promover interferências com a aviação ou radares de segurança e oferecer um perfil estético otimizado para as comunidades vizinhas – interagindo com o meio ambiente de por meio de múltiplos modelos arquitetônicos, os quais transformam o dispositivo em um equipamento mais adaptado ao local ao que se instalará, conforme a Figura 34 ilustra (ALLAEI, ANDREOPOULOS, TARNOWSKI, 2015).

**Figura 34 – Diferentes modelos de estruturas para utilização das TECs**



Fonte: Allaei; Andreopoulos e Tarnowski, 2015

#### 4.2 CAMPO DE APLICAÇÃO PROPOSTO

Ao se destacar com possíveis vantagens em relação às torres eólicas geradoras, o sistema TEC fornece um leque de aplicações, nas quais torna-se viável graças à ausência da necessidade de grandes ventos para geração. A sua utilização pode estar ligada ao fornecimento de energia elétrica a parques industriais, cidades sustentáveis, comunidades, plantas de mineração e processamento, fábricas, usinas de combustíveis



fósseis, refinarias de petróleo, plantas químicas e até mesmo instalações médicas (ALLAEI; ANDREOPOULOS, 2014).

TECs têm por intuito ser um divisor de águas, uma evolução que visa sanar os problemas inerentes ao *status quo* da geração eólica (custo, eficiência, segurança e capacidade de crescimento) sem introduzir novos problemas que podem limitar a sua entrada no mercado. O emprego desta tecnologia pode em sua maior forma estar atrelado à autossuficiência energética de empreendimentos e locais que, via de regra, possam se beneficiar do dispositivo gerando sua própria energia por meio da geração distribuída (ALLAEI; ANDREOPOULOS, 2014).

#### **4.2.1 Geração distribuída em baixa tensão**

A geração distribuída é um dos temas de maior discussão no âmbito do planejamento energético no mundo, e é indicado como futuro da produção de energia elétrica. Nos mercados mais consolidados, este tipo de modalidade é tida como alternativa à expansão dos parques centralizados e de grande porte, os quais apresentam grandes impactos socioambientais. A principal aplicação do sistema TEC concentra-se nesta modalidade (FREITAS; HOLLANDA, 2015; PEPEMANS et al., 2005; STANKOVIC; CAMPBELL; HARRIES, 2009; WILIS; SCOTT, 2000).

Pepermans et al. (2005) informa que foram cinco os principais fatores que contribuíram para a sua evolução: 1 – o desenvolvimento de tecnologias de geração elétrica em escala reduzida; 2 – restrições na construção de novas linhas de transmissão; 3 – o crescimento na demanda por sistemas confiáveis de geração elétrica; 4 – abertura do mercado de energia; 5 – preocupações com as mudanças climáticas.

Quanto aos pontos positivos da geração distribuída, destacam-se: a implantação rápida dos sistemas; menores perdas, visto que a energia é gerada próximo ao consumo, não necessitando ser transmitida a longa distância; menor impacto ambiental; diversificação da matriz energética; melhoria dos níveis de tensão no período de pico; geração de serviços ancilares, como energia reativa; e adiamento do investimento de expansão dos sistemas de distribuição (FRANÇOIS; ALÉ, 2013; STANKOVIC; CAMPBELL; HARRIES, 2009).

Já dentre os pontos negativos, ressaltam-se: o aumento da complexidade na operação das linhas; adoção de novas técnicas para operar, controlar e abrigar as redes de distribuição; a alteração do nível de curto-circuito; maior distorção harmônica na rede; intermitência de geração; dificuldade na operação dos níveis de tensão em carga leve; e,

por fim, o alto custo de investimento com elevado tempo de retorno (FRANÇOIS; ALÉ, 2013; STANKOVIC; CAMPBELL; HARRIES, 2009).

No que diz respeito a baixa tensão, o Brasil, adota a política pública do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, instituída pela Resolução nº 482/2012 da Aneel. Verifica-se que ainda é inexistente a comercialização monetária da energia gerada por uma unidade consumidora-geradora (classificada no tipo de mini ou microgeração distribuída). O que vigora é a criação de créditos de energia a serem compensados a favor da unidade consumidora que gerou a energia. Tem-se assim um empréstimo gratuito de energia ativa do consumidor-gerador à distribuidora local, a qual, por sua vez, restituirá igual quantidade de energia ativa, à unidade consumidora que gerou a energia. O prazo para que expirem os créditos é de 60 meses (FRANÇOIS; ALÉ, 2013).

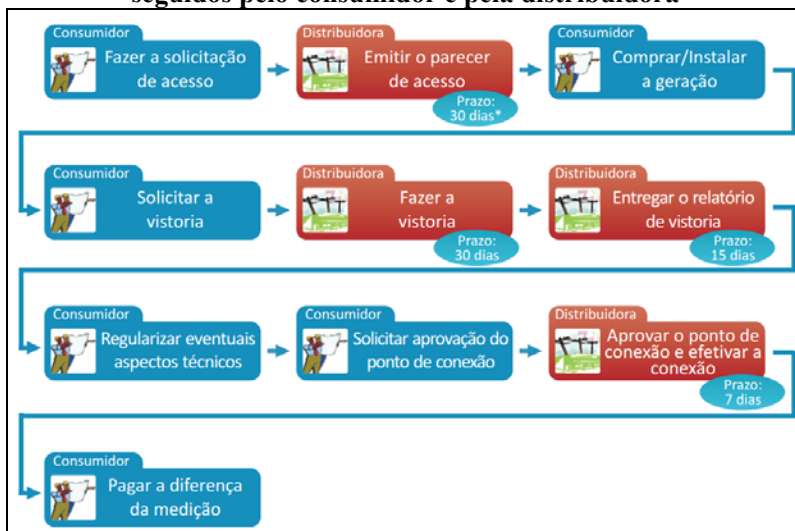
Dispositivos TEC podem ser instalados para alimentar um ou mais consumidores potenciais de energia elétrica que visam se beneficiar das possíveis vantagens do sistema. Esta alimentação está baseada no sistema de micro ou minigeração conectada à rede, definido pela alteração do inciso III do artigo 2º da REN 482/2012, conforme consta na Resolução Normativa nº 517/2012 – que teve como objetivo viabilizar o mercado da geração distribuída no Brasil (ARAÚJO, BEZERRA, 2015; ALLAEI; ANDREOPOULOS, 2014).

“Sistema de compensação de energia elétrica: 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” (ANEEL, 2012, p.1).

Classifica-se como microgeração, uma central geradora com potência instalada menor ou igual a 75 kW. Já a minigeração possui

potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW. Para esta categoria de geração, existem duas etapas de implementação: a) facultativa: trata da consulta e informação do acesso para o ponto de conexão; b) obrigatórias: projeto do sistema com ART emitida por responsável técnico; solicitação do consumidor para a distribuidora; parecer de acesso da distribuidora, tendo em vista o local de instalação do dispositivo gerador e a infraestrutura necessária; instalação do gerador por parte do consumidor; solicitação da vistoria da distribuidora; realização da vistoria por parte da distribuidora; entrega do relatório da vistoria; regularização e aprovação do ponto de conexão; aprovação, por meio da distribuidora quanto ao dispositivo gerador e sua tecnologia; e, por fim, o funcionamento onde vigora para o consumidor o pagamento da diferença de energia consumida com relação a gerada para a distribuidora. Todo este ciclo é esquematicamente representado na Figura 35 (AZEVEDO, BARBOSA, 2013; ANEEL, 2015).

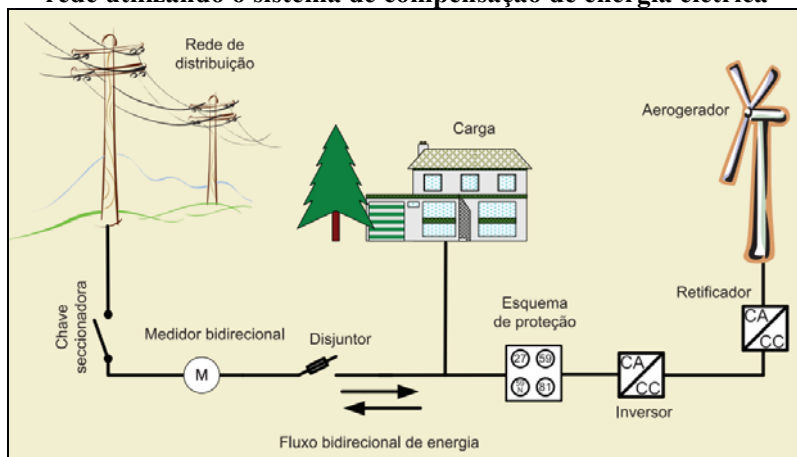
**Figura 35 – Etapas e prazos do procedimento de acesso a serem seguidos pelo consumidor e pela distribuidora**



Fonte: ANEEL, 2014

A Figura 36 ilustra a inserção de um sistema eólico na rede de compensação de energia elétrica.

**Figura 36 – Sistema eólico detalhado de pequeno porte conectado à rede utilizando o sistema de compensação de energia elétrica**



Fonte: Freitas e Hollanda, 2015

Sobre o sistema brasileiro de geração distribuída de baixa tensão, observa-se que o mesmo possui empecilhos no que diz respeito à incidência de impostos. De fato, o Conselho Nacional de Política Fazendária instituiu que a tributação do ICMS deveria acontecer no consumo bruto da energia, e não somente no consumo líquido da energia retirada da rede de distribuição. Sendo assim, o consumidor arca o ICMS sobre seu consumo bruto, desconsiderando a energia injetada na rede. Até o momento, 21 estados da federação aderiram ao convênio ICMS 16/2015, no qual os mesmos comprometem-se a isentar o pagamento de tributo estadual sobre o excedente de energia elétrica gerada por sistemas de geração distribuída, porém, o Estado onde se localiza o referido estudo, Santa Catarina, ainda não aderiu ao referido convênio e não possui previsão para tal. Em levantamento junto a concessionária, foi informado que no mesmo, vigora a tributação sob o patamar de 25% de ICMS, tanto sobre a energia injetada na rede pelo consumidor que possui dispositivo gerador, tanto quanto pela energia a qual o mesmo adquire da concessionária, no caso CELESC (AZEVEDO, BARBOSA, 2013; ANEEL, 2016; CELESC, 2016).

Ainda existe uma grande carência de produtos nacionais e mão de obra especializada no Brasil no caso dos aerogeradores de pequeno porte, visto que atualmente a maior parte dos sistemas de microgeração eólica é produzido fora do país, o que encarece o setor. Em relação a incentivos governamentais o sistema de compensação não é o melhor

mecanismo, sobretudo pela ausência da transação monetária, o que torna o retorno financeiro de longo prazo para o consumidor-gerador (FREITAS; HOLLANDA, 2015; ANEEL, 2014).

Tendo em vista a atual legislação brasileira no que diz respeito a micro e minigeração, além do ambiente propício em um momento no qual se discutem fatores relevantes de eficiência energética e auto geração de energia, o sistema TEC propõe introduzir um cenário de popularização da energia eólica para este grupo de consumidores, uma vez que os principais aspectos ligados às suas restrições podem ser mitigados através de uma capacidade maior de geração (ARAÚJO, BEZERRA, 2015; ALLAEI; ANDREOPOULOS, 2014).



## 5 MATERIAIS E MÉTODOS

Este capítulo tem por finalidade expor os dados intrínsecos ao comparativo realizado, bem como as informações necessárias ao entendimento desta análise, além da metodologia indicada para seu desenvolvimento.

Visando o cenário de comparativo entre TECs e a tecnologia convencional de torres eólicas geradoras por meio de geração distribuída o presente trabalho elegeu software HOMER como ferramenta computacional de simulação. Tal software apresenta as três ferramentas imprescindíveis à realização de tal comparativo, sendo elas a simulação de um sistema em geração distribuída, a otimização para escolha do melhor sistema, e a simulação a qual exhibe a sensibilidade do quesito acerca da velocidade da fonte natural necessária à geração eólica (COSTA, 2014; MANFREN; CAPUTO; COSTA, 2011).

### 5.1 PROCESSOS DE SIMULAÇÃO E ANÁLISE COMPARATIVA

Para atingir-se os resultados através do software HOMER, devem ser descritos os conceitos inerentes ao processo de simulação o qual resultará no comparativo apresentado. Tal processo tem por finalidade analisar o desempenho de um sistema de geração distribuída em uma escala horária pelo período de um ano, com o desígnio de determinar sua viabilidade técnica e o custo de seu ciclo de vida (COSTA, 2014; WOTTRICH, 2010; CANALES; BELUCO, 2014).

O procedimento de simulação está atrelado ao despacho de energia, além da otimização. O despacho de energia baseia-se na definição das fontes de energia disponíveis que devem ser utilizadas em cada período. Já no processo de otimização, simulam-se diferentes combinações de elementos do sistema, com o desígnio de encontrar a alternativa que melhor atenda as variáveis impostas, buscando a melhor viabilidade técnica, além do menor custo do ciclo de vida do projeto. A análise de sensibilidade consiste na alteração de valores de certa variável de maneira a encontrar resultados distintos do sistema padrão utilizado na simulação (COSTA, 2014; WOTTRICH, 2010; ZHE; BOYLE; REYNOLDS, 2011).

O algoritmo de análise de sensibilidade e de otimização do software HOMER admite avaliar a viabilidade técnica e econômica de uma ampla gama de opções tecnológicas, tendo em conta a variação de custos e a disponibilidade da fonte do recurso natural. Tal ferramenta realiza os cálculos de balanço de energia para cada configuração possível

e então estima o custo de instalação e operação do sistema durante o tempo de vida útil do projeto (WOTTRICH, 2010).

