

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO UNIVERSITÁRIO NORTE DO ESPÍRITO SANTO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA**

BERNARDINO JOAQUIM QUINTAS

**ANÁLISE EXPERIMENTAL E COMPUTACIONAL
PARA EXTRAÇÃO DA MÁXIMA POTÊNCIA EM
AEROGERADORES DE PEQUENO PORTE**

**SÃO MATEUS
2016**

BERNARDINO JOAQUIM QUINTAS

**ANÁLISE EXPERIMENTAL E COMPUTACIONAL
PARA EXTRAÇÃO DA MÁXIMA POTÊNCIA EM
AEROGERADORES DE PEQUENO PORTE**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Centro Universitário Norte do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Energia.
Orientador: Prof. Dr. Wanderley Cardoso Celeste
Coorientador: Prof. Dr. Helder Roberto de Oliveira Rocha

SÃO MATEUS
2016

Dados Internacionais de Catalogação na publicação (CIP)
(Divisão de Biblioteca Setorial do CEUNES - BC, ES, Brasil)

Q7a Quintas, Bernardino Joaquim, 1978-
Análise experimental e computacional para extração de
máxima potência de aerogeradores de pequeno porte /
Bernardino Joaquim Quintas. – 2016.
123 f. : il.

Orientador: Wanderley Cardoso Celeste.
Coorientador: Hélder Roberto de Oliveira Rocha.
Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade Federal
do Espírito Santo, Centro Universitário Norte do Espírito Santo.

1. Túneis aerodinâmicos. 2. Turbina eólica. 3. Potência. 4.
Modelagem matemática. I. Celeste, Wanderley Cardoso. II.
Rocha, Hélder Roberto de Oliveira. III. Universidade Federal do
Espírito Santo. Centro Universitário Norte do Espírito Santo. IV.
Título.

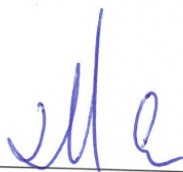
CDU: 620.9

ANÁLISE EXPERIMENTAL E COMPUTACIONAL PARA A EXTRAÇÃO DA MÁXIMA POTÊNCIA EM AEROGERADORES DE PEQUENO PORTE

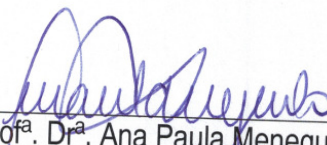
BERNARDINO JOAQUIM QUINTAS

Dissertação apresentada à Universidade Federal do Espírito Santo, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Energia, para obtenção do título de Mestre em Energia.

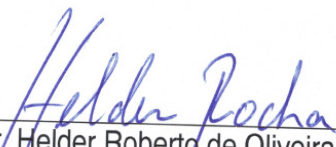
Aprovada: 26/02/2016.



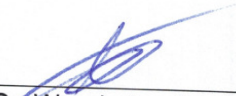
Prof. Dr. Daniel José Custódio Coura
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador Externo



Prof.ª Dr.ª Ana Paula Meneguelo
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador Interno



Prof. Dr. Helder Roberto de Oliveira Rocha
Universidade Federal do Espírito Santo
Coorientador



Prof. Dr. Wanderley Cardoso Celeste
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador

Agradecimentos

O ser humano não é um ser isolado, portanto acredito que não há nada que não façamos sem influência de forças externas. Sejam essas influências na vida social, acadêmica ou profissional. Por esta razão, quero começar esta dissertação por agradecer ao todo poderoso Jeová por cada minuto que posso respirar.

Também gostaria de expressar os meus mais sinceros reconhecimentos de apoio aos meus orientadores, Prof. Dr. Wanderley Cardoso Celeste e Prof. Dr. Helder R. O. Rocha.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq, pela bolsa, sem a qual não seria possível realizar este trabalho.

Em geral gostaria de agradecer a minha família, amigos, colegas por me fazerem entender a vida de uma perspectiva diferente.

Por último, mas não menos importante, gostaria de dizer obrigado a todos que diretamente ou indiretamente me ajudaram para a realização deste trabalho.

“A melhor maneira de melhorar o padrão de vida
está em melhorar o padrão de pensamento”

A. Anderson

Resumo

A produção de energia elétrica por meio de sistemas eólicos tem aumentado cada vez mais na esfera global com a atual visão em energia e ambiente. A eficiente integração de fontes de energia eólica em grande escala no sistema elétrico de potência é um grande desafio tanto para o mercado de eletricidade quanto para os operadores de sistema, que terão de lidar com a intermitência e incertezas na geração de energia eólica ao tomar suas decisões de escalonamento e despacho. A compreensão dos fatores que influenciam para a produção da potência convertida a partir do vento torna-se importante para que a energia extraída seja maximizada. A previsão de quanta energia deve ser produzida, é importante para o mercado de energia, para equilibrar a sua produção. Embora os valores nominais de uma turbina eólica sejam definidos na sua concepção, as condições locais e os parâmetros operacionais, bem como o sistema de controle, são fatores relevantes para entender eventuais perdas de potência. Desta forma, este trabalho busca compreender a configuração de um sistema de produção de energia elétrica por meio de um túnel aerodinâmico e uma turbina eólica interna para determinar as condições de extração controlada de potência elétrica. Os resultados mostraram que a obtenção eficiente da potência elétrica por meio de um aerogerador, requer o conhecimento da faixa de fluxo do vento local. Logo, torna-se possível implementar um sistema de controle para obter a potência elétrica com o mínimo de perdas possíveis.

Palavra chaves: Túnel aerodinâmico, turbina eólica, potência máxima, modelagem.

Sumário

Lista de Figuras	11
Lista de Tabelas	14
Capítulo 1: Introdução	15
1.1 Motivação	15
1.2 Revisão Bibliográfica	16
1.2.1 Aplicações de túneis aerodinâmicos em sistemas eólicos	16
1.2.2 Controle de potência em turbinas eólicas	17
1.2.3 Característica de potência elétrica de turbinas eólicas.....	18
1.2.4 Regressão linear em sistemas de potência	19
1.3 Formulação do problema	20
1.4 Objetivo	21
1.5 Contribuições da dissertação	21
1.6 Organização da dissertação	21
Capítulo 2: Fundamentos da energia eólica.....	23
2.1 Aerodinâmica.....	23
2.1.1 Túnel aerodinâmico	24
2.1.2 Princípios aerodinâmicos em turbinas eólicas	25
2.1.3 Teoria do disco atuador.....	27
2.1.4 Teoria da seção da pá.....	30
2.2 Conversão de Potência em Turbinas Eólicas.....	34
2.2.1 Extração de potência em turbina eólica	35
2.2.2 Limite de Betz.....	37
2.2.3 Mecanismos de controle da potência em turbinas eólicas	38
2.3 Geradores de sistema eólicos.....	44
2.3.1 Geradores de corrente contínua de imã permanente sem escovas	45
2.3.2 Geradores síncronos de corrente alternada	45