A simulação está baseada na determinação de um modelo particular do sistema, com componentes de características específicas e com uma estratégia de operação selecionada no período de tempo de doze meses. São possíveis neste processo a determinação de possibilidade de um arranjo, além do custo de vida condicionado ao ciclo fixado. Considera-se como possível o sistema que pode suprir totalmente sua carga e respeitar as restrições. Trata-se da estimativa de custo do ciclo de vida a medida utilizada para comparar economicamente as possíveis configurações do sistema (COSTA, 2014; WOTTRICH, 2010; MOHAMMAD; GAO, 2007).

Os cálculos de custos realizados por HOMER ponderam parâmetros como investimento inicial, reposição, operação e manutenção, além da taxa de desconto. Para a escolha do resultado mais viável, HOMER apresenta uma classificação das principais configurações pelo seu Custo Total Presente Líquido ou *Net Present Cost* (NPC), que é utilizado para comparar as opções de projetos. Ele inclui todos os custos e receitas que ocorrem durante toda a vida do sistema, com o fluxo de caixa descontado a valores presentes. O software calcula o NPC através das Equações 40 e 41 (COSTA, 2014; WOTTRICH, 2010; CANALES; BELUCO, 2014).

$$C_{NPC} = \frac{C_{an}}{FRC(i, R_{proj})} \quad (40)$$

onde o fator de recuperação de capital, dado por  $FRC$  pode ser obtido por,

$$FRC(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (41)$$

nas quais:

$C_{NPC}$  é o custo total presente líquido (NPC) (R\$);

$C_{an}$  é o custo anualizado total (R\$/ano);

$FRC$  trata-se do fator de recuperação de capital;

$i$  taxa de desconto (%);

$R_{proj}$  é o tempo de vida do projeto (anos);

$N$  é o número de anos.

Através da análise de sensibilidade podem ser avaliadas eventuais mudanças nos parâmetros do sistema, alterando variáveis em uma faixa de valores pré-determinados, como por exemplo o recurso natural (vento) a ser ponderado neste estudo (COSTA, 2014; WOTTRICH, 2010; LAMBERT; GILMAN; LILIENTHAL, 2006).



É através do despacho de energia que se define, junto a modelagem dos componentes para o sistema, a maneira como tais dispositivos trabalharão em conjunto. Neste processo são selecionadas quais fontes serão utilizadas, se há descarga num banco de baterias ou se, na inexistência deste há consumo direto da rede. Também pode ser observada a necessidade de uma reserva operacional, a qual fornece atendimento em situações de emergência (COSTA, 2014; WOTTRICH, 2010; LAMBERT; GILMAN; LILIENTHAL, 2006).

Por meio do processo de simulação são encontrados os valores para um conjunto de variáveis, com o preceito de encontrar um objetivo específico. Este processo determina qual é a melhor configuração do sistema possível de acordo com os equipamentos presentes e com os valores das variáveis de entrada – tendo como premissa compor o sistema em que as variáveis forneçam o menor custo durante o período analisado (COSTA, 2014; WOTTRICH, 2010).

## 5.2 MATERIAIS

Afim de se realizar o comparativo entre TECs e Torres Eólicas Geradoras, faz-se necessária a utilização do software escolhido que, a partir de dados submetidos ao mesmo como velocidade do vento no local de estudo, curva de potência do aerogerador escolhido, custos de implementação para cada método de geração e tarifas em vigor na rede elétrica determinará a viabilidade ou não de cada um.

### 5.2.1 Software HOMER

O software HOMER foi desenvolvido pelo *U.S. National Renewable Energy Laboratory (NREL)*. Trata-se de uma ferramenta de análise econômica e técnica voltada a projetos em geração distribuída, considerando um modelo de otimização de micro e mini centrais de energia que simplifica a tarefa de avaliação de projetos de sistemas de energia (conectados ou não à rede) para uma variedade de aplicações (SILVA; BELUCO, 2012; ZHE; BOYLE; REYNOLDS, 2011).

Os algoritmos implementados no HOMER simulam a operação de um sistema a partir de cálculos do balanço de energia para cada uma das 8.760 horas do ano. Ainda, o software compara a demanda elétrica e térmica (no caso de sistemas solares) com a energia que o sistema pode fomentar naquele instante, e calcula os fluxos de energia que entram e saem em cada componente do sistema. Tais cálculos de balanço de energia para cada configuração de sistema a ser considerado determinam

sua viabilidade, ou seja, se esta configuração eleita atenderia a demanda elétrica nas condições previamente especificadas, e estima o custo de instalação e operação do sistema durante a vida útil do projeto (SILVA; BELUCO, 2012; MOHAMMAD; GAO, 2007).

O sistema modelado pode ser composto por vários elementos, como painéis solares, turbinas eólicas, geradores a combustível e baterias. Também é possível modelar o sistema isolado ou conectado à rede, sendo o software capaz de lidar com tais elementos e suas diversas configurações. HOMER trabalha em três níveis: simulação, otimização e análise de sensibilidade (SILVA; BELUCO, 2012; COSTA, 2014; WOTTRICH, 2010; LAMBERT; GILMAN; LILIENTHAL, 2006).

HOMER apresenta como restrições a ausência de manipulação de modelos dinâmicos ou fenômenos transientes, além de assumir todos os anos seguintes ao calculado como iguais em seu comportamento. HOMER também não aceita a inserção de feriados na sua simulação (SILVA; BELUCO, 2012; COSTA, 2014; WOTTRICH, 2010; MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2010).

#### 5.2.1.1 Simulação

O processo de simulação é fundamentado na determinação de um modelo particular do sistema composto das mais diversas topologias possíveis, além de uma estratégia de operação escolhida que operará no ciclo de vida do sistema. Tal processo permite a definição da viabilidade do sistema escolhido, além do custo na vida útil do mesmo (SILVA; BELUCO, 2012; COSTA, 2014; WOTTRICH, 2010).

As simulações calculadas por HOMER tem como base todas as horas do ano. O software varre o ano a cada hora, calculando a energia renovável disponível, comparando com a carga elétrica e realizando a melhor opção de destinação da energia tanto em caso de excesso de maneira a otimizar a geração como em caso de déficit para receber energia da rede. Com o conhecimento dos parâmetros horários do ano completo, HOMER testa o atendimento às restrições impostas pelo usuário. Por fim, HOMER calcula os parâmetros necessários para formulação da estimativa do custo do ciclo de vida, como por exemplo a quantidade de energia comprada da rede durante o período estudado (SILVA; BELUCO, 2012; COSTA, 2014; WOTTRICH, 2010; RODRIGUES; ROSSI, 2016).

#### 5.2.1.2 Otimização

O processo de otimização na plataforma HOMER baseia-se na determinação da melhor configuração do sistema possível, a qual, respeitando as limitações técnicas obtém o menor NPC no período analisado. Tal sistema simulado compõe-se de acordo com os componentes inseridos pelo usuário e pelos dados das fontes energéticas utilizadas. HOMER possui como parâmetros de decisão, cujos valores são determinados durante o processo de otimização, as seguintes variáveis: número e tamanho de turbinas eólicas; presença de geradores hidráulicos; número de baterias; tamanho de conversores CC/CA ou CA/CC e por fim a estratégia de despacho (SILVA; BELUCO, 2012; COSTA, 2014; WOTTRICH, 2010; RODRIGUES; ROSSI, 2016).

A partir da determinação dos valores inseridos nas variáveis de decisão, HOMER busca a otimização do sistema por meio da escolha do melhor cenário possível, fazendo simulações com todos os arranjos possíveis de maneira a excluir os resultados onde as restrições técnicas não forem atingidas, e, apresentando a classificação das configurações simuladas em ordem crescente de valor do NPC (SILVA; BELUCO, 2012; COSTA, 2014; WOTTRICH, 2010).

#### 5.2.1.3 Análise de sensibilidade

Costa (2014) ressalta que a análise de sensibilidade realizada através de HOMER baseia-se na submissão de uma faixa de valores ou fator de escala anual para uma determinada variável, denominada variável de sensibilidade. Quaisquer variáveis numéricas não definidas como variáveis de decisão podem ser utilizadas para realização da análise de sensibilidade, como por exemplo:

- a) Custo de energia da rede;
- b) Custo dos equipamentos;
- c) Taxa de juros;
- d) Tempo de vida útil do equipamento;
- e) Dados de recursos renováveis (vento, solar).

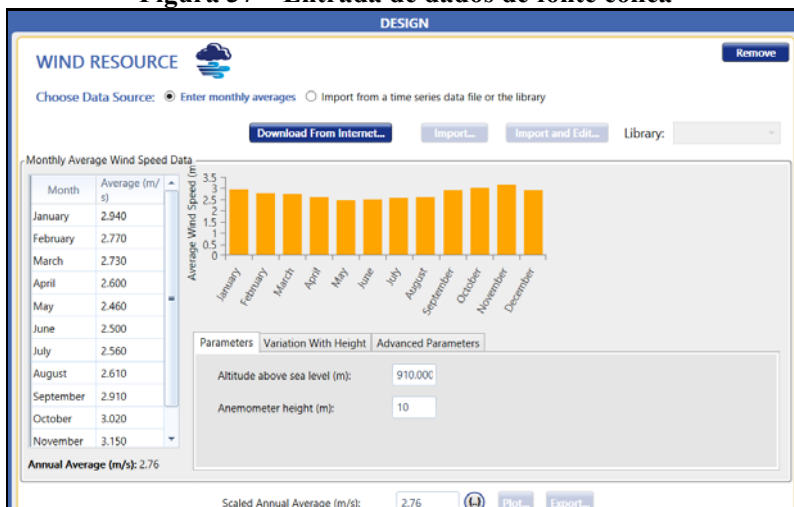
Tal análise é realizada pela combinação das faixas de valores e variáveis submetidas. HOMER objetiva a realização de otimizações para todos os cenários encontrados. Através de tal análise é possível determinar a influência de uma variável de sensibilidade no sistema simulado (SILVA; BELUCO, 2012; COSTA, 2014; WOTTRICH, 2010; LAMBERT; GILMAN; LILIENTHAL, 2006).

### 5.2.1.4 Componentes e modelos utilizados no software

HOMER realiza simulações a partir da modelagem de um sistema contendo, necessariamente uma fonte de energia e ao menos um tipo de carga a ser alimentada. É oportuno então, descrever como HOMER modela tais componentes visando o cenário da simulação entre os distintos dispositivos de geração eólica (SILVA; BELUCO, 2012; COSTA, 2014; WOTTRICH, 2010).

A modelagem da fonte eólica necessita dos dados de velocidade do vento ao longo de um ano. Tais dados podem ser encontrados através de medições horárias. A partir da submissão de tais dados, HOMER é capaz de gerar o fator de forma de Weibull, fator de autocorrelação, fator de força diurno e hora pico de velocidade de vento. Tais entradas podem ser realizadas através da interface exibida na Figura 37, onde é possível verificar a possibilidade de importação dos dados, além da escolha de um fator de escala anual para tais dados submetidos (SILVA; BELUCO, 2012; COSTA, 2014; WOTTRICH, 2010; CANALES; BELUCO, 2014).

**Figura 37 – Entrada de dados de fonte eólica**

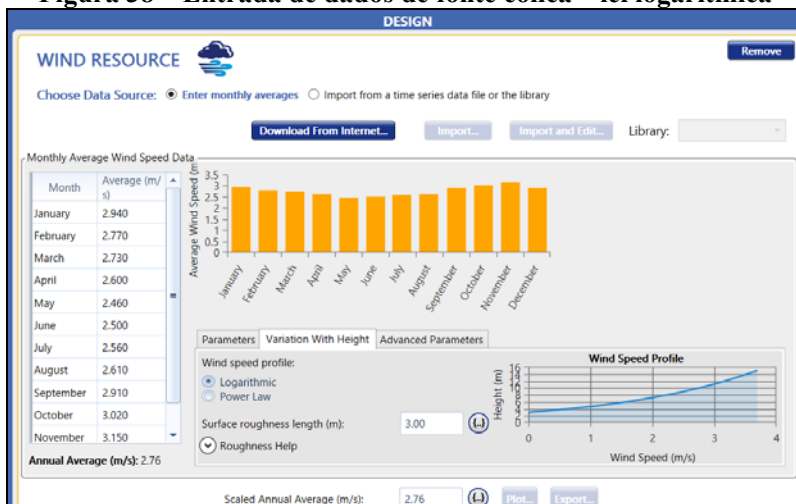


Fonte: O Autor, 2016

O usuário deve também fornecer a altura em que as medições são obtidas. Em caso de disparidade entre a altura das medições e a da nacela do aerogerador, o software calcula a velocidade no aerogerador através da lei logarítmica, onde a velocidade do vento cresce proporcionalmente ao logaritmo da altura, ou ainda, utilizar a lei exponencial, onde a

velocidade cresce exponencialmente em relação à altura. Para utilização da lei logarítmica é necessário fornecer o coeficiente de rugosidade do terreno onde o sistema será simulado, e para uso da lei exponencial, deve-se prover o expoente a ser utilizado, conforme a Figura 38 (SILVA; BELUCO, 2012; COSTA, 2014; WOTTRICH, 2010; ZHE; BOYLE; REYNOLDS, 2011).