2.3.3 Geradores de Indução auto-excitados	46
2.3.4 Geradores de relutância de ímã permanente super-multipolar	46
2.4 Conclusão	47
Capítulo 3: Caracterização do Sistema.....	48
3.1 Fonte de Tensão.....	48
3.2 Motor do sistema	50
3.3 Exaustor.....	50
3.4 Estrutura do túnel de vento.....	51
3.5 Colméia.....	51
3.6 Anemômetro	52
3.7 Turbina eólica.....	54
3.8 Painel de medição e saída de dados.....	55
Capítulo 4: Modelagem Teórica de Aerogeradores de Baixa Potência.....	57
4.1 Túnel aerodinâmico	58
4.2 Subsistema de controle da turbina eólica	60
4.3 Subsistema Rotor.....	65
4.4 Subsistema Gerador.....	68
4.4.1 Retificação	70
4.4.2 Filtro LC	71
4.4.3 Conversor CC-CC.....	71
4.5 Conclusão	74
Capítulo 5: Modelagem experimental de Aerogeradores de Baixa Potência	76
5.1 Aquisição de dados do sistema.....	78
5.2 Levantamento da Curva Característica do Aerogerador.....	81
5.3 Curva característica experimental <i>versus</i> modelo teórico	84
5.4 Modelo matemático da turbina eólica	86
5.4.1 Linearização do modelo.....	87

5.4.2 Validação do modelo	89
5.5 Conclusão	93
Referências Bibliográficas.....	95
Apêndice A - Coeficiente de potência.....	107
Apêndice B - Coeficiente de potência versus velocidade das pontas das pás	108
Apêndice C - Curva do torque da turbina.....	109
Apêndice D - Curva de potência Mecânica	111
Apêndice E - Eficiência da potência mecânica e elétrica	113
Apêndice F - Coleta dos dados dinâmicos da turbina eólica.....	115
Apêndice G – Comparação entre o modelo teórico e o modelo experimental da turbina eólica.....	119
Apêndice H - Estimação dos coeficientes da função linear por cada semi-reta	121

Lista de Figuras

Figura 1 - Túnel aerodinâmico	25
Figura 2 - Forças de sustentação e de arrasto como resultado da ação do vento.....	26
Figura 3 - Representação do aerofólio.....	26
Figura 4 - Partes básicas de um aerogerador	27
Figura 5 - Disco atuador imerso no túnel aerodinâmico	28
Figura 6 - Variação da velocidade e pressão no túnel	29
Figura 7 - Seção da pá de uma turbina.	31
Figura 8 - Valores típicos dos coeficientes C_s e C_a no aerofólio.....	32
Figura 9 - Curva típica de uma turbina eólica.	39
Figura 10 - Sistema básico de controle.....	41
Figura 11 - Esquema de controle baseado em microprocessador.....	41
Figura 12 - Controlador PID.....	42
Figura 13 - a) Sistema de controle baseado na medição da velocidade angular. b) Sistema de controle baseado na medição da velocidade	43
Figura 14 - Sistema eólico de baixa potência estudado (DLWIND-B).....	48
Figura 15 - Fonte de tensão, medição e controle	49
Figura 16 - Inversor de frequência	49
Figura 17 – Motor.....	50
Figura 18 - Exaustor	50
Figura 19 - Área de fluxo de vento do túnel aerodinâmico	51
Figura 20 – Colméia	52

Figura 21 - Anemômetro do sistema	53
Figura 22 - Turbina eólica do sistema	54
Figura 23 - Controle mecânico manual do ângulo de passo β	55
Figura 24 - Representação dos subsistemas do modelo	57
Figura 25 - a) Perfil do vento antes da colméia. b) Perfil de velocidade após a colméia	60
Figura 26 - Relação entre coeficiente de potência e velocidade do vento variando-se o ângulo de passo.....	63
Figura 27 - Relação entre coeficiente de potência e razão da velocidade da ponta da pá em função do ângulo de passo	63
Figura 28 - a) Relação entre o ângulo de passo β , o coeficiente de potência C_p e a velocidade do vento V . b) Relação entre ângulo de passo, a razão da velocidade das pás λ e o coeficiente de potência C_p	64
Figura 29 - Modelo do rotor	66
Figura 30 - Relação entre o torque e a velocidade angular ($\beta = 0^\circ$; $\lambda=5,6$).....	66
Figura 31 - Relação entre potência mecânica e a velocidade angular ($\beta = 0^\circ$; $\lambda = 5,6$) .	67
Figura 32 - Forma trapezoidal da tensão produzida pelos geradores de imã permanente contínua	68
Figura 33 - Representação do subsistema do gerador	69
Figura 34 - Circuito equivalente do gerador de imã permanente de corrente contínua..	69
Figura 35 - Retificador monofásico de onda completa	70
Figura 36 - Filtro LC	71
Figura 37 - Estado ligado/desligado do conversor CC-CC boost.....	72
Figura 38 - Relação entre potência elétrica e a velocidade angular do rotor.....	73

Figura 39 - Relação da curva entre potência mecânica e elétrica com a velocidade do vento	74
Figura 40 - Sistema de aquisição de dados.....	79
Figura 41 - Fluxograma de aquisição dos dados dinâmicos da velocidade do vento versus a potência elétrica.....	80
Figura 42 - Característica dinâmica da turbina eólica	81
Figura 43 - Modelo dinâmico e estatístico da turbina eólica.....	83
Figura 44 - Modelo teórico e experimental da turbina eólica.....	85
Figura 45 - Relação entre o erro médio quadrático e número de semi-retas	90
Figura 46 - Modelo matemático para 4 semi-retas	91
Figura 47 - Modelo matemático para 12 semi-retas	92

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Tipos de perdas em turbinas sem caixa multiplicadora de velocidade.....	37
Tabela 2 - Características do inversor de frequência.....	49
Tabela 3 - Características nominais de velocidade e potência do motor.....	50
Tabela 4 - Características do exaustor.....	51
Tabela 5 - Características eletromecânicas da turbina.....	55
Tabela 6 - Valores das cargas que compõem o sistema	56
Tabela 7 - Valores para o cálculo de Re	58
Tabela 8 - Valores nominais da turbina.....	65
Tabela 9 - Relação de velocidade de vento com a velocidade angular e com potência mecânica P_m produzida	68
Tabela 10 - Dados obtidos pelo método dos bins.....	83
Tabela 11 - Coeficientes angulares e lineares para quatro semi-retas.....	92
Tabela 12 - Coeficientes angulares e lineares para doze semi-retas.....	92

Capítulo 1: Introdução

Este capítulo tem como objetivo apresentar os fatos que motivaram o estudo do tema proposto (Seção 1.1) sob a forma de revisão bibliográfica de assuntos relacionados à geração eólica de baixa potência e ao uso de túneis de vento como meio de se analisar o comportamento e o desempenho de tal tipo de sistema de geração (Seção 1.2). Após tais estudos prévios, foi possível formular o problema tratado nesta dissertação (Seção 1.3) e apontar o objetivo almejado e, por fim, alcançado (Seção 1.4), resultando em algumas contribuições no tema em questão (Seção 1.5). Os detalhes do desenvolvimento do trabalho em questão são mostrados nos capítulos subsequentes, conforme descrito na Seção 1.6.