**Figura 38 – Entrada de dados de fonte eólica – lei logarítmica**



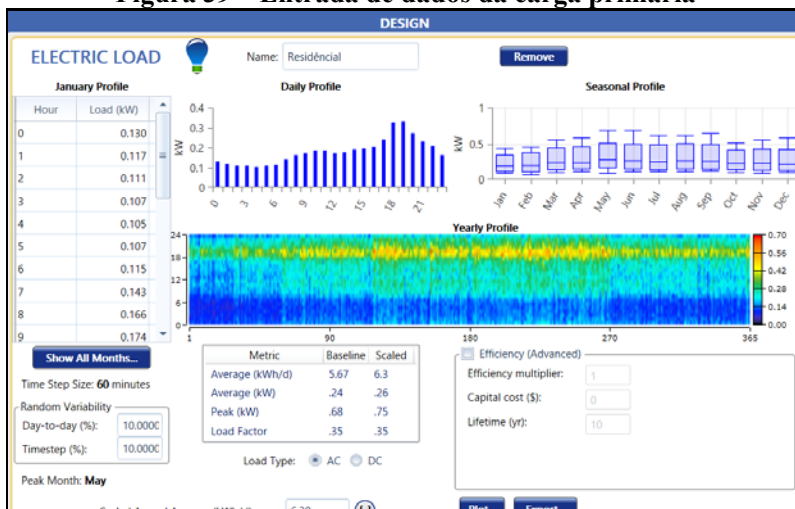
Fonte: O Autor, 2016

Caracterizam-se também como dados importantes para modelagem do sistema a elevação do terreno em relação ao nível do mar, de modo que o software calcule a densidade do ar, dado este utilizado no cálculo da potência de saída da turbina eólica (SILVA; BELUCO, 2012; COSTA, 2014; MOHAMMAD; GAO, 2007).

Com relação à carga, o software a define como a demanda de energia em um período de contabilização a cada hora, classificando-a em três tipos: primária, adiável e térmica. A classe primária trata-se da demanda de potência que precisa ser atendida de imediato pelo sistema. Caso o sistema não a supra integralmente, o software faz a sinalização deste problema, por exemplo, no caso de um sistema isolado em que a geração autônoma durante uma hora não seja suficiente para atender a carga naquele intervalo (SILVA; BELUCO, 2012; COSTA, 2014; WOTTRICH, 2010).

HOMER utiliza como unidade de energia o kW/h (quilowatt/hora) a cada hora do ano, que pode ser fornecida pelo usuário ou simulada a partir da carga diária. Pode-se especificar uma carga de um dia que é utilizada no restante do ano, ou diferentes perfis mensais, de dias da semana ou finais de semana. Na Figura 39 são exibidas as entradas para a caracterização da carga primária, onde são inseridas as demandas horárias por todo o período do dia, além de ser possível a seleção de comportamentos diferentes para os finais de semana. Em caso de fornecimento de dados para apenas um mês, HOMER assume a similaridade para os demais meses do ano. O software gera gráficos do perfil diário da demanda, além do gráfico de distribuição da demanda ao longo do ano e o perfil sazonal, onde são exibidas a máxima, média e mínima demandas diárias, além da máxima e mínima demandas horárias durante todos os meses. Pode-se observar também os parâmetros de variação aleatória a serem submetidos, os quais são necessários para obtenção da curva de carga a ser simulada (SILVA; BELUCO, 2012; COSTA, 2014; WOTTRICH, 2010; MANFREN; CAPUTO; COSTA, 2010).

**Figura 39 – Entrada de dados da carga primária**



Fonte: O Autor, 2016

Em segundo lugar, a carga adiável, se trata da demanda de potência a qual pode ser atendida em qualquer horário dentro de determinado período, configurada, por exemplo por um banco de baterias.

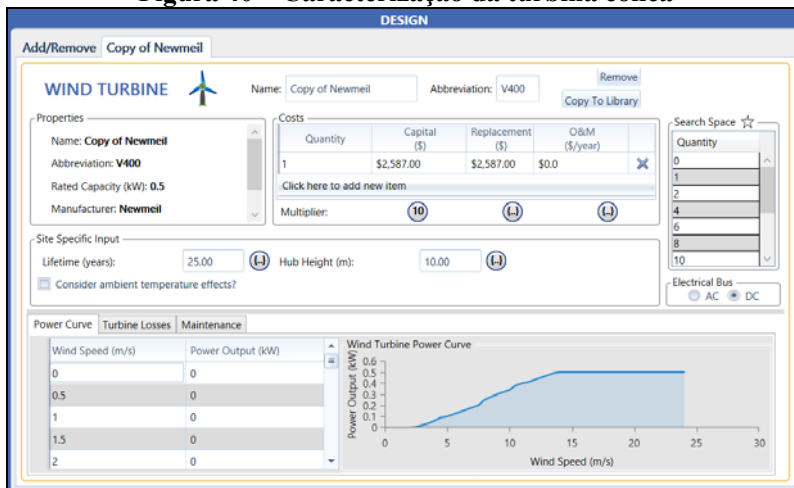
A partir do excesso de produção, tal banco é carregado. HOMER aceita a caracterização de tal banco, seu tamanho em kW, além de suas taxas mínimas e máximas de carga. Por meio da simulação, HOMER analisa o nível de tal carga, fomentando a energia sobressalente para o carregamento da mesma. Estando esta carga acima de zero, o software não aceita sua carga. Quando em nível crítico, tal carga é considerada como primária e é carregada com todos os recursos disponíveis até que atinja seu nível mínimo. Tal ação visa o não descarregamento completo do banco de baterias (se utilizado), o que poderia comprometer sua vida útil (SILVA; BELUCO, 2012; COSTA, 2014; WOTTRICH, 2010; MANFREN; CAPUTO; COSTA, 2010).

#### 5.2.1.5 Simulação de equipamentos

HOMER possui a capacidade de modelar dez tipos de equipamentos, sendo três tipos de geradores renováveis: turbinas eólicas, hídricas e módulos fotovoltaicos, três distintas fontes de energia controlável: geradores à combustível, rede da distribuidora e boilers, dois tipos de acumuladores de energia: baterias e tanques de hidrogênio, e dois conversores de energia: inversor/retificador e eletrificadores. Para o estudo apresentado serão utilizados três dos dispositivos citados, sendo eles a turbina eólica e seu inversor que, no caso do modelo em questão é integrado a mesma, e a rede da distribuidora, a serem descritos a seguir (RODRIGUES; ROSSI, 2016; COSTA, 2014; WOTTRICH, 2010).

A modelagem da turbina eólica é realizada de acordo com a curva de saída de potência por velocidade de vento a qual a mesma é submetida, considerando a densidade do ar sendo  $1,225 \text{ kg/m}^3$ . Através da inserção dos dados de velocidade do vento previamente explanados, os quais são obtidos com a inclusão de dados de medição dos mesmos, é calculada a potência a cada hora. A partir de tais dados é possível obter-se a energia produzida a cada hora do ano. Também são submetidos dados referentes ao investimento total do aerogerador eólico, que é calculado levando em consideração os parâmetros de vida útil do equipamento, custo de implantação, custo de substituição e custo anual de operação e manutenção. A submissão destes dados que podem ser definidos pelo usuário pode ser visualizada por meio da Figura 40 (SILVA; BELUCO, 2012; COSTA, 2014; LAMBERT; GILMAN; LILIENTHAL, 2006).

### Figura 40 – Caracterização da turbina eólica



Fonte: O Autor, 2016

Por fim, com relação ao inversor, componente integrado ao aerogerador utilizado neste estudo, trata-se de um componente capaz de converter a energia de corrente contínua para corrente alternada. É um equipamento obrigatório, uma vez que está presente em fontes em corrente contínua e corrente alternada num mesmo sistema. Sua caracterização técnica se dá pela especificação da potência nominal do equipamento, sua eficiência e expectativa de vida. Quanto à sua caracterização econômica, são necessárias informações sobre as potências dos equipamentos, custos de aquisição e reposição, além do valor anual de manutenção. A Figura 41 expõe os dados de entrada relacionados ao inversor (LAMBERT; GILMAN; LILIENTHAL, 2006; COSTA, 2014; WOTTRICH, 2010).



**Figura 41 – Caracterização do inversor**

The screenshot shows the 'DESIGN' window for configuring a 'CONVERTER'. The interface includes the following elements:

- Header:** 'CONVERTER' logo and a 'DESIGN' title bar.
- Fields:** 'Name: Converter' and 'Abbreviation: Convert'.
- Buttons:** 'Remove' and 'Copy To Library'.
- Properties Panel:**
  - Name: Converter
  - Abbreviation: Converter
  - Notes: (empty)
- Costs Table:**

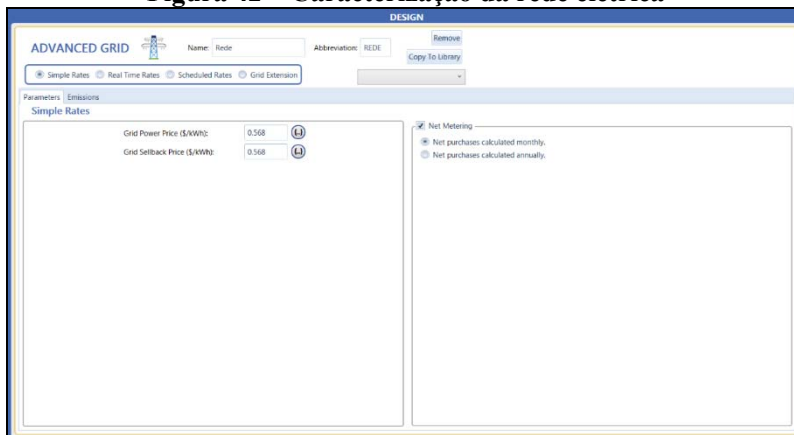
Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
0.270000010	\$1,039.00	\$1,039.00	\$10.00

Click here to add new item
- Search Space:** A list of 'Size (kW)' values: 0.0000000000000000, 0.270000010728836, 1.200000047683715, 2.0000000000000000, 2.5000000000000000, 3.79999952316284, 6.0000000000000000.
- Multiplier:** A set of three buttons: '10', '(-)', and '(+)'.
- Inverter Input:**
  - Lifetime (years): 25.00
  - Efficiency (%): 95.00
  - Parallel with AC generator? (checkbox)
- Rectifier Input:**
  - Relative Capacity (%): 100.00
  - Efficiency (%): 91.00

Fonte: O Autor, 2016

HOMER modela a rede elétrica em que o aerogerador está conectado, com a possibilidade de absorver ou injetar energia nesta rede. São requeridas informações quanto aos valores da tarifa, seu valor cobrado e o valor de compra da energia gerada, conforme o caso. Também é possível simular o sistema de compensação, onde o usuário é cobrado pelo seu consumo líquido, descontada a energia injetada no sistema. O custo da energia da rede é dado pelo valor de sua tarifa na hora da simulação. A Figura 42 representa a entrada de dados da rede elétrica, onde é possível selecionar o valor da tarifa de compra e venda (se possível), além de determinar o funcionamento do sistema de compensação, e se o mesmo é calculado mensalmente ou anualmente (MOHAMMAD; GAO, 2007; COSTA, 2014; WOTTRICH, 2010).

**Figura 42 – Caracterização da rede elétrica**



Fonte: O Autor, 2016

### 5.3 METODOLOGIA PROPOSTA

Propõem-se a análise de eficiência das TECs e do comparativo entre os dispositivos utilizados inseridos num cenário de geração distribuída por meio de microgeração, possuindo como referência o consumo de uma residência em Florianópolis – SC. O comportamento deste consumo está embasado nos dados obtidos pelo Autor, constantes no período de 01/10/2015 a 30/09/2016.

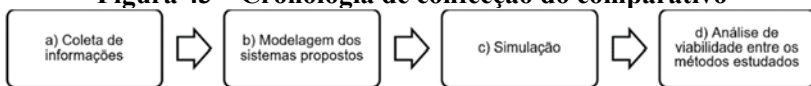
O panorama abordado aqui está na utilização de um novo dispositivo gerador de energia eólica, no caso, o emprego das Turbinas Eólicas Canalizadas. Porém, por se tratar de uma tecnologia ainda recente, TECs carecem de maiores estudos e aprofundamentos, este estudo possui desígnio maior de expor suas aplicações e real viabilidade técnica tendo em vista seu potencial, materiais empregados, além de métodos.

O estudo comparativo de microgeração eólica em meio urbano, está sujeito ao levantamento, num primeiro momento, ao embasamento teórico no que diz respeito a energia eólica, os métodos de geração expostos, além da explanação acerca da viabilidade do método estudado, seu cenário de utilização e a legislação pertinente ao tema de geração distribuída. Neste sentido, a primeira etapa do referido estudo está ligada à pesquisa e compilação de dados relacionados a trabalhos realizados nas áreas de energia eólica, torres eólicas geradoras, TECs e geração distribuída em baixa tensão.

É necessário explicar que neste estudo são abordados aspectos referentes a modalidade de geração eólica de pequeno porte, limitada à carga da residência simulada, em respeito ao limite constante na resolução nº 482/2012 da ANEEL de 5 MW. Os sistemas a serem simulados são compostos de um dispositivo aerogerador SkyStream 3.7, seu inversor de frequência integrado o qual realiza a interface com a rede da concessionária e o medidor de energia.

Em decorrência do levantamento da bibliografia necessária e dos dados indispensáveis ao comparativo realizado, é iniciada a busca de dados para a consolidação da pesquisa proposta e seu tratamento, conforme o cronograma a seguir constante na Figura 43.