1.1 Motivação

Atualmente, é cada vez mais notório o interesse na exploração de fontes de energia em pequena escala e que menos poluem o meio ambiente. As fontes de energias renováveis são vistas como solução para dirimir a dependência aos combustíveis fósseis e desacelerar o processo de aquecimento global. Dentre as fontes renováveis de energia, destaca-se a energia eólica como a que mais tem crescido mundialmente (KHAMLICHI *et al.*, 2011).

A intermitência é uma das principais características das fontes de energia renováveis. No caso da energia proveniente dos ventos, tal intermitência depende ainda da localização da turbina (MCKAY, 2012).

Atualmente, para satisfazer a crescente demanda de energia elétrica produzida pelo vento, são preferíveis turbinas com maiores disponibilidade de potência elétrica, proporcionando um ponto de operação de máxima potência nominal que resulta em altos valores do coeficiente de potência enquanto durar a operação (BOURLIS, 2011). Deste modo, torna-se vital aproveitar a disponibilidade de vento em determinado período, uma vez que ainda não é viável armazenar grande quantidade de energia elétrica para usar quando ocorre a demanda.

Com este intuito, existe a necessidade de conhecer a relação entre os fatores que influenciam na produção de máxima potência. Esses fatores podem ser estudados em pequenos aerogeradores (capazes de gerar em baixa potência) e o resultado dos desenvolvimentos podem ser empregados em grandes aerogeradores (capazes de gerar atualmente até dezenas de megawatts de potência), pois, assim, os custos envolvidos e

os riscos dos estudos são muito menores, enquanto que os princípios físicos são similares em ambos os tipos de aerogeradores.

1.2 Revisão Bibliográfica

Este item descreve a revisão da literatura focada em documentos publicados acerca dos principais pontos que compõem esta dissertação, que são: aplicações de túneis aerodinâmicos em sistemas eólicos (Subseção 1.2.1), controle de potência em turbinas eólicas (Subseção 1.2.2), característica de potência elétrica de turbinas eólicas (Subseção 1.2.3) e regressão linear em sistemas de potência (Subseção 1.2.4).

1.2.1 Aplicações de túneis aerodinâmicos em sistemas eólicos

Túneis aerodinâmicos têm sido utilizados em diversas aplicações de análise de sistemas eólicos. Em Howell *et al* (2009) um túnel aerodinâmico é usado para analisar a aerodinâmica e o desempenho de uma turbina eólica. A análise é feita para diferentes tipos de turbina de velocidade variável sob condições de diferentes velocidades de vento, resultando em distintos valores para condições de operação nominal. Os resultados experimentais mostraram que as rugosidades na superfície das pás do rotor têm grande impacto no seu desempenho, sendo que para um rotor com pás de superfície lisa o desempenho da turbina diminui abaixo da velocidade de corte. Os autores testaram turbinas eólicas de duas e três pás, sendo que a turbina de três pás demonstrou aumento significativo do coeficiente de potência na faixa de funcionamento do fluxo de vento fornecido pelo túnel aerodinâmico.

O túnel aerodinâmico também é aplicado em Pope *et al* (2009) para determinar o desempenho e a potência elétrica de uma turbina eólica de velocidade fixa. A velocidade média é usada para prever o tempo médio de variação do coeficiente de potência e a potência elétrica. O coeficiente de potência previsto pelo modelo numérico foi comparado ao modelo experimental. Os experimentos e as simulações mostraram que a turbina de velocidade fixa opera com valores da razão de velocidade ótima para fluxos de vento com baixa velocidade. Assim, o túnel aerodinâmico permitiu caracterizar o desempenho da turbina eólica em estudo.

Em Bai *et al* (2014) é apresentada uma metodologia para a construção das pás de uma turbina de eixo horizontal com o gerador de imã permanente de fluxo axial, utilizando uma plataforma para medir o desempenho do gerador. A metodologia proposta é baseada na velocidade de vento fornecida por um túnel aerodinâmico para

verificar a consistência dos resultados teóricos aos experimentais em diferentes condições de operação. Desta forma, foram consideradas quatro valores de velocidade no túnel aerodinâmico e, assim, obtiveram-se bons resultados.

Em Predesceu (2008), um túnel aerodinâmico é utilizado para o acoplamento entre o rotor e o gerador de uma turbina eólica. O desempenho total do conjunto rotor-gerador é um requisito fundamental para o desempenho da turbina. O estudo teve como alvo uma turbina eólica de três pás onde foram aplicados ângulos de passo de 2° , 5° , 7° , 10° , 12° , 15° e 20° . A metodologia mostrou que o túnel aerodinâmico é fundamental para a realização de experimentos, objetivando maximizar a transferência de potência mecânica entre o rotor e o gerador. Os experimentos com o túnel aerodinâmico permitem ainda obter uma família de curvas características de potência mecânica da turbina em diferentes velocidades de vento, que vão possibilitar o ajuste no gerador para obter uma boa transferência da potência mecânica da turbina para o gerador.

1.2.2 Controle de potência em turbinas eólicas

Em Asl *et al* (2015) é apresentado um sistema de controle da potência elétrica de uma turbina eólica capaz de aumentar a eficiência da turbina. O controle efetivo é feito tendo em conta as regiões de operação da turbina eólica. É levada em conta a obtenção da potência elétrica a partir da velocidade inicial de vento. No entanto, a potência elétrica obtida foi limitada pelo sistema de controle quando a velocidade do vento torna-se maior do que a velocidade de vento nominal da turbina.

Em Le (2007) foi feito um estudo sobre a eficiência em turbinas eólicas de velocidade variável baseado no sistema de controle, onde o coeficiente de potência é obtido para todas as velocidades de vento no eixo da turbina, e a velocidade angular do rotor é ajustada para um valor definido pelos parâmetros do sistema de controle. O estudo demonstrou que a máxima eficiência é alcançada quando o sistema de controle atua, de modo a se obter o maior coeficiente de potência e a máxima potência elétrica.

Em Boukhezzar *et al* (2006) é apresentado o controle de uma turbina de velocidade variável no que se refere ao seu desempenho, potência elétrica de saída e estabilidade à medida que o vento varia. O sistema de controle é utilizado para ajustar o torque do gerador na regulação da potência elétrica de saída. A potência elétrica da turbina é limitada pelo sistema de controle para capturar a potência mecânica. Os experimentos com o sistema de controle da turbina eólica corresponderam aos

resultados teóricos previstos da potência elétrica, sendo que a baixa estabilidade deveu-se às variações constantes do fluxo de vento sobre a turbina eólica.

1.2.3 Característica de potência elétrica de turbinas eólicas

Obter a curva característica de potência de uma turbina eólica é fundamental para melhorar a eficiência e a confiabilidade do sistema de potência. Em Lydia *et al* (2015) foi obtida a característica de potência elétrica de uma turbina para estimar o recurso eólico de uma região. A estimativa do recurso eólico tem a sua importância pela possibilidade de implantação de usinas eólicas e ajuda no cálculo da produção anual de energia. Geralmente, os fabricantes de turbinas eólicas fornecem a curva de potência específica para uma turbina. No entanto, tais curvas características não são específicas para um determinado lugar e nem é levado em conta o desgaste da turbina eólica com o tempo. Portanto, a curva de potência fornecida pelo fabricante não é um modelo adequado para estimar a potência elétrica, pois ignora o comportamento dinâmico da turbina eólica. No estudo em questão, foi obtida a produção de energia anual para cinco locais diferentes da Nova Zelândia, onde se verificou que a curva característica de potência elétrica da turbina eólica pode identificar potenciais locais para a implantação de sistemas de geração eólica.

Em Trivellato *et al* (2012) é avaliada a curva característica de potência elétrica ideal de uma turbina eólica de velocidade fixa com o objetivo de prever a curva de potência elétrica em locais com diferentes níveis de turbulência. A turbina foi monitorada durante um período de dois anos. Os autores concluíram que a turbulência aumenta a potência elétrica da turbina para velocidades de vento menores do que a velocidade nominal e diminui a potência elétrica de saída para velocidades de vento maiores do que a velocidade nominal.

Em Kumar *et al* (2013) é analisada a importância da curva de potência de uma turbina eólica, mostrando a relação entre a velocidade do vento e a potência elétrica produzida, sendo de fundamental importância no monitoramento e controle da turbina eólica. Logo, a obtenção de modelos precisos de curva de potência elétrica serve como ferramenta na previsão da energia eólica, expansão do parque eólico, controle preditivo e resolução com possíveis perdas de potência elétrica.

1.2.4 Regressão linear em sistemas de potência

A regressão linear tem sido de grande utilidade em diversas áreas da ciência. Em Soliman *et al* (1996) é aplicada uma regressão linear *fuzzy* para a medição da tensão em sistema de potência. É considerada uma relação linear entre o sinal de tensão e o ângulo de fase, onde coeficientes desta relação linear são considerados como números *fuzzy* de valores médios e valores distanciados da região central (valores não médios ou sinais espúrios). O problema tem como objetivo minimizar os valores não médios *fuzzy* de saída para um conjunto de dados fornecidos.

Em Applasamy *et al* (2013) é comparada a regressão linear ao problema de encontrar o menor custo dos recursos de geração de potência elétrica (*Unit commitment*) e a determinação do atendimento das cargas em curto prazo e no menor custo possível (*Economic dispatch*), que estão diretamente relacionados às perdas elétricas nas linhas de transmissão das redes elétricas de potência. A técnica proposta utiliza a regressão linear múltipla para calcular a perda total de potência de uma rede elétrica com múltiplos nós, múltiplas cargas e múltiplos geradores de potência elétrica conectados por linhas de transmissão. Criaram-se oito cenários para o estudo do efeito da potência distribuída, tensão e potência gerada. O estudo concluiu que o modelo de regressão linear múltipla superou o modelo existente e, com os resultados de efeito da tensão atingidos, podem-se determinar os limites de tensão dos geradores de potência elétrica para diminuir a instabilidade ao alimentar as cargas.

Em Júlio *et al* (2015) é apresentado uma regressão linear como um dos métodos para prever máxima carga suportada pelo sistema de potência da Universidade de São Paulo. Foram considerados os dados tratados e normalizados da demanda de potência elétrica, variáveis meteorológicas e dados de localização temporal. Foi utilizado um único cenário de rede elétrica, onde existe uma variável que distingue o dia da semana. Constataram-se resultados ótimos entre o modelo de regressão linear e os dados reais.

Em Khaled *et al* (2013) é apresentado uma regressão linear com o objetivo de monitorar o gerador de uma turbina eólica. A condição de monitoramento nos geradores das turbinas eólicas torna-se importante, devido ao excesso de temperatura, sendo que afeta diretamente no comportamento da turbina. Os dados de aquecimento podem indicar sobrecarga, falta de lubrificação ou lubrificação ineficaz. Portanto, a regressão linear múltipla foi utilizada para construir o modelo de operação normal para a temperatura do gerador da turbina eólica. Em seguida, em cada instante de tempo, o

modelo é utilizado para prever a temperatura do gerador da turbina eólica, correlacionando os valores medidos aos valores previstos.

1.3 Formulação do problema

Sistemas eólicos são concebidos para a conversão da potência do vento em potência elétrica. Essa conversão é efetuada por turbinas eólicas que convertem parte do fluxo de vento no seu eixo. No entanto, o vento possui velocidade variável, condicionando a potência elétrica de saída fornecida pelas turbinas eólicas. Assim, as turbinas eólicas são equipadas com sistemas de controle que as permitem operar dentro da faixa de velocidade de vento para as quais foram projetadas e fornecer a potência elétrica instantânea.

Neste trabalho, debruçou-se sobre o problema de obter um modelo matemático que permita prever a potência máxima instantânea de uma turbina eólica de baixa potência excitada por um fluxo de vento proveniente de um túnel aerodinâmico. A sua solução consiste em considerar os efeitos da aerodinâmica para a aplicação de um sistema de controle, uma vez que a turbina dispõe de diversas opções para a obtenção da sua característica de potência elétrica à medida que o fluxo de vento passa pelo seu eixo. A previsão de quanta potência elétrica as fontes geradoras disponibilizam são essenciais para o suprimento da demanda das cargas.

Sistemas eólicos requerem metodologias precisas que satisfaçam um planejamento de distribuição da potência elétrica produzida, visto que fornecem uma potência elétrica de característica variável devido à sazonalidade do vento. Essa potência elétrica produzida pelo sistema de geração favorece o planejamento de atendimento de cargas e é fundamental para a continuidade do próprio sistema elétrico como um todo.

Conforme em Mazor e Huleihil (2012), o vento proporciona um recurso energético intermitente, de modo que o aproveitamento máximo de energia disponível em um determinado período é crucial para garantir a viabilidade econômica. Porém, segundo Raeng (2010), é vital entender as condições de extração de máxima potência, o comportamento da turbina em diferentes velocidades de vento, a potência elétrica produzida prevista, uma vez que pode ocorrer perda de potência. Para Badran *et al* (2009), é importante entender a relação entre os fatores operacionais de uma turbina, pois permitem compreender a produção de potência em determinado período de tempo.

1.4 Objetivo

Este estudo tem como objetivo apresentar um modelo capaz de prever de forma precisa a máxima potência que pode ser gerada por uma turbina eólica para uma determinada condição de vento. Para isso, são considerados como objetivos específicos:

- Desenvolvimento de um sistema de aquisição de dados do sistema;
- Obtenção do modelo dinâmico de potência da turbina;
- Obtenção do modelo estatístico da turbina;
- Obtenção dos pontos ótimos de operação;
- Desenvolvimento de um modelo matemático para prever a potência máxima instantânea em função da velocidade do vento.

1.5 Contribuições da dissertação

Este trabalho contribui primeiramente com a validação de um sistema de geração eólico de baixa potência para fins experimentais, tendo em vista que o sistema comercial básico utilizado nos experimentos foi constituído para fins didáticos, tendo sido necessário projetar e implementar um módulo de aquisição específico. Contribui ainda com uma metodologia para obtenção do modelo dinâmico capaz de contemplar efeitos de difícil modelagem. O modelo obtido pode ser usado para controle de turbinas para extração de máxima potência, ou, até mesmo, para diagnosticar falhas de funcionamento.