**Figura 43 – Cronologia de confecção do comparativo**



Fonte: O Autor, 2016

As etapas de desenvolvimento do comparativo podem ser melhor compreendidas a partir dos itens a seguir:

- a) Coleta de informações: Tais dados levantados tem o papel singular de entradas no HOMER, uma vez que definem os parâmetros da simulação de geração a ser realizada e são coletados a partir de diferentes fontes a serem especificadas no decorrer do estudo. Destacam-se a coleta de dados referente ao recurso natural eólico, a velocidade do vento, adquirida junto à estação meteorológica de São José – SC, seus parâmetros de distribuição e altitude do local e altura do medidor. Sobre a carga instalada da residência a ser simulada foram obtidos dados da residência do Autor como seu consumo mensal e perfil do consumo horário do consumidor de baixa tensão da CELESC. Dados do equipamento SkyStream 3.7 de 2.4 kW foram levantados como suas características funcionais e de desempenho no que diz respeito a sua curva de potência. Foi também realizada uma pesquisa de mercado de maneira a obter dados de custos de aquisição, implantação e manutenção de tais equipamentos a serem utilizados na elaboração do comparativo. Dados econômicos como a tarifa vigente na rede e a taxa de desconto do sistema (SELIC) para aquisição do NPC foram levantados;

- b) Modelagem dos sistemas: condicionada a posse de todos os dados de entrada necessários, baseia-se na elaboração de duas topologias: A geração somente pelo sistema convencional constituído do aerogerador SkyStream Land no topo de uma torre eólica geradora ligado à rede, em contrapartida à geração por TEC, na qual o dispositivo aerogerador SkyStream Land está disposto dentro da turbina eólica canalizada, também ligada à rede elétrica;
- c) Simulação: são concretizadas as simulações de operação a partir das duas diferentes topologias do sistema propostas anteriormente. Utiliza-se neste caso a modalidade de tarifa convencional. Alguns dados de entrada são mantidos em todas as simulações, como a obtenção de créditos pelo sistema de compensação de energia, o período total de simulação e o perfil da carga. Os resultados das simulações são apresentados, dentro de cada sistema com o menor NPC, que demonstra qual custo total do sistema em todo seu período de vida útil. Neste caso, se considera a vida útil de 20 anos obtida através do fabricante do aerogerador escolhido;
- d) Comparativo entre as simulações realizadas: de posse dos dados gerados pelas simulações é realizada a análise comparativa entre os sistemas. Em um primeiro momento tal apreciação está focada na análise econômica de cada um, na qual considera-se viável o panorama em que o sistema de geração tem NPC igual ou melhor que o NPC da conexão somente na rede da concessionária. Em um segundo instante, a análise baseia-se no comparativo dos cenários que tem por objetivo demonstrar se o sistema TEC possui viabilidade frente ao sistema convencional, uma vez aplicado um fator de escala (obtido nos testes do dispositivo TEC) de multiplicação nos dados de velocidade de vento obtidos a partir da fonte medidora.

## 6 ESTUDO DE CASO

O presente estudo possui como premissa a contribuição de uma análise sobre a eficiência das Turbinas Eólicas Canalizadas, através de uma comparação com o modelo concebido tradicionalmente de torres eólicas geradoras.

Neste contexto, serão expostos os passos necessários para atingir os objetivos delimitados em consonância com a metodologia, iniciando-se pela fase de coleta de informações.

### 6.1 COLETA DE INFORMAÇÕES

#### 6.1.1 Fonte eólica

Para elaboração da simulação do sistema, faz-se necessária a aquisição de dados de medições eólicas através de informações de estações meteorológicas espalhadas pelo mundo. Para o estudo em questão, as informações adquiridas referentes a medição do vento durante o período determinado foram obtidas através da estação meteorológica de observação de superfície automática do INMET localizada no município de São José – SC.

Tal estação é composta de uma unidade de memória central (“data logger”), ligada a vários sensores dos parâmetros meteorológicos, dos quais destaca-se a medição da direção e velocidade do vento. A estação de São José – SC, tem como identificador a sigla A806 sob nº 86958, estando localizada nas coordenadas 27° 36’ 9” S e 48° 37’ 12” W (SIRGAS2000) a uma altitude de 5 metros em relação ao nível do mar.

Optou-se pela escolha de tal estação graças ao foco do estudo de simular um panorama de microgeração em ambiente urbano, tendo em vista sua localização além da disposição dos sensores e demais instrumentos na altura de 10 metros. Foram coletados dados de velocidade do vento horárias para cada dia referentes ao período dos últimos 12 meses ao da elaboração deste estudo, configurando assim o intervalo entre 01/10/2015 a 30/09/2016. De posse destes dados em um arquivo de texto, é realizada a importação ao software HOMER, o qual calcula a velocidade média mensal das velocidades, além de outros parâmetros. A Tabela 3 exibe os valores médios mensais da velocidade dos ventos na referida estação de observação, em m/s ao longo do período estudado.

**Tabela 3 – Velocidade média mensal dos ventos**

<b>MÊS/ANO</b>	<b>VELOCIDADE DO VENTO (m/s)</b>
Outubro/2015	2,02
Novembro/2015	2,09
Dezembro/2015	2,05
Janeiro/2016	1,80
Fevereiro/2016	1,76
Março/2016	1,83
Abril/2016	1,48
Maió/2016	1,25
Junho/2016	1,74
Julho/2016	2,17
Agosto/2016	2,36
Setembro/2016	2,27
<b>MÉDIA</b>	<b>1,90</b>

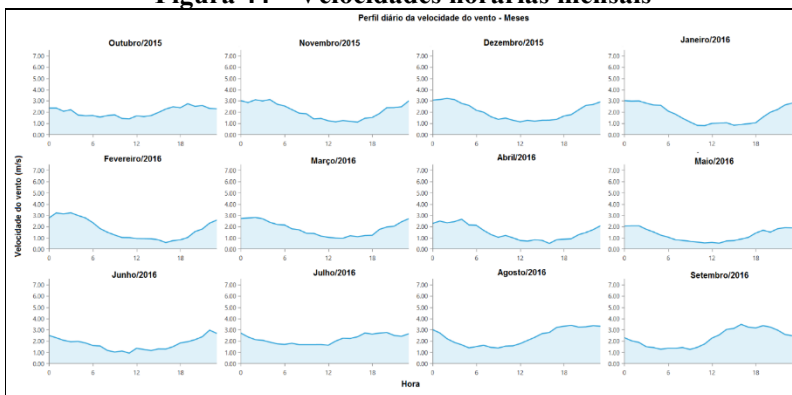
Fonte: O Autor, 2016

Tais dados de velocidade média mensal são utilizados pelo software para elaboração da curva de velocidades horárias baseado no fator de forma de Weibull e o coeficiente de correlação desta curva. O software HOMER admite para caso estudado o fator de correlação típico para ambientes urbanos de 0,8 além do fator de forma do vento de 1,6, valor este que regula a influência do horário na velocidade do vento. HOMER realiza ainda a elaboração de gráficos acerca do perfil diário das velocidades do vento medidas ao longo do período estudado, exibidos pelas Figuras 44 e 45.

A Figura 44 apresenta gráficos sobre a velocidade dos ventos ao longo de cada mês, no qual pode-se observar que, para maior uniformidade de ventos de velocidade mais alta, destaca-se o mês de julho/2016, e, para uniformidade de ventos com incidência de menor velocidade, o mês de maio/2016.

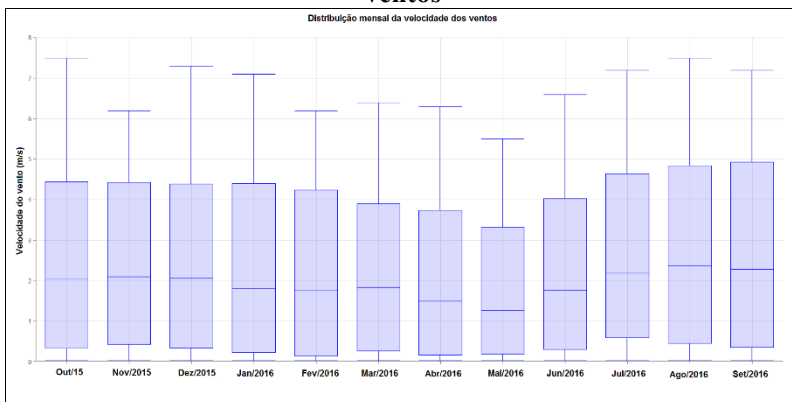
Por sua vez, a Figura 45 exhibe o diagrama de caixas referente a resposta do software para a distribuição da velocidade dos ventos. Pode-se observar que o pico de velocidade foi encontrado nos meses de outubro de 2015 e agosto de 2016, com valor próximo a 7,5 m/s, enquanto, em todos os meses houveram medições com baixa velocidades, nas quais houveram horários onde quase não houve incidência de ventos.

**Figura 44 – Velocidades horárias mensais**



Fonte: O Autor, 2016

**Figura 45 – Diagrama de caixas da distribuição da velocidade dos ventos**



Fonte: O Autor, 2016

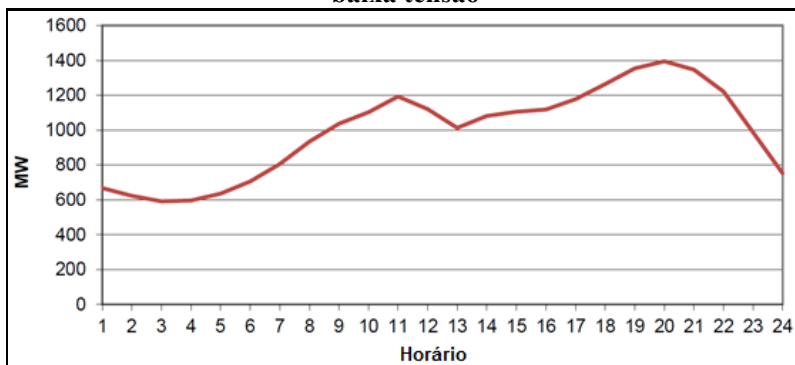
## 6.1.2 Curva de carga do sistema

Entende-se pela curva de carga de um sistema, o comportamento do consumo de energia da rede da concessionária ao longo do tempo. Tal curva é gerada em espaçamentos com intervalo de uma hora. Para o sistema simulado no comparativo, faz-se necessário o uso de dados fornecidos pela concessionária de Santa Catarina, no caso a CELESC.

O presente estudo determinou o conhecimento de tal comportamento, a partir de dados oriundos do Terceiro Ciclo de Revisões

Tarifárias das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica, onde analisou-se a estrutura tarifária das Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – CELESC no ano de 2012. Tal documento, identificado pela norma técnica nº 247/2012, visa apresentar o cálculo das tarifas de referência e aplicação, provenientes da revisão tarifária da própria concessionária. Constante neste documento, encontra-se a curva de carga dos consumidores de baixa tensão, representada pelo gráfico da Figura 46.

**Figura 46 – Gráfico de comportamento de carga do consumidor de baixa tensão**



Fonte: ANEEL, 2012

Para conhecer qual a carga num certo posto tarifário com base em todo o consumo de baixa tensão em Santa Catarina, faz-se necessário mensurar a porcentagem do consumo realizado no intervalo de uma hora. Para tanto, dividiu-se a carga total pela carga apresentada a cada hora, com a intenção de obter-se sua participação total, demonstrada pela Tabela 4.



**Tabela 4 – Distribuição da carga do consumidor de baixa tensão em SC**

HORA		POSTO	CARGA (MW)	%
00:00	00:59	1	667,42	2,80
01:00	01:59	2	622,40	2,61
02:00	02:59	3	591,23	2,48
03:00	03:59	4	596,03	2,50
04:00	04:59	5	635,39	2,67
05:00	05:59	6	705,37	2,96
06:00	06:59	7	805,43	3,38
07:00	07:59	8	933,36	3,92
08:00	08:59	9	1037,17	4,35
09:00	09:59	10	1102,13	4,63
10:00	10:59	11	1192,93	5,01
11:00	11:59	12	1120,40	4,70
12:00	12:59	13	1011,92	4,25
13:00	13:59	14	1080,39	4,54
14:00	14:59	15	1104,61	4,64
15:00	15:59	16	1117,37	4,69
16:00	16:59	17	1177,55	4,94
17:00	17:59	18	1263,95	5,31
18:00	18:59	19	1353,39	5,68
19:00	19:59	20	1394,46	5,86
20:00	20:59	21	1345,72	5,65
21:00	21:59	22	1220,53	5,12
22:00	22:59	23	985,40	4,14
23:00	23:59	24	751,77	3,16
<b>TOTAL</b>			23.816,32	100,00

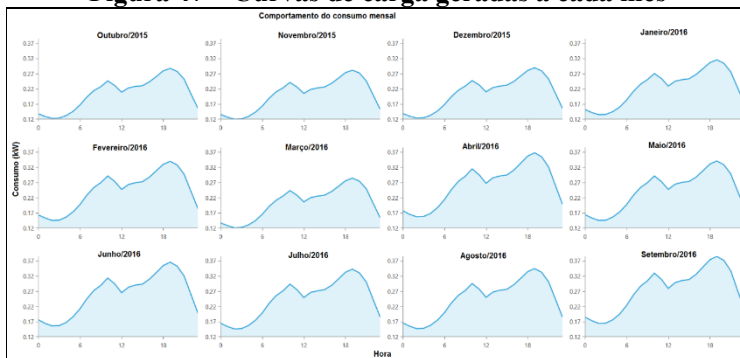
Fonte: ANEEL, 2012

A simulação com o software HOMER permitiu elaborar a curva de carga total do consumo da residência a ser simulada com base no comportamento do consumo de baixa tensão para um cenário fictício, a partir da inserção de dados do consumo a cada hora que são colocados na simulação. Para obtenção destes dados de consumo, o perfil do consumidor residencial pôde ser traçado seguindo o perfil anteriormente exposto, onde, de posse do consumo total mensal do consumidor, no caso deste estudo, como sendo o autor do trabalho, dividindo-se este montante pelo número de dias do mês de maneira a obter o seu consumo médio diário para cada mês. De maneira análoga, o consumo total diário pode ser modulado com o mesmo perfil da carga estadual, por meio de uma relação entre a porcentagem obtida de consumo total de todos os usuários a cada hora, em relação ao do consumidor sendo estudado. Têm-se então uma curva de carga estimada a partir de dados do consumo horário calculado.