1.6 Organização da dissertação

Os detalhes de desenvolvimento desta dissertação estão distribuídos nos capítulos posteriores conforme descrito a seguir: no Capítulo 2 são apresentados alguns conceitos e detalhamento do sistema experimental usado neste trabalho; no Capítulo 3 são descritas as características do sistema, isto é, as funções dos equipamentos de entrada, processamento e saída de dados; o Capítulo 4 trata da modelagem matemática e computacional do sistema; o Capítulo 5 apresenta o desenvolvimento experimental, onde é apresentado o sistema de aquisição de dados implementado neste trabalho para obtenção das medidas das variáveis de excitação e de saída do sistema, isto é, velocidade do vento incidente e potência elétrica gerada, respectivamente. A partir daí, através da aplicação de técnicas de identificação de sistemas, foi obtido o modelo

matemático que representa o comportamento dinâmico do sistema dentro de uma faixa específica de funcionamento; Por fim, no Capítulo 6 são feitas as considerações finais sobre o trabalho realizado, bem como as sugestões de outros trabalhos que poderão ser desenvolvidos com o aparato que se encontra disponível no Laboratório de Energias Renováveis I (LER I) do Programa de Pós-graduação em Energia da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES).

Capítulo 2: Fundamentos da energia eólica

Este capítulo trata da aerodinâmica presente em sistemas eólicos (Seção 2.1), da conversão de potência promovida por turbinas eólicas (Seção 2.2) e dos tipos de geradores utilizados em sistemas eólicos de baixa potência (Seção 2.3).

2.1 Aerodinâmica

A aerodinâmica está relacionada com as forças que atuam em um corpo, as quais são causadas pelo movimento do vento. A força aerodinâmica em um aerofólio, comumente designada por força de impulso, é resultado da pressão e da fricção causadas pelas forças de sustentação e arrasto. As forças de sustentação e de arrasto são produzidas por processos diferentes. A força de sustentação é devido a uma maior distribuição da pressão no topo do que na base do aerofólio. A força de arrasto resulta da combinação do efeito da fricção e de uma menor pressão distribuída na base do aerofólio do que na frente do aerofólio (NAVAL, 2008).

Esta variação de pressão, seguida da fricção são responsáveis pela força de impulso no aerofólio. Logo, é de vital importância a consideração do tipo de rotor relativamente a distribuição das forças de sustentação e arrasto no aerofólio, pois, rotores cujo o mecanismo de captação da energia dependem da força de arrasto são rotores de pás largas, possuem rendimento baixo, operam com baixas velocidades (baixa rotação) e apresentam torque elevado. Enquanto que rotores com mecanismos de captação da energia que dependem da força de sustentação possuem pás estreitas, apresentam alto rendimento e operam com velocidades altas e baixo torque, sendo apropriados para o acionamento de geradores elétricos (NAVAL, 2008).

Segundo Johson (2006), o vento no topo do aerofólio tem maior velocidade devido à grande distância entre as pás. Esse aumento da velocidade diminui a pressão sobre a turbina. A diferença de pressão em volta do aerofólio produz a força de sustentação que permite liberar muito mais potência. Já a força de arrasto representa perda de velocidade da turbina, pois minimiza tanto quanto possível o desempenho da turbina eólica. Logo, o desempenho do rotor é determinado considerando as forças de sustentação e de arrasto nas pás da turbina eólica. Assim, deverá haver uma relação de valores ótimos entre as forças de sustentação e de arrasto que permitem obter um ângulo entre a velocidade relativa do vento e o aerofólio, para que haja uma boa eficiência do rotor da turbina eólica.

Conforme em Kulunk (2011), o vento tem característica variável devido as condições meteorológicas apresentadas pelo globo terrestre. A velocidade do vento decresce à medida que se aproxima da superfície da terra devido à fricção entre o ar e a solo. Todos esses efeitos afetam no movimento de rotação das pás da turbina eólica. Assim, a potência mecânica produzida pelas turbinas eólicas depende da interação entre o rotor da turbina eólica e o vento. Então, o desempenho das turbinas eólicas é determinado pelas forças aerodinâmicas causadas pelo vento. Assim, a aerodinâmica pode ser simulada por equipamentos como túneis aerodinâmicos que permitem gerar fluxos de vento de forma controlada, sendo, portanto, uma ferramenta de grande importância para se estudar o comportamento das turbinas eólicas e, assim, otimizar o seu desempenho.

2.1.1 Túnel aerodinâmico

Um túnel aerodinâmico é um equipamento de estudo para a realização de investigações dos efeitos do ar em movimento sobre objetos sólidos (ROOD, 2011). Um túnel de vento é um tubo feito para que o vento flua a uma determinada velocidade. Dentre outras aplicações, túneis de vento podem ser usados em pesquisas envolvendo turbinas eólicas, permitindo, por exemplo, o estudo da aerodinâmica de uma determinada turbina eólica. Por meio destes estudos, podem-se levantar modelos matemáticos do comportamento dinâmico, bem como validar tais modelos através da comparação do comportamento apresentado pelo modelo com o comportamento apresentado por um sistema real (KAKATE, 2014).

Túneis aerodinâmicos têm sido usados em diversas aplicações como ensaios aeronáuticos, engenharia civil, arquitetura e energias renováveis. A aplicação de túneis aerodinâmicos para estudos na exploração da energia eólica são de grande importância, pois permite a calibração de anemômetros, bem como o desenvolvimento tecnológico de componentes de turbinas eólicas como, por exemplo, as pás.

No caso de projeto de parques eólicos, é de fundamental importância se estudar o impacto da aerodinâmica de uma turbina sobre outras, de modo a determinar a melhor disposição para as turbinas em função do comportamento do vento na região ou da geografia do terreno, a fim de otimizar o espaço disponível. O aproveitamento do espaço disponível é de grande relevância, porque poucos países do mundo possuem território continental, tal como é o caso do Brasil (AHMED, 2013).

Os túneis aerodinâmicos são uma importante ferramenta para entender a aerodinâmica de rotação das pás das turbinas eólicas em diferentes velocidades de vento (DAKEEV, 2011). Assim, pode-se concluir que os túneis aerodinâmicos são ferramentas imprescindíveis para a realização de experimentos com a emulação das condições reais de fluxo de vento que flui por turbinas eólicas. A Figura 1 mostra o túnel aerodinâmico utilizado neste estudo.



Figura 1 - Túnel aerodinâmico
Fonte: Captada pelo autor (2015)

2.1.2 Princípios aerodinâmicos em turbinas eólicas

Uma turbina eólica é um dispositivo que extrai a energia cinética do vento e converte em energia rotacional do eixo de uma máquina elétrica (EMRAH, 2011). Para uma turbina eólica sob a ação do vento por meio de um túnel aerodinâmico, a observação deste processo torna-se importante para estudar o comportamento da turbina em função dos parâmetros que a compõem e as forças que atuam sobre tal turbina.

A Figura 2 ilustra a força de impulso resultante F sobre a pá de uma turbina eólica pelo vento V , o ângulo de ataque α e as duas forças que atuam, isto é, a força de sustentação F_s e a força de arrasto, F_a . O ângulo de ataque é definido como sendo o ângulo entre o vento relativo V_r e a corda, enquanto que a força de sustentação é uma força perpendicular à direção do vento relativo V_r e a força de arrasto que atua na direção paralela ao fluxo de vento V_r e no mesmo sentido. A força de sustentação produz um torque positivo aplicado ao eixo de rotação, resultando em potência

mecânica que, posteriormente, é convertida em potência elétrica por meio de um gerador elétrico (HANSEN, 2008).