É necessário enfatizar que tal analogia proporcionou uma simulação aproximada do comportamento residencial a ser simulado para o cenário fictício de utilização, uma vez que possui como base todo o consumo de baixa tensão, tais dados possuem também participação, além da residencial, de outros dispositivos como comércios, pequenas fábricas, iluminação pública, etc., acarretando em disparidades no que diz respeito aos modos de utilização do consumidor residencial.

O software gerou as curvas de carga com o total de consumo durante um ano tendo como base o cenário fictício análogo a todo o consumo de baixa tensão, na residência estudada conforme os resultados apresentados pela Figura 47.

**Figura 47 – Curvas de carga geradas a cada mês**



Fonte: O Autor, 2016

### 6.1.3 Levantamento de valores e dados

Para elaboração do comparativo objeto do presente estudo, fez-se necessária a pesquisa de mercado com viés de levantamento de valores atrelados a aquisição de equipamentos, além das tarifas e taxas envolvidas. Tal levantamento foi realizado através de consultas a fornecedores de equipamentos situados em perímetro nacional. Também fez-se necessária a aquisição de dados intrínsecos a cada sistema como suas especificações e dimensões.

A aquisição dos dados realizada para o modelo de aerogerador escolhido foi obtida através da solicitação de orçamento para seu fornecedor oficial no Brasil, a Energia Pura, empresa brasileira do ramo de energia sustentável, localizada nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro, e sua curva de potência certificada foi adquirida pelo ensaio de WINDTEST GmbH (2009). No caso do medidor de energia a consulta foi realizada diretamente com a CELESC, responsável pelo fornecimento do equipamento. Para o dispositivo TEC, foram necessárias considerações realizadas acerca do custo atrelado para a fabricação do dispositivo em fibra de vidro, suas fundações para o modelo com as especificações e dimensões compatíveis com o aerogerador escolhido, além de informações sobre o fator de aceleração do vento a ser considerado no comparativo.

As tarifas aplicadas pela concessionária de energia no local da simulação do comparativo foram obtidas por meio de consulta ao site da CELESC, com as informações pertinentes aos valores praticados na região do estudo.

Vale ressaltar que os valores levantados incluem os serviços de instalação e conexão dos dois sistemas comparados de microgeração. Para utilização de tais sistemas, faz-se necessária à instalação de um serviço especializado, supervisionado por técnico capacitado pelo CREA, visto que existe a premissa da emissão de ART. Tais serviços de instalação abrangem como principais elementos: projeto de instalação nos padrões da concessionária; instalação do aerogerador com seu cabeamento e inversor de frequência integrado; instalação dos elementos de interrupção e seccionamento obrigatórios, além da adequação da interface com a rede.

#### 6.1.3.1 Aerogerador SkyStream

O Aerogerador SkyStream Land 3.7 de 2.4 kW foi selecionado para compor o comparativo. Trata-se de um aerogerador de pequeno porte, conforme visto na Figura 48 com uma grande variedade de

aplicações em todo o mundo, focado no mercado de micro e minigeração, com mais de 8.000 unidades em operação até 2006. Tal equipamento foi testado por diferentes organizações, com relatórios e certificação disponíveis. Xzeres Wind Corporation é a empresa que atualmente comercializa e fabrica este equipamento (SANTOS, 2014; WINDPOWER, 2009).

**Figura 48 – Torre Eólica Geradora composta por aerogerador SkyStream Land 3.7**

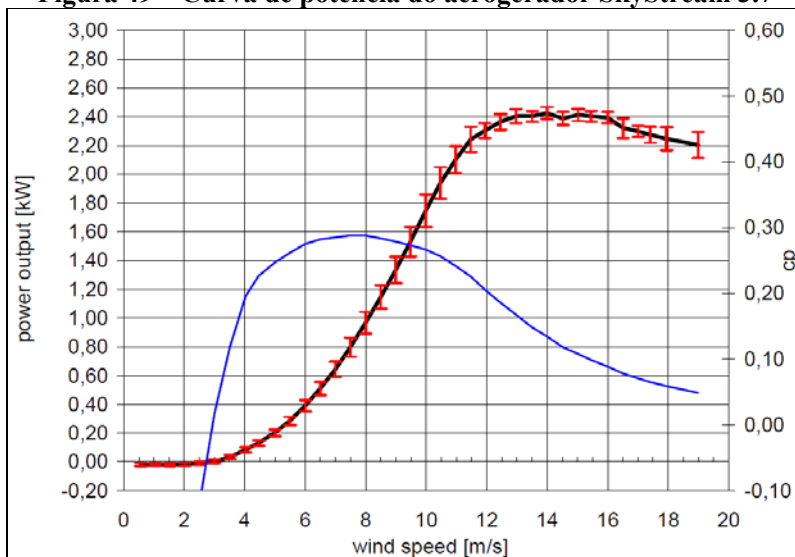


Fonte: WINDTEST, 2009

SkyStream Land está em conformidade com o PRODIST da ANEEL, além de certificado em concordância às normas nacionais ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150 e ABNT NBR IEC 62116, as quais estabelecem diretrizes quanto as ligações, ensaios e demais aspectos intrínsecos à geração distribuída e seus equipamentos. Tal gerador possui ampla disseminação, utilizado em território nacional, sendo objeto de testes e estudos inclusive na Universidade Federal de Santa Catarina, por exemplo, através da dissertação de mestrado realizada por Pedro Alvim de Azevedo intitulada “Impacto da Estabilidade Atmosférica no

Desempenho de um Pequeno Aerogerador em Terreno Complexo”. Para simulação de sua geração no software HOMER, fez-se necessário o conhecimento da curva de potência do aerogerador, que foi obtida junto ao relatório de ensaio de WINDTEST GmbH (2009), constante na Figura 49 (SANTOS, 2014; WINDPOWER, 2009, ANEEL, 2012).

**Figura 49 – Curva de potência do aerogerador SkyStream 3.7**



Fonte: WINDTEST, 2009

O Quadro 1 exhibe as especificações básicas do equipamento. SkyStream Land possui inversor integrado, dispensando a utilização deste equipamento extra, além de possuir também um sistema de monitoramento que permite ao seu utilizador conhecer dados acerca de seu rendimento. Os custos apurados junto ao fornecedor Energia Pura foram da ordem de R\$49.900,00 para a compra apenas do dispositivo aerogerador. Para a aquisição do kit composto do aerogerador, instalação, torre e fundação da torre, são necessários R\$30.100,00 a mais, totalizando R\$80.000,00. No tocante a operação e manutenção são dispendidos R\$250,00 por ano.

**Quadro 1 – Especificações técnicas do aerogerador**

<b>Modelo</b>	SkyStream Land 3.7
<b>Potência nominal</b>	2.400 Watts
<b>Potência real</b>	2.100 Watts
<b>Alimentação da rede</b>	120/240 V, 60 Hz, bifásico
<b>Diâmetro do rotor</b>	3,72 metros
<b>Área varrida</b>	10,87 metros quadrados
<b>Velocidade de partida (cut-in)</b>	3,50 m/s
<b>Velocidade nominal do vento</b>	9,00 m/s
<b>Velocidade de sobrevivência</b>	63,00 m/s
<b>Vida útil</b>	20 anos

Fonte: SOUTHWEST, 2012

### 6.1.3.2 Dispositivo TEC

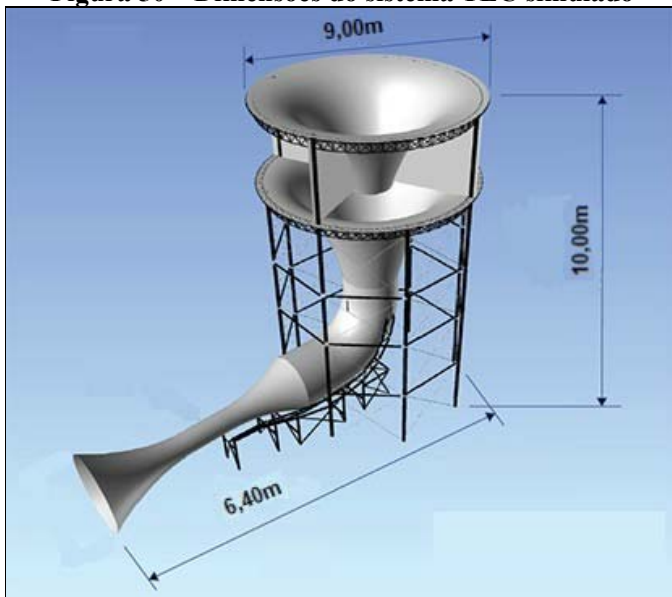
Por ser TEC um sistema dissociado da turbina, concentrado na aceleração de ar que aumenta a velocidade do vento no local do aerogerador, são necessárias considerações sobre suas dimensões de projeto para comportar a turbina escolhida em sua respectiva capacidade de geração, seu fator de aceleração do vento obtido através de testes realizados a ser utilizado nesta simulação, além de sua estimativa de custo.

Através de pesquisa junto a bibliografia deste dispositivo, foi dimensionado um modelo capaz de comportar o aerogerador escolhido na faixa dos 2 kW de geração. O Quadro 2 exibe as características do equipamento simulado, e a Figura 50 ilustra suas dimensões.

**Quadro 2 – Especificações técnicas do sistema TEC**

<b>Modelo</b>	TEC Rx 2kW
<b>Fator de aceleração de velocidade do vento (projetado)</b>	2,6
<b>Fator de aceleração de velocidade do vento (real)</b>	1,8
<b>Material de construção</b>	Fibra de vidro
<b>Proteção de velocidade e vibração</b>	>1.400 RPM
<b>Altura do captador</b>	10,00 metros
<b>Diâmetro do captador</b>	9,00 metros
<b>Largura horizontal do dispositivo</b>	6,40 metros
<b>Diâmetro do corpo do dispositivo</b>	7,00 metros
<b>Diâmetro no Venturi</b>	4,00 metros

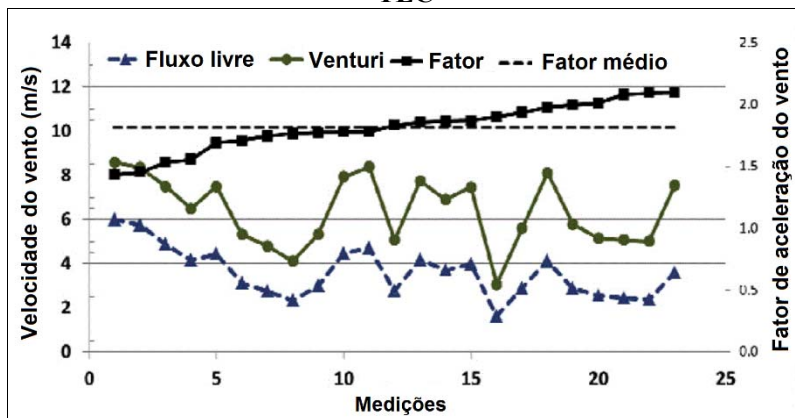
Fonte: SHEERWIND, 2016

**Figura 50 – Dimensões do sistema TEC simulado**

Fonte: O Autor, 2016

Com relação ao fator de aceleração a ser atribuído na simulação, este foi obtido por meio dos testes de campo realizados no sistema TEC, conforme a Figura 51 que demonstra o comportamento do sistema durante 25 simulações distintas realizadas por Allaei e Andreopoulos, nas quais o comportamento do dispositivo imprime um fator de aceleração do vento entre 1,5 e 2,1 com um valor médio de cerca de 1,8. Portanto, para fins do comparativo do presente estudo será admitido no software HOMER o fator de escala de aceleração do vento da ordem de 1,8 (ALLAEI, ANDREOPOULOS, 2014).

**Figura 51 – Comportamento do fator de aceleração do dispositivo TEC**



Fonte: Adaptado de Allaei; Andreopoulos e Tarnowski, 2015

Um levantamento de custos junto à bibliografia relacionada, além de uma pesquisa de mercado junto a empresas construtoras de dispositivos em fibra de vidro revelou que para a construção do dispositivo, a fundação da torre e do aerogerador, admitem-se valores na ordem de R\$19.000,00 por kW para micro e minigeração, além de um custo de operação e manutenção anual em torno de R\$300,00 tendo em vista sua conservação. No cenário do comparativo em questão, com o valor do aerogerador em R\$49.900,00, o custo do sistema TEC composto pelo dispositivo, suas fundações que exigem construção *in-loco* e instalação seria de R\$38.000,00, totalizando R\$87.900,00.

### 6.1.3.3 Medidor de energia e tarifas da rede

Para o funcionamento do sistema de microgeração, faz-se necessária a instalação de um medidor bidirecional de energia. Tal medidor é fornecido e instalado pela CELESC. Segundo apurado junto a concessionária, a mesma fornece-o ao usuário, não há custo deste medidor para o mesmo.

Para a simulação do presente estudo, vigente na área de concessão da CELESC, o consumidor residencial selecionado é classificado na classe Residencial B1. A tarifa a ser utilizada na simulação corresponde ao valor objeto da Resolução Homologatória nº 2.120, de 16 de agosto de 2016. Além disto, para a simulação em questão a tarifa



escolhida é a de modalidade convencional, de ordem monômnia, ou seja, aplicado o mesmo valor independentemente do horário de utilização.