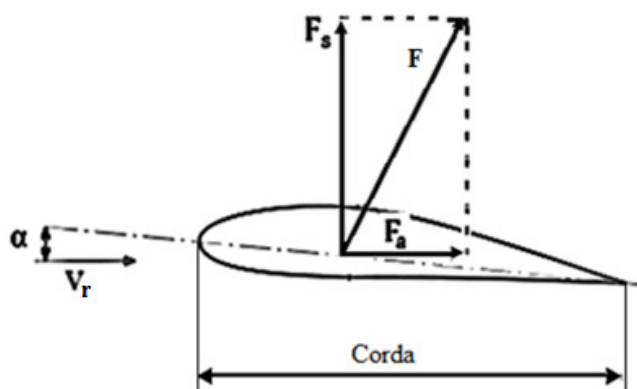


Figura 2 - Forças de sustentação e de arrasto como resultado da ação do vento
Fonte: Adaptado de Burton (2007)

As características das pás de uma turbina são construídas segundo o tipo de aerofólio. O conceito de aerofólio está relacionado com a geometria das pás da turbina. O aerofólio é uma armação com forma geométrica peculiar, usada para provocar forças mecânicas por causa do movimento relativo entre ele e o fluido ao seu redor. A Figura 3 representa um aerofólio em que o ângulo de passo β é medido entre a corda da pá e o plano de rotação, e o ângulo relativo do vento φ é o ângulo entre a velocidade do vento V e o plano de rotação (MANWELL, 2009).

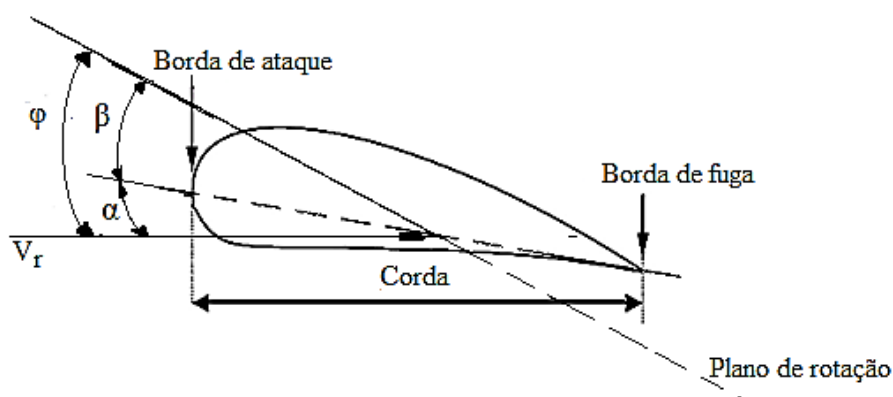


Figura 3 - Representação do aerofólio

Fonte: Adaptado de Manwell (2009)

A aerodinâmica da turbina eólica descreve as forças desenvolvidas na turbina em consequência do vento que atua sobre o mesmo. Segundo Bianchi *et al* (2007), uma das melhores aproximações para extrair o modelo aerodinâmico de uma turbina eólica são a

teoria básica de disco atuador e a teoria da seção da pá, as quais são apresentadas nas Subseções 2.1.3 e 2.1.4, respectivamente.

As turbinas eólicas possuem um cubo sobre o qual estão conectadas as pás. O conjunto rotor tem a função de converter a potência mecânica do vento de translação para rotação. Um gerador elétrico acoplado ao eixo do rotor, por sua vez, converte a potência mecânica em potência elétrica (BURTON, 2001). A Figura 4 ilustra as partes básicas de um aerogerador.

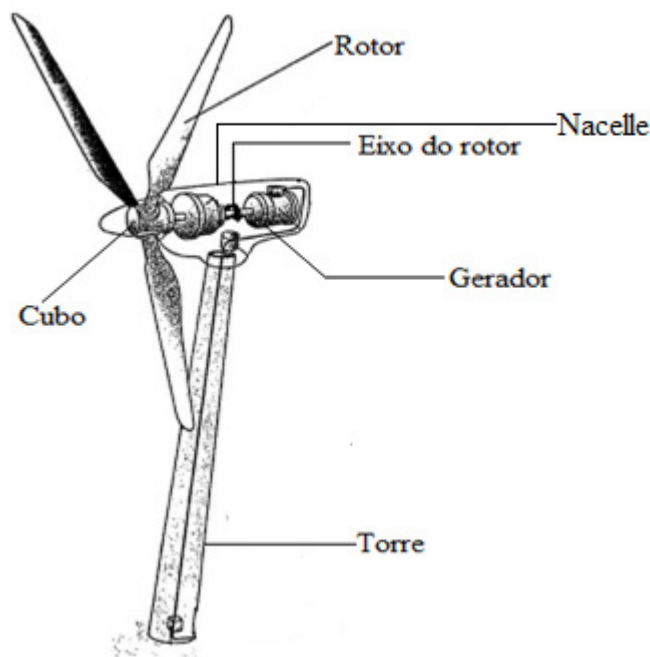


Figura 4 - Partes básicas de um aerogerador
Fonte: Adaptado de Jha (2011)

2.1.3 Teoria do disco atuador

Para Bianchi (2007), a teoria do disco atuador tem como base a teoria do momento. A turbina é analisada como um disco atuador, que é um dispositivo que extrai potência a partir do vento. Considerando o disco atuador imerso numa corrente de ar, como ilustrado na Figura 5, pode-se observar que o disco atuador extrai parte da energia cinética do vento. No túnel, a velocidade do vento V a montante é maior do que a velocidade do vento a jusante, V_{∞} . Como resultado, a área do túnel a montante A_{∞} é menor do que a área do disco, A_D , que, por sua vez, é menor do que a área do túnel a jusante, A_{∞} .

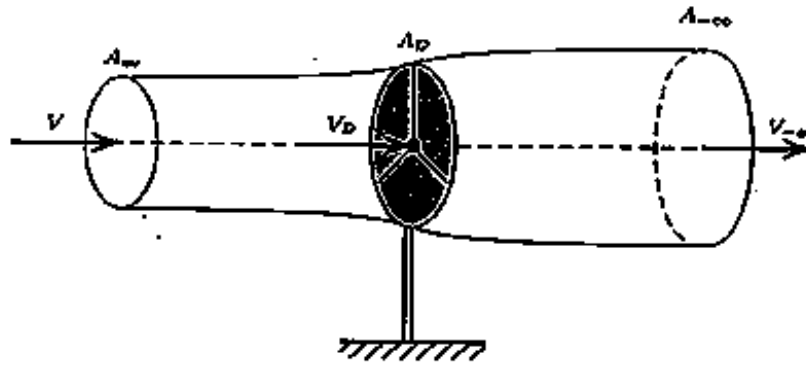


Figura 5 - Disco atuador imerso no túnel aerodinâmico
Fonte: Hansen (2008)

Por definição, para o estado estacionário, a proporção do fluxo de massa m é a mesma por toda a parte dentro do túnel, isto é

$$\rho V A_{\infty} = \rho A_D V_D = \rho V_{\infty} A_{-\infty} = m, \quad (\text{kg/s}) \quad (2.1)$$

onde ρ é a massa específica do vento.