O valor final da tarifa convencional a ser utilizada é disponibilizado por meio de resolução no site da concessionária e pode ser visto no Quadro 3. Para o cálculo do valor com os impostos, conforme a referida resolução, pode incidir a taxa de 12% (consumo até 150 kWh) ou 25% (consumo acima de 150 kWh) para ICMS dependendo da faixa de consumo, sendo que para a simulação em questão será adotada no software a taxa única de 25%, além de 6,73% de PIS/COFINS, taxa incidente no mês de setembro/2016. Também deve ser levado em conta o custo de disponibilidade, valor cobrado pela concessionária para os meses onde não há consumo ou ele é inferior ao equivalente a 30 kWh, porém o mesmo não se aplica a este estudo, uma vez que em ambos os cenários o consumo das simulações requer um valor superior a 30 kWh da rede.

**Quadro 3 – Valores da tarifa na modalidade convencional**

<b>TARIFA</b>	<b>RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA N° 2.120</b>	
<b>Tarifa em R\$/kWh – Residencial B1</b>	Sem impostos	Com Impostos: ICMS e PIS/COFINS
	0,4314200	0,5683096

Fonte: Adaptado de CELESC, 2016.

## 6.2 MODELAGEM DO SISTEMA

A modelagem do sistema foi baseada nas premissas do estudo comparativo, tendo como cenário a utilização de um consumidor de baixa tensão. Optou-se então pela aquisição de dados referentes à residência de moradia do autor deste estudo, classificando-a como padrão e fornecendo assim as características necessárias para levantamento dos custos que englobam a microgeração residencial e a simulação proposta. Tal residência tomada como cenário consiste em uma edificação de porte médio contendo 140 m<sup>2</sup>, habitada por três pessoas. O consumo de energia durante os últimos 12 meses, período objeto do referido estudo, medido pela concessionária local é exibido na Tabela 5.

**Tabela 5 – Consumo de energia dos últimos doze meses na residência estudada**

<b>MÊS/ANO</b>	<b>ENERGIA (kWh)</b>
Outubro/2015	150
Novembro/2015	143
Dezembro/2015	152
Janeiro/2016	166
Fevereiro/2016	167
Março/2016	149
Abril/2016	187
Maió/2016	179
Junho/2016	186
Julho/2016	180
Agosto/2016	181
Setembro/2016	196
<b>TOTAL</b>	<b>2.036</b>

Fonte: O Autor, 2016

Parte-se então para a elaboração das topologias de geração, tendo como base a carga descrita pela residência, com a instalação dos dois dispositivos propostos na mesma, conforme descrito a seguir.

### 6.2.1 Comparativo simulado

O estudo demonstra dois casos hipotéticos de utilização da energia eólica em um mesmo cenário. Possuem como premissa a conexão simultânea à rede da distribuidora, a carga utilizada pela residência do autor determinada como padrão de consumidor de baixa tensão, sua tarifação convencional monômnia. Configura-se assim como comparativo para uma residência padrão em meio urbano na região da grande Florianópolis – SC. Os casos simulados são:

- a) Geração por Torre Eólica Geradora com conexão à rede: primeiramente o comparativo baseia-se na simulação da implantação de um aerogerador SkyStream 3.7 na referida residência por meio de uma torre eólica geradora, método estabelecido como convencional, utilizando como fonte de dados a medição de ventos no fluxo livre, e altura do aerogerador em 15 metros.

- b) Geração por Turbina Eólica Canalizada com conexão à rede: por outro lado, será simulada a utilização do mesmo aerogerador SkyStream 3.7 na mesma residência, porém disposto dentro de um dispositivo TEC que captará o vento na altura de 10 metros. Porém, neste caso será utilizado como fonte de recurso natural a medição dos ventos multiplicada por um fator de escala de aceleração do vento, que, conforme bibliografia é de 1,8 vezes a velocidade medida no fluxo livre.

São diferenças primordiais o custo de implantação de cada sistema e a velocidade de fluxo de ar a incidir sob os mesmos.

### 6.3 SIMULAÇÃO

Neste estágio serão realizadas as simulações dos dois cenários comparativos, buscando como resultados sua eficiência, o custo de implantação de cada sistema, seu custo de operação, o NPC, o custo de energia, sua quantidade gerada e demais fatores relevantes.

#### 6.3.1 Princípios

Os dados comuns aos dois distintos sistemas simulados são elucidados a seguir:

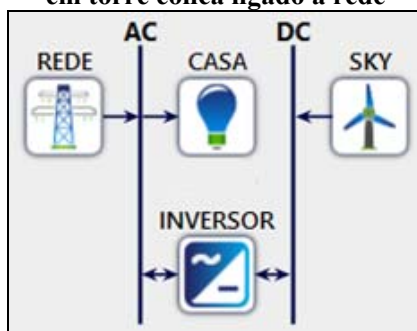
- a) Conexão simultânea à rede para aquisição de créditos de energia junto à concessionária (CELESC) através do sistema de compensação, sendo a energia disponibilizada à rede com o mesmo valor da tarifa aplicada;
- b) Período total da simulação de 20 anos, uma vez que a vida útil do aerogerador escolhido é esta;
- c) Taxa de desconto traduzida pela SELIC, de 14,25% (IBGE, 2016);
- d) O perfil de carga simulado é igual em todas as simulações;
- e) A característica de desempenho do inversor é a mesma independente do cenário, uma vez que o mesmo é integrado ao aerogerador.

A partir da definição dos princípios inerentes ao estudo, têm-se pela frente a fase de simulação dos dois cenários modelados, com o intuito de obter seu valor de NPC, custos referente à energia e ao potencial gerador.

### 6.3.2 Geração por meio de Torre Eólica Geradora com conexão à rede

Esta simulação consiste na utilização do aerogerador SkyStream 3.7 disposto no topo de uma torre eólica geradora com altura de 15 metros, método concebido como tradicional, e atribuídos valores de velocidade do vento iguais aos medidos pela estação do INMET. Tal sistema está conectado à rede da concessionária através de um inversor de frequência homologado que é parte integrante do aerogerador. A Figura 52 mostra a topologia desta simulação.

**Figura 52 – Topologia do sistema com a utilização do aerogerador em torre eólica ligado à rede**



Fonte: O Autor, 2016

Na topologia simulada no software (Figura 52), é possível visualizar que o sistema está conectado à rede da concessionária (REDE), através de uma linha em corrente alternada (AC) que alimenta a carga residencial. Um inversor de frequência (INVERSOR) faz a interligação do sistema de geração em corrente contínua (DC), sendo nesta simulação o gerador eólico SkyStream 3.7 disposto no topo da torre eólica geradora (SKY).

Os resultados desta simulação podem ser visualizados na Tabela 6. São apresentados os dados referentes ao custo inicial do sistema, custo operacional anual, ou seja, quanto será pago de energia ao longo do período de 1 ano simulado, além do NPC total do período já anteriormente descrito, o custo de energia por kWh e o quanto foi produzido no período.

O software HOMER calcula ainda, no cenário presente o quanto de energia será necessária ser adquirida da rede, e o quanto poderia ser gerado junto ao sistema de compensação da mesma.

**Tabela 6 – Resultado da simulação de torre eólica geradora**

	CUSTO OPERACIONAL (R\$)	NPC (R\$)	CUSTO DA ENERGIA (R\$/kWh)	CAPACIDADE NOMINAL DE PRODUÇÃO (kWh/Ano)	ENERGIA ADQUIRIDA DA REDE (kWh)	ENERGIA GERADA (kWh)
<b>REDE ELÉTRICA</b>	1.157,00	7.553,00	0,568	-	2.036	-
<b>TORRE EÓLICA GERADORA</b>	1.023,00	88.041,00	6,39	343	1.801	74

Fonte: O Autor, 2016.

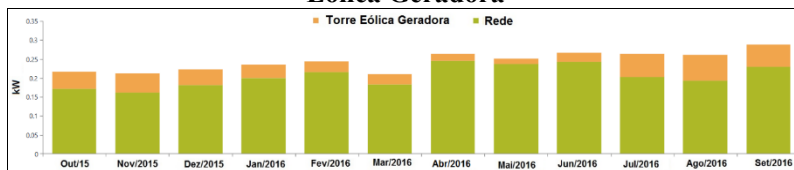
Nessa simulação é possível verificar que a residência necessita de 2.036 kWh para atendimento de sua demanda. O sistema por meio de torre eólica geradora possui um custo de energia na ordem de R\$6,39/kWh, além de um NPC bastante considerável, R\$88.041,00. Terão de ser adquiridos R\$1.023,00 em energia provinda da rede.

Tendo como base a velocidade média do vento nos últimos doze meses no fluxo livre, que é de 1,90 m/s, a simulação com o HOMER apresenta a capacidade nominal de geração do sistema. Desta maneira, caso a velocidade média dos últimos doze meses fosse constante seria possível gerar durante o período de 1 ano apenas 343 kWh.

A análise com o software HOMER indicou um cenário de compensação junto à rede. Neste caso, tendo em vista a incidência de baixa velocidade no aerogerador, seriam necessários adquirir 1.801 kWh da rede, e, seria possível obter apenas 74 kWh de créditos da concessionária ao final do período estudado.

Conforme a Figura 53 e a Tabela 7, a simulação com o software HOMER resultou em um comportamento do consumo do sistema de compensação, exibindo a utilização do aerogerador SkyStream disposto na torre eólica geradora concomitantemente a rede, fornecendo a quantidade de energia que é utilizada provinda do aerogerador e da concessionária a cada mês. Tal simulação realizada graças ao conhecimento exato da disposição da velocidade do vento revela os períodos onde faz-se necessária a compra de maior ou menor quantidade de energia da rede, e quando é possível gerar créditos para compensação posterior.

**Figura 53 – Utilização mensal média das fontes de energia – Torre Eólica Geradora**



Fonte: O Autor, 2016

**Tabela 7 – Demonstrativo da energia utilizada no período estudado – Torre Eólica Geradora**

UTILIZAÇÃO MENSAL		
MÊS/ANO	ENERGIA COMPRADA(kWh)	ENERGIA GERADA PARA POSTERIOR CRÉDITO (kWh)
Outubro/2015	128	8
Novembro/2015	109	10
Dezembro/2015	136	8
Janeiro/2016	144	5
Fevereiro/2016	160	4
Março/2016	132	4
Abril/2016	182	3
Mai/2016	176	1
Junho/2016	174	2
Julho/2016	150	11
Agosto/2016	139	11
Setembro/2016	171	7
<b>TOTAL</b>	<b>1.801</b>	<b>74</b>

Fonte: O Autor, 2016

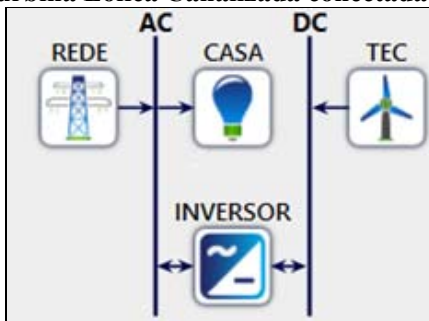
De posse de tais dados são notórios os períodos em que o sistema de geração por meio da torre eólica geradora será capaz de fornecer quantidade de energia ao consumidor, exibindo a quantidade necessária para fomento da utilização por meio da rede, além da quantidade acumulada para posterior utilização dos créditos provindos da mesma. Verifica-se que a quantidade de energia gerada pelo dispositivo é pequena, fato este diretamente relacionado a incidência de ventos de baixa velocidade no período estudado. Em todos os meses do ano o dispositivo é capaz de gerar energia, tendo seu pico em julho e agosto de

2016. Em contrapartida, faz-se necessária a compra de energia da concessionária em todos os meses, sendo o mês de abril de 2016 o período mais necessitado.

### 6.3.3 Geração por meio de Turbina Eólica Canalizada e conexão à rede

Esta simulação está baseada no uso do mesmo aerogerador SkyStream 3.7, porém seu emprego se dá no interior de um dispositivo TEC. Neste cenário são utilizados valores de velocidade do vento com um fator de escala de 1,8 vez aplicada à medida no fluxo livre, ou seja, o software HOMER simulará a geração do mesmo aerogerador, porém, incrementando todas as velocidades medidas por um fator de aceleração de 1,8. Este sistema também está ligado à rede da concessionária por meio do mesmo inversor de frequência homologado que é parte integrante do aerogerador SkyStream. A Figura 54 exhibe a topologia acerca desta simulação, que é similar a outrora realizada, porém com dados divergentes inseridos para outro dispositivo.

**Figura 54 – Topologia do sistema com a utilização do aerogerador em Turbina Eólica Canalizada conectada à rede**



Fonte: O Autor, 2016

Na nova topologia simulada no software (Figura 54), similarmente à outrora realizada para utilização do aerogerador disposto na torre eólica geradora, é possível também notar que o sistema é ligado à rede da concessionária (REDE), através de uma linha em corrente alternada (AC) que alimenta a mesma carga residencial. Um inversor de frequência (INVERSOR) faz a interligação do sistema de geração em corrente contínua (DC), porém agora o gerador eólico SkyStream 3.7 está disposto no interior da estrutura canalizada o qual é movido ao fluxo de

vento captado na altura de 10 m do dispositivo (exibida no software por TEC).

A Tabela 8 apresenta novamente os resultados acerca desta simulação em dados referentes ao custo inicial do sistema, custo operacional anual, ou seja, quanto será pago de energia ao longo do período de 1 ano simulado, além do NPC, o custo de energia por kWh, a produção nominal no período, o quanto seria adquirido da rede e o quanto seria contabilizado para o sistema de compensação junto a concessionária de energia elétrica.

**Tabela 8 – Resultado da simulação do sistema TEC**

	CUSTO OPERACIONAL (R\$)	NPC (R\$)	CUSTO DA ENERGIA (R\$/kWh)	CAPACIDADE NOMINAL DE PRODUÇÃO (kWh/Ano)	ENERGIA ADQUIRIDA DA REDE (kWh)	ENERGIA GERADA (kWh)
REDE ELÉTRICA	1.157,00	7.553,00	0,568	-	2.036	-
TURBINA EÓLICA CANALIZADA	441,90	92.130,00	5,01	1.671	1.390	778

Fonte: O Autor, 2016.

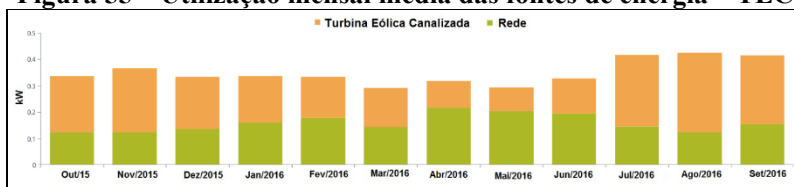
Nesta simulação, o sistema por meio de turbina eólica canalizada possui um custo de energia na ordem de R\$5,01, além de um NPC da ordem de, R\$92.130,00. Novamente seria necessário adquirir energia da concessionária, na ordem de R\$441,90.

Embasado no novo cenário, onde fora submetido na análise com o software HOMER um fator de aceleração da velocidade do vento de 1,8, o resultado apresenta agora uma capacidade nominal de geração do sistema, fundamentando-se na velocidade média de 3,42 m/s. Assim, assumindo-se tal velocidade como constante no período estudado, seria possível gerar durante o período de 1 ano 1.671 kWh.

A simulação com o software HOMER exibiu o cenário de compensação em que tal valor seria obtido em créditos. Neste caso, seria necessário adquirir 1.390 kWh da rede, e, obter 778 kWh de créditos junto à concessionária ao final do período estudado.

O resultado do desempenho do consumo no sistema de compensação, pode ser visualizado pelo gráfico constante na Figura 55 e, detalhadamente pela Tabela 9. Mais uma vez, tal simulação é viabilizada graças ao conhecimento da disposição da velocidade do vento, além de seu fator de aceleração obtido por meio de testes em campo, onde é possível conhecer os períodos os quais é necessária a compra de maior ou menor quantidade de energia da rede, e quando é possível gerar créditos para compensação posterior.



**Figura 55 – Utilização mensal média das fontes de energia – TEC**

Fonte: O Autor, 2016

**Tabela 9 – Demonstrativo da energia utilizada no período estudado – TEC**

UTILIZAÇÃO MENSAL		
MÊS/ANO	ENERGIA COMPRADA(kWh)	ENERGIA GERADA PARA POSTERIOR CRÉDITO (kWh)
Outubro/2015	92	76
Novembro/2015	82	93
Dezembro/2015	101	73
Janeiro/2016	115	63
Fevereiro/2016	132	59
Março/2016	103	51
Abril/2016	161	34
Mai/2016	152	26
Junho/2016	140	37
Julho/2016	109	96
Agosto/2016	89	97
Setembro/2016	114	74
<b>TOTAL</b>	<b>1.390</b>	<b>778</b>

Fonte: O Autor, 2016

Os dados elucidam que, para o caso do sistema formulado por TEC, é necessária a compra de energia da rede em menor quantidade. É possível gerar energia para a rede durante todos os meses do período estudado em maior quantidade que o método convencional. Tais resultados são similares aos fornecidos pela simulação do sistema de torre eólica geradora, uma vez que possuem como fonte chave o comportamento dos ventos para o local estudado. Assim, também na simulação do sistema TEC, os meses de maior geração para a rede são

agosto e julho de 2016, e de maior compra de energia da concessionária, abril de 2016.

## 6.4 COMPARATIVO ENTRE AS SIMULAÇÕES REALIZADAS

A partir da elaboração das duas simulações propostas, por meio do aerogerador SkyStream 3.7 na torre eólica geradora e na utilização do sistema por meio de TEC foi possível observar discrepâncias obtidas nos valores que tangem a viabilidade de cada sistema.

### 6.4.1 NPC – Custo Total Presente Líquido

Um importante resultado das simulações é o menor NPC em relação à utilização da rede elétrica, que demonstra o custo total do sistema em todo seu período de vida útil. Primeiramente, chega-se à conclusão de que em nenhum dos casos simulados o sistema de microgeração obtém um valor de NPC menor que o valor obtido apenas com a conexão com a rede elétrica que é resultado da soma dos valores de custo operacional aplicada a taxa de desconto acumulada a cada ano no período da simulação, configurando-se assim o fornecimento de energia pela rede da concessionária como sendo a melhor opção econômica. A Figura 56 demonstra a diferença com relação aos valores obtidos de NPC. É possível visualizar uma diferença pouco significativa entre os cenários de geração, onde, no geral, a rede elétrica ainda é a melhor opção, seguido pelo sistema convencional, e, por fim o dispositivo TEC.

**Figura 56 – Diferença entre valores de NPC nas simulações realizadas**



Fonte: O Autor, 2016

Tendo em vista o alto custo inicial dos sistemas de geração eólica, e que não há necessidade de dispendir valores para o fornecimento da rede, torna-se a diferença entre o fornecimento apenas da rede com relação aos sistemas de geração renovável alta, e, para os dois sistemas eólicos uma diferença pequena de gasto, da ordem de R\$4.089,00 com vantagem econômica para o sistema convencional, que apresenta NPC menor que o TEC. Tais valores podem ser visualizados por meio da Tabela 10.

**Tabela 10 – Valores de NPC encontrados nas simulações**

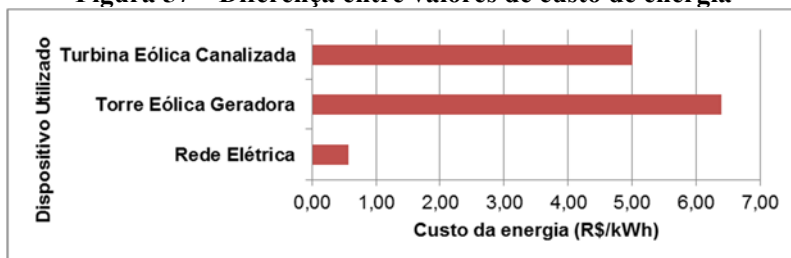
<b>SISTEMA</b>	<b>VALOR DE NPC (R\$)</b>
<b>REDE ELÉTRICA</b>	7.553,00
<b>TORRE EÓLICA GERADORA</b>	88.041,00
<b>TURBINA EÓLICA CANALIZADA</b>	92.130,00

Fonte: O Autor, 2016

### 6.4.2 Custo da Energia

Por meio da Figura 57 é possível perceber a variação na utilização dos dispositivos aqui citados, mas, com relação ao custo da energia no período simulado. Mais uma vez o custo de se estar apenas conectado à rede se sobressai frente aos métodos comparados. Porém o sistema TEC apresenta custo de energia mais baixo que o sistema convencional.

**Figura 57 – Diferença entre valores de custo de energia**



Fonte: O Autor, 2016

No caso do custo de energia, o contraste entre valores (Tabela 11) é significativo, primeiramente, se comparado ao valor mais baixo, no caso da rede, o sistema TEC apresenta a ordem de R\$4,44 de diferença a mais. Porém, se comparado ao método tradicional, TEC traz ganhos de R\$1,38 por kWh, configurando-se como sistema mais vantajoso frente as torres eólicas geradoras neste quesito.

**Tabela 11 – Valores de custo de energia obtidos**

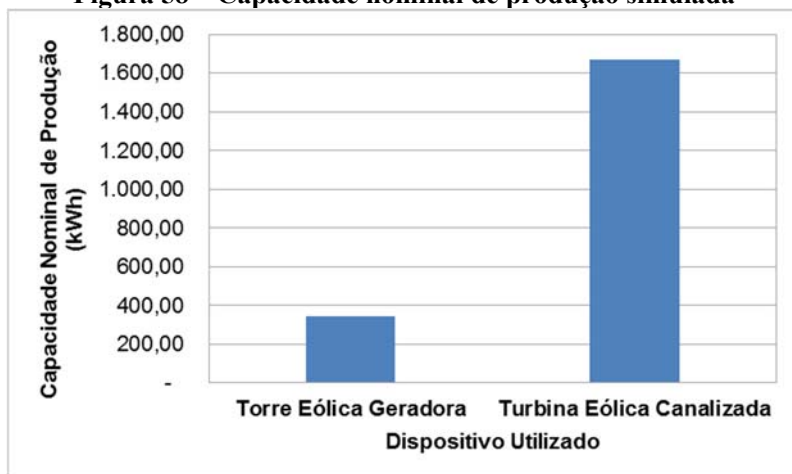
<b>SISTEMA</b>	<b>CUSTO DE ENERGIA (R\$/kWh)</b>
<b>REDE ELÉTRICA</b>	0,568
<b>TORRE EÓLICA GERADORA</b>	6,390
<b>TURBINA EÓLICA CANALIZADA</b>	5,010

Fonte: O Autor, 2016

### 6.4.3 Capacidade nominal de produção

No que diz respeito à capacidade nominal dos sistemas, onde a análise com o software HOMER simula a quantidade que seria gerada durante o período de 1 ano na velocidade média constante, o sistema TEC poderia vir a gerar 1.671 kWh a uma velocidade média de 3,42 m/s, contra 343 kWh do sistema convencional por meio de torre eólica geradora que utiliza uma velocidade média mais baixa, de 1,90 m/s. Essa diferença significativa de possibilidade de geração traduz-se em um cenário com uma produção acumulada superior no período estudado, descrito pela Figura 58, onde são exibidos apenas os cenários onde se gera energia, excluindo-se a rede.

**Figura 58 – Capacidade nominal de produção simulada**



Fonte: O Autor, 2016

No cenário de utilização do sistema TEC, o ganho em produção nominal significativo simulado com o software HOMER foi de aproximadamente 4,9 vezes superior considerando que este valor é encontrado com base no fator de aceleração do vento submetido de 1,8.

### 6.4.4 Comportamento no sistema de compensação

No que diz respeito a interação com o sistema de compensação, o dispositivo TEC conseguiu ser superior em geração junto à rede, tanto quanto a energia a ser adquirida da mesma. Por meio da Tabela 12 é

possível visualizar o comportamento de cada simulação onde novamente são expostas apenas as situações onde se gera energia, excluindo-se a rede.

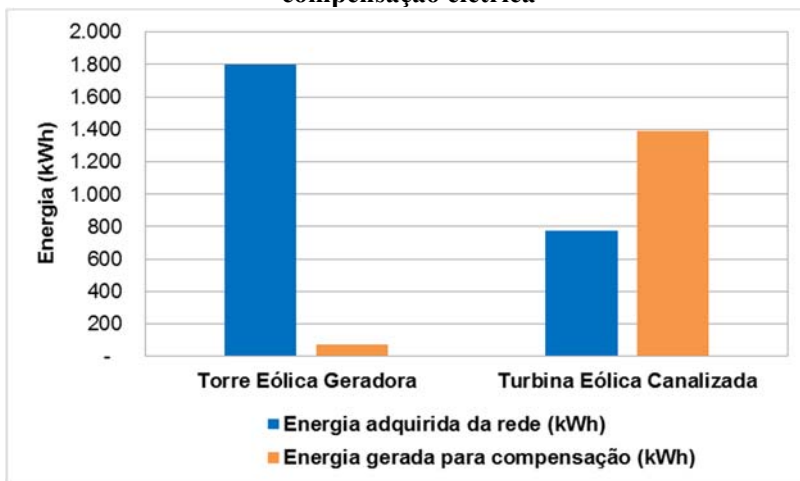
**Tabela 12 – Comportamento no sistema de compensação junto a rede**

SISTEMA	ENERGIA ADQUIRIDA DA REDE (kWh)	ENERGIA GERADA PARA COMPENSAÇÃO (kWh)
TORRE EÓLICA GERADORA	1.801	74
TURBINA EÓLICA CANALIZADA	778	1.390

Fonte: O Autor, 2016

Conforme demonstrado no gráfico do comportamento junto ao sistema de compensação (Figura 59), com relação ao sistema tradicional de torre eólica geradora, o sistema TEC alcançou aproximadamente 18,8 vezes a mais de produção para compensação, e, em contrapartida economizou aproximadamente 131,5% da energia a ser comprada da rede no período estudado, sinalizando uma real vantagem de utilização.

**Figura 59 – Demonstrativo do comportamento no sistema de compensação elétrica**



Fonte: O Autor, 2016

## 7 CONCLUSÕES

A proposta deste estudo foi dissertar e verificar a viabilidade técnica e econômica das TECs, em contrapartida às torres eólicas geradoras, modelo de geração eólica predominante no panorama mundial. A análise se deu especificamente na simulação do comportamento de ambos os sistemas durante o período de doze meses. Por fim, foram analisados os dados obtidos provenientes das simulações com a finalidade de verificar os aspectos econômicos e de viabilidade de cada método. A viabilidade de geração para autossuficiência por meio de um dispositivo ainda embrionário é possível, porém necessita de maiores estudos e testes. Aspectos como seus custos, Custo Total Presente Líquido e potencial gerador devem ser colocadas em pauta uma vez que se pretende discutir sua viabilidade.

De posse das simulações realizadas com as duas tipologias (Tabela 7) possíveis de geração distribuída propostas neste estudo, não é possível encontrar nenhum arranjo em que o Custo Total Presente Líquido (NPC) seja menor que o NPC do sistema apenas conectado à rede. Chegase à conclusão que com as características atuais de custo de implementação nenhum dos dois sistemas simulados de geração eólica é viável economicamente, sendo a melhor escolha permanecer ainda conectado ao sistema da concessionária.