O vento que passa pelo disco atuador sofre uma queda de velocidade de V para a velocidade de vento a jusante V_{∞} . No entanto, no disco surgiu uma força de impulso, F_i , de igual módulo e de sentido oposto à força que o vento V exerce sobre o disco atuador. Segundo Hansen (2008), aplicando a lei da conservação do momento linear entre a entrada a montante A_{∞} e saída a jusante $A_{-\infty}$ do túnel aerodinâmico, chega-se a Equação (2.2) que relaciona a força de impulso F_i desenvolvida pelo disco atuador com a queda total de velocidade do fluxo de massa m , isto é

$$F_i = m(V - V_{\infty}) \quad [\text{N}] \quad (2.2)$$

No entanto, a força de impulso F_i pode ser também expressa pela diferença de pressão causada pelo disco atuador. Na Figura 6 é possível observar uma representação da variação de pressão dentro do túnel aerodinâmico, de modo que

$$F_i = (P_D^+ - P_D^-) A_D \quad [\text{N}] \quad (2.3)$$

onde:

V_D : Velocidade do disco

P_D^+ : Pressão do vento a montante

P_D^- : Pressão do vento a jusante

A_D : Área do disco

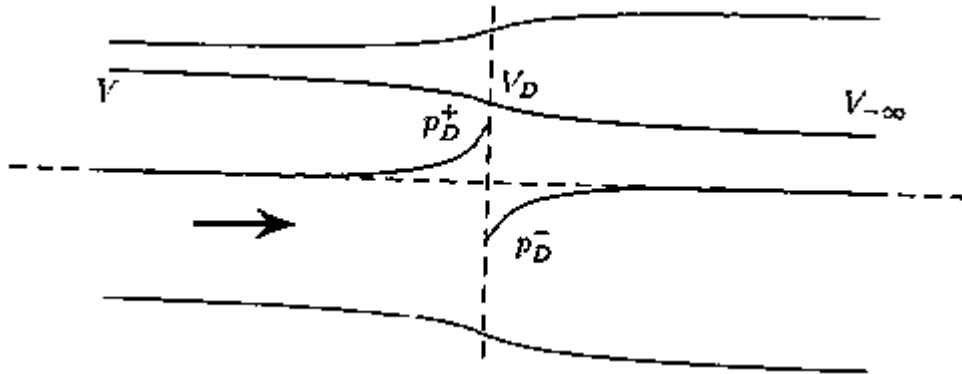


Figura 6 - Variação da velocidade e pressão no túnel
Fonte: Hansen (2008)

Conforme em Pritchard (2011), da equação de Bernoulli, pode-se calcular a queda de pressão do disco atuador a montante e a jusante, de acordo com as Equações (2.4) e (2.5), respectivamente.

$$\frac{1}{2} \rho V_D^2 + P_D^+ + \rho g z = \frac{1}{2} \rho V^2 + P_0 + \rho g z \quad (2.4)$$

$$\frac{1}{2} \rho V_D^2 + P_D^- + \rho g z = \frac{1}{2} \rho V_{-\infty}^2 + P_0 + \rho g z \quad (2.5)$$

onde ρ é a massa específica do vento, P_0 é a pressão ao longo do recipiente, g é a aceleração da gravidade e z é altura em relação ao plano de referência.

Subtraindo (2.5) de (2.4), obtém-se a variação da pressão ao redor do disco, dada por

$$(P_D^+ - P_D^-) = \frac{1}{2} \rho (V^2 - V_{-\infty}^2) \quad [\text{atm}] \quad (2.6)$$

Substituindo (2.6) em (2.3), chega-se a força de impulso F_i desenvolvido pelo disco em função da velocidade a montante e a jusante, isto é

$$F_i = \frac{1}{2} A_D \rho (V^2 - V_{-\infty}^2) \quad [\text{N}] \quad (2.7)$$

Substituindo (2.3) em (2.2), tem-se que

$$P_D^+ - P_D^- = \rho V_D (V - V_{-\infty}) \quad [\text{atm}] \quad (2.8)$$

Levando (2.8) em (2.6), encontra-se a relação da velocidade do fluxo de vento que passa pelo disco, que pode ser definida pela média entre a velocidade V a montante e a velocidade $V_{-\infty}$ a jusante, isto é

$$V_D = \frac{(V + V_{-\infty})}{2} \quad [\text{m/s}] \quad (2.9)$$

Ao se considerar a queda de velocidade entre a velocidade do vento V a montante e a velocidade do disco V_D , obtém-se o fator de interferência axial a dado pela Equação (2.10). Tal fator é importante para a construção das pás da turbina, sendo que pequenas alterações em seu valor podem afetar a integridade da pá.

$$a = \frac{V - V_D}{V} \quad (2.10)$$

Usando (2.10), pode-se então reescrever (2.9) como

$$V_D = V(1 - a) \quad \text{e} \quad V_{-\infty} = V(1 - 2a) \quad [\text{m/s}] \quad (2.11)$$

Substituindo (2.11) em (2.7), tem-se que a força de impulso F_i desenvolvida pelo disco é

$$F_i = 2\rho A_D V^2 a (1 - a) \quad [\text{N}] \quad (2.12)$$

e a potência P_D extraída do fluxo de vento é definida como o produto da força de impulso F_i pela velocidade V_D do disco, isto é

$$P_D = F_i V_D = 2\rho A_D V^3 a (1 - a)^2 \quad [\text{W}] \quad (2.13)$$

2.1.4 Teoria da seção da pá

Com a teoria da seção da pá pode-se conhecer as equações da força de impulso axial, o torque desenvolvido e a potência extraída de uma turbina. Tal teoria consiste em

averiguar as forças aerodinâmicas que atuam em uma seção da pá de comprimento pequeno.

Conforme já representado na Figura 2, as forças na pá de uma turbina eólica podem também ser escritas em função da força de sustentação F_s , da força de arrasto F_a e do ângulo de ataque α . Dividindo a área da turbina em tubos anulares concêntricos de comprimento infinitesimal e considerando cada um deles de forma independente, pode-se, então, adotar a representação mostrada na Figura 7, com um corte transversal da pá, na qual a seção da pá apresenta um movimento rotacional com velocidade angular Ω_r . O vento relativo V_r é resultante da velocidade do vento no rotor $V(1-a)$ e a velocidade do vento devido ao movimento de rotação da pá da turbina, cuja velocidade é a soma vetorial da velocidade da seção da pá $\Omega_r r$ e a velocidade angular induzida nas pás $\omega r/2$, proveniente do princípio da conservação do momento angular (MANWELL, 2009).