**Tabela 13 – Resultado das simulações**

	CUSTO OPERACIONAL (R\$)	NPC (R\$)	CUSTO DA ENERGIA (R\$/kWh)	CAPACIDADE NOMINAL DE PRODUÇÃO (kWh/Ano)	ENERGIA ADQUIRIDA DA REDE (kWh)	ENERGIA GERADA (kWh)
REDE ELÉTRICA	1.157,00	7.553,00	0,568	-	2.036	-
TORRE EÓLICA GERADORA	1.023,00	88.041,00	6,39	343	1.801	74
TURBINA EÓLICA CANALIZADA	441,90	92.130,00	5,01	1.671	1.390	778

Fonte: O Autor, 2016

Quanto à análise comparativa em questão, omitindo-se a rede da concessionária, o sistema por meio de Turbinas Eólicas Canalizadas (TEC) apresentou números de desempenho superiores frente ao método convencional de Torres Eólicas Geradoras. Com relação à produção de energia, graças ao fator de escala de aceleração do vento, resultados consideráveis foram observados. Primeiramente a capacidade nominal de produção com valor aproximadamente 4,9 vezes superior frente ao

método comparado. Destaca-se o desempenho do sistema TEC no comportamento junto ao sistema de compensação. Neste caso, o dispositivo TEC se sobressai tanto em geração enviada à rede, quanto no tocante a necessidade de comprar energia da concessionária. Foram observados ganhos da ordem de 18,8 vezes créditos gerados em energia e a economia de aproximadamente 131,5% de energia adquirida da rede.

No que diz respeito aos dados econômicos, o sistema TEC possui custo de energia cerca de 27,5% inferior ao da geração eólica comum. Porém o valor de NPC é um pouco maior, resultando em uma diferença de gasto na ordem de R\$4.089,00.

Sugere-se como tema de trabalhos futuros a construção de um dispositivo TEC de maneira a fomentar seu estudo embasado no monitoramento de seu comportamento e verificação real de suas capacidades técnicas e econômicas. Visto que uma vez simulado o sistema apresenta bom comportamento e pode superar o método convencional de geração eólica, tendo potencial para se destacar no mercado eólico no que diz respeito à maior produção de energia e melhor aproveitamento do potencial gerador, sem alterar as condições do local onde será instalado o equipamento.



## REFERÊNCIAS

AL-BAHADLY, Ibrahim; PETERSEN, A.F.T: A Ducted Horizontal Wind Turbine for Efficient Generation. **Intech Open**, Rijeka, Croatia, v. 4, n. 25, p. 622-643, abril. 2011.

ALLAEI, Daryoush; ANDREOPOULOS, Yannis; TARNOWSKI, David. Invelox With Multiple Wind Turbines Generator Systems. **Energy**, New York, v. 69, n. 3, p. 1030-1040, outubro. 2015.

ALLAEI, Daryoush; ANDREOPOULOS, Yannis. INVELOX: Description of a new concept in wind power and its performance evaluation. **Energy**, New York, v. 93, n. 9, p. 344-336, abril. 2014.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica**. 1 ed. Brasília: Aneel, 2014.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). **Energia Eólica no Brasil e Mundo**. 3 ed. Brasília: Aneel, 2014.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). **Resolução Normativa 482**. 17 de abril de 2012.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). **Resolução Normativa 517**. 11 de dezembro de 2012.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). **Resolução Normativa 687**. 24 de novembro de 2015.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). **Nota Técnica nº 247/2012**. 26 de Julho de 2012.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3 ed. Brasília: Aneel, 2008.

AZEVEDO, Abílio C. S.; BARBOSA, Wilson. Geração Distribuída: Vantagens e Desvantagens. In: II Simpósio de Estudos e Pesquisas em Ciências Ambientais na Amazônia, 2013, Belém (PA). **Anais...** Belém (PA): UFPA 2013, 1CD

BEZERRA, Sibelly; ARAÚJO, Paulo. Aspectos Regulatórios da Utilização de Aerogeradores na Micro e Minigeração Distribuída. In: Brazil Windpower, 2015, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Brazil Windpower 2015, 1CD

BIER, Lucile; VERDUM, Roberto. Percepção da Paisagem: Aerogeradores em Tapes (RS). **Revista Espaço Aberto**, Rio de Janeiro, RJ, v. 4, n. 70, p. 47-64. 2014.

BURTON, et al. **Handbook of Wind Energy**. 1 ed. West Sussex, England: Wiley, 2001.

CANALES, Fausto; BELUCO, Alexandre. Modeling pumped hydro storage with the micropower optimization model (HOMER). **J. of Renewable and Sustainable Energy**, New York, v. 6, n. 69, p. 12-20, agosto 2014.

COIMBRA, Cláudia Maria. **Perspectiva de Inserção da Energia Eólica na Matriz Energética Nacional: Um Projeto Para a Eletrificação de Uma Vila Isolada – Análise Comparativa: Sistema Eólico x Sistema Diesel**. Rio de Janeiro: UFRJ, 1999. 238 p. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1999.

COSTA, Rafael Raizer Matozo da. **Microgeração em Meio Urbano: Um Estudo de Caso na Cidade de Curitiba**. Curitiba: LACTEC, 2014. 142 p. Dissertação (Mestrado) Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - LACTEC, Curitiba, 2014.

CUSTÓDIO, Ronaldo. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica**. 1 ed. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2007.

DNV. **Guidelines for Design of Wind Turbines**. 2nd ed. Denmark: DNV/Riso, 2009.

DUTRA, Ricardo Marques. **Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica Face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2001. 309 p. Dissertação (Mestrado) Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.

FADIGAS, Eliane A. Faria Amaral. **Energia Eólica**. 1 ed. Barueri, SP: Manole, 2011.

FRANÇOIS, Davi E.; ALÉ, Jorge A. V.. Perspectivas do Uso de Pequenos Aerogeradores Conectados à Rede Elétrica. **Centro de Energia Eólica da PUCRS**, Porto Alegre, v. 3, n. 1, p. 54-65, fevereiro. 2013.

FREITAS, M. R. Bruno de; HOLLANDA, Lavinia. **Micro e Minigeração no Brasil: Viabilidade Econômica e Entraves do Setor**. 1 ed. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2015.

GIL, Antonio Carlos. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 1 ed. São Paulo: Atlas, 1991. *apud* Menezes, 2005 *Op. cit.*

GRANT, Andy; BENG, Nick Kelly: A Ducted Wind Turbine Simulation Model For Building Simulation. **Building Services Engineering Research and Technology**, Thousand Oaks, CA, USA v. 25, n. 69, p. 657-668, novembro. 2004.

GRANT Andy; BENG, Nick Kelly. The development of a ducted wind turbine simulation model. In: Eighth international IBPSA conference, Eindhoven. **Anais...** Eindhoven: ENERGY, 2003. 1CD;

HAU, E. **Wind Turbine Applications: Fundamentals, Technologies, Application, Economics**. 2 ed. Germany: Springer 2005.

JOHNSON L., Gary. **Wind Energy Systems**. Eletronic Edition. Manhattan. 2001.

LACTEC. **Manual de Avaliação Técnico-Econômica de Empreendimentos Eólico-Elétricos**. 1 ed. Curitiba, PR: Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento – LACTEC, 2012

LAMBERT, Tom; GILMAN, Paul; LILIENTHAL, Peter. **Micropower System Modeling With HOMER**. 1 ed. Waco, TX: John Wiley & Sons, Inc, 2006.

LAKATOS, Eva Maria; MARCONI, Marina de Andrade. **Metodologia científica**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 1991.

LAWN, J.C.: Optimization of the Power Output from Ducted Turbines. **Journal of Power and Energy - Sage**, Oxford, UK, v. 217, n. 4, p. 107-117, fevereiro. 2003.

LUNA, Sergio Vasconcelos de: **Planejamento de pesquisa: uma introdução**. São Paulo: EDUC, 1997.

MANASSES, G. Carneiro; CEQUEIRA, Bruno. Participação da Geração Eólica em Leilões de Energia e sua Contribuição em Tempos de Crise Energética. **Revista Brasileira de Energias Renováveis**, Curitiba, PR, v. 5, n. 3, p. 51-64, outubro. 2016.

MANFREN, Massimiliano; CAPUTO, Paola; COSTA, Gaia. Paradigm shift in urban energy systems through distributed generation: Methods and models. **Energy**, New York, v. 36, n. 23, p. 1032-1048, novembro. 2010.

MANWELL, J.F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A.L.. **Wind Energy Explained - Theory, Design and Application** . 2nd ed. United Kingdom: Wiley , 2010.

MELO, Marcelo Silva de Matos. **Energia Eólica: Aspectos Técnicos e Econômicos**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2012. 137 p. Dissertação (Mestrado) Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

MOHAMMAD, Saad Alam; GAO, David. Modeling and Analysis of a Wind/PV/Fuel Cell Hybrid Power System in HOMER. In: Second IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, 2007, Cookeville. **Anais...** Cookeville: USA Tennessee Technological University 2007, 1CD

MONTEZANO, Bruno Eduardo Moreira. **Estratégias para Identificação de Sítios Eólicos Promissores Usando Sistema de Informações Geográficas e Algoritmos Evolutivos**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2015. 196 p. Dissertação (Mestrado) Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

MORTENSEN, N. G.; L. LANDBERG, I. T.; PETERSEN, E. L. **Wind Atlas Analysis and Application Program (WasP)**. User's Guide, Ris National Laboratory. Roskilde, 1993.

PEPERMANS, et al. Distributed Generation: definition, benefits and issues. **Elsevier Energy - Energy Policy**, New York, v. 45, n. 3, p. 787-798, abril. 2005.

PETERSEN, E. L.; MORTENSEN, N. G.; LANDBERG, L.; HÜJSTRUP, J.; FRANK, H. P. Wind Power Meteorology. Part II: Siting and Models. **Wind Energy**, n. 2. 55-72. 1998

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

RODRIGUES, Rafael; ROSSI, Luiz. Performance of small wind turbines: simulation of electricity supply to loads connected to the public or isolated grid. **Journal of the Brazilian Association of Agricultural Engineering**, Jaboticabal, v. 36, n. 2, p. 281-290, abril. 2016.

RIBEIRO, Alan Emanuel Duailibe. **Análise da Influência da Localização, Área e Forma de Sítios no Potencial de Geração de Energia Elétrica de Pequena Escala no Brasil: Um Método Para as Fontes Solar e Eólica**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2015. 97 p. Tese (Doutorado) Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

SALLES, Ana Claudia Nioac de. **Metodologias de Análise de Risco para Avaliação Financeira de Projetos de Geração Eólica**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2004. 83 p. Dissertação (Mestrado) Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

SANTOS, Pedro Alvim de Azevedo. **Atmospheric Stability Impact on Small Wind Turbine Performance in a Complex Terrain**. Florianópolis: UFSC, 2014. 129 p. Dissertação (Mestrado) Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2014.

SEVERINO, Antonio Joaquim. **Metodologia do trabalho científico**. 23 ed. São Paulo: Cortez, 2007.

SHEERWIND AG. **INVELOX Rx 2kW**. Chaska, MN: Sheerwind, 2016. 2 p. Catalog

SHEPHERD, D.G. Historical Development of the Windmill. In: SPERA, S.A. **Wind Turbine Technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering**. New York: ASME Press, 1994. p. 1-46

SILVA, Jones Souza da; BELUCO, Alexandre. **Guia de Introdução para o HOMER Legacy**. 1 ed. Porto Alegre: UFRGS, 2012.

SILVA, Edna Lúcia da; MENEZES, Estera Muszkat. **Metodologia da pesquisa e elaboração de dissertação**. 4 ed. Florianópolis: UFSC, 2005.

SILVA, Neilton Fidelis. **Fontes de Energia Renováveis Complementares na Expansão do Setor Elétrico Brasileiro: O Caso da Energia Eólica**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2006. 263 p. Tese (Doutorado) Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

SOUTHWEST WINDPOWER. **SkyStream 3.7 – Manual do Proprietário**. 1 ed. Rio de Janeiro: Energia Pura, 2012.

STANKOVIC, S; CAMPBELL, N; HARRIES, A. **Urban Wind Energy**. 1 ed. London, UK: Earthscan, 2009.

VERSTEEG, H; MALALASEKERA, W. **An Introduction to Computational Fluid Dynamics: The Finite Volume Method**. 2 ed. Harlow, England: Prentice Hall, 2007.

VOGT, Hans Heinrich. **Análise Estrutural de Pás de Gerador Eólico de Pequeno Porte Feitas de Fibra Vegetal Brasileira**. Fortaleza: UFC, 2010. 136 p. Dissertação (Mestrado). Universidade Estadual do Ceará, Fortaleza, 2010.

WEBSTER, G. 110 Crow Rd. Glasgow Scotland. **DEVICES FOR UTILIZING THE POWER OF THE WIND**. Int CI<sup>2</sup> F03D1/04. US 4154556 A. 1 jun. 1977, 15 mai. 1979. United States Patent Webster, New York, n. 586, p.8

WILIS, H. Lee; SCOTT, G. Walter **Distributed Power Generation: Planning and Evaluation**. 1 ed. New York, NY: Marcel Dekker, 2000.

WOTTRICH, Breno. **Modelo Para a Análise Econômica e Financeira em Projetos de Geração Distribuída de Energia com Fontes Alternativas**. Santa Maria: UFSM, 2010. 106 p. Dissertação (Mestrado) Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2010.

WINDTEST. **Power performance measurement of the SkyStream 3.7 at Kaiser-Wilhelm-Koog, Germany according to IEC 61400-12-1 and BWEA**. [s.l.] WINDTEST Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH, nov. 2009.

ZHE, Li; BOYLE, Fergal; REYNOLDS, Anthony. Domestic application of micro wind turbines in Ireland: Investigation of their economic viability. **Energy**, New York, v. 22, n. 52, p. 64-74, outubro. 2011.