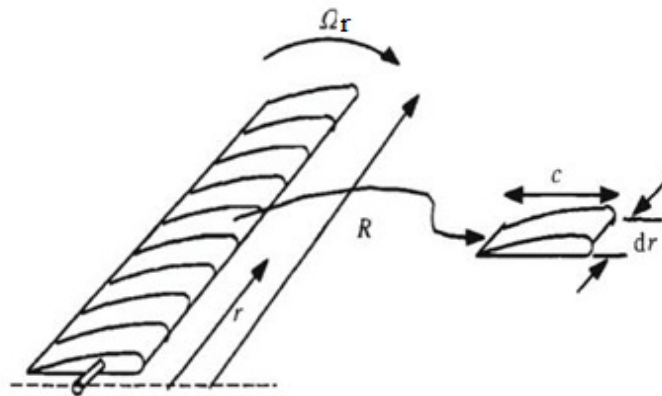


Figura 7 - Seção da pá de uma turbina.
Fonte: Manwell (2009)

Expressando a força de sustentação F_s e a força de arrasto F_a em função do coeficiente de sustentação C_s e do coeficiente de arrasto C_a , obtém-se:

$$F_s = \frac{\rho c}{2} V_r^2 C_s(\alpha) \quad [\text{N}] \quad (2.14)$$

$$F_a = \frac{\rho c}{2} V_r^2 C_a(\alpha) \quad [\text{N}] \quad (2.15)$$

onde c é o comprimento da corda da pá e V_r é o vento relativo.

Para um rotor de uma turbina eólica com um número de N pás e distância de raio r da pá a partir do centro do rotor, a força de impulso axial F_t e o torque rotacional T_r

que produz trabalho útil na seção dr da pá podem ser expressas pelas componentes tangencial e axial da força de sustentação F_s e da força de arrasto F_a , respectivamente. Desta forma,

$$dF_t = N \frac{\rho}{2} V_r^2 (C_s (\cos\varphi + C_a \sin(\varphi))) c dr \quad [\text{N}] \quad (2.16)$$

$$dT_r = N \frac{\rho c}{2} V_r^2 (C_s \sin(\varphi) - C_a \cos(\varphi)) c rdr \quad [\text{N.m}] \quad (2.17)$$

Analisando a Figura 8, é possível verificar valores típicos para o coeficiente de sustentação C_s e o coeficiente de arrasto C_a de um aerofólio. Para ângulos de ataque α de baixa incidência, nota-se que o coeficiente de sustentação C_s cresce em proporções ao ângulo de ataque α , enquanto que o coeficiente de arrasto C_a se mantém quase constante e muito baixo. Uma vez que o ângulo de ataque α se torna maior ou igual ao valor crítico ($\alpha \cong 13^\circ$), um fluxo de vento de velocidade maior do que a velocidade de corte V_c causa uma diferença de pressão no aerofólio, reduzindo a força de sustentação F_s e aumentando a força de arrasto F_a . Do ponto de vista de eficiência, velocidades de vento V acima da velocidade de corte V_c da turbina, causam diminuição da velocidade angular do rotor Ω_r , uma vez que a turbina aumenta o ângulo de passo β , havendo, portanto, perda de potência mecânica P_m (BIANCHI, 2007).

Conclui-se que ambas as forças de sustentação F_s e a força de arrasto F_a contribuem para a força de impulso axial F_t . Porém, a força de sustentação F_s produz um torque útil enquanto a força de arrasto F_a opõe-se ao movimento. Então, é desejável que se atinja um valor alto entre a razão C_s/C_a , a fim de aumentar a eficiência de conversão de potência mecânica P_m , em potência elétrica P_e .

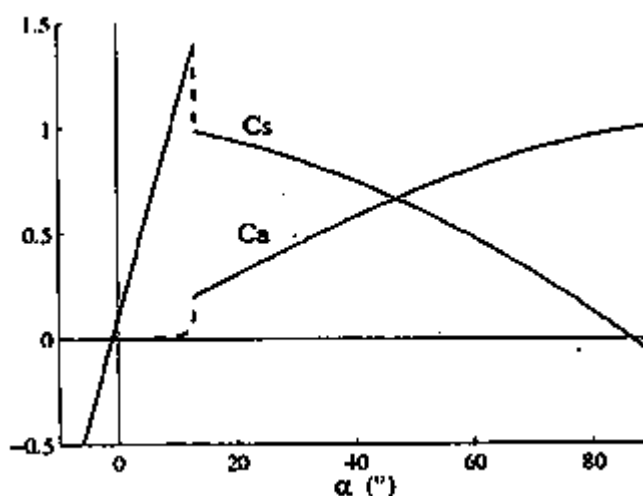


Figura 8 - Valores típicos dos coeficientes C_s e C_a no aerofólio
Fonte: Hansen (2008)

Para calcular a contribuição de cada seção da pá pela força de impulso total do rotor F_T e o torque total desenvolvido pelo rotor T_r da turbina eólica usa-se a velocidade relativa do fluxo de vento V_r . Deste modo, o fluxo de ar sofre uma mudança de direção provocada pelas seções da pá devido ao torque aerodinâmico. Assim, a velocidade relativa do fluxo de vento V_r tem como resultado a soma da velocidade do fluxo de vento do rotor e da velocidade de rotação induzida pelas pás da turbina, razão pela qual o regime de escoamento do vento que atinge a parte jusante da turbina é turbulento. Devido a essa mudança na direção do vento, a mudança na velocidade tangencial é expressa como uma função do fator de interferência angular a' . Assim, à medida que a magnitude dos fatores de interferência axial a e de interferência angular a' variam, a velocidade relativa do fluxo de vento V_r varia de magnitude e de direção. Portanto, pode-se perceber que o fator de interferência axial a e o fator de interferência angular a' determinam a magnitude e a direção do fluxo de vento no rotor (BIANCHI *et al*, 2007). Daí, tem-se que

$$V_r^2 = V \sqrt{(1 - a)^2 + \left(\frac{r\Omega_r}{V}(1 + a')\right)^2} \quad \left[\frac{m}{s}\right] \quad \text{e} \quad \tan(\varphi) = \frac{V}{r\Omega_r} \frac{1-a}{1+a'} \quad (2.18)$$

Integrando as equações (2.16) e (2.17), obtém-se a força de impulso total do rotor F_T atuando no disco, o torque total T_r desenvolvido pela turbina eólica e a potência mecânica P_m , conforme a seguir:

$$F_T = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^2 C_T(\lambda, \beta) \quad [\text{N}] \quad (2.19)$$

$$T_r = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^2 C_Q(\lambda, \beta) \quad [\text{N.m}] \quad (2.20)$$

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 C_P(\lambda, \beta) \quad [\text{W}] \quad (2.21)$$

Onde:

C_T : Coeficiente de força de impulso axial

C_Q : Coeficiente de torque

C_P : Coeficiente de potência

λ : Razão da velocidade das pás

2.2 Conversão de Potência em Turbinas Eólicas

Os aerogeradores são máquinas que absorvem parte da potência do vento através de um rotor aerodinâmico. O vento que atravessa o aerogerador faz com que o eixo do rotor gire com uma frequência, de modo que um torque é disponibilizado no eixo do gerador. Assim, sensores são instalados para detectar a direção e velocidade do vento, fazendo com que o rotor a acompanhe. Tal potência mecânica é convertida em potência elétrica pelo gerador, acompanhando o movimento de rotação do rotor por meio do eixo de ligação (HOSSAIN *et al*, 2015). O desempenho de todo o sistema eólico pode ser especificado pela relação entre a potência elétrica entregue pelo gerador e a potência disponível do vento. Para que um sistema eólico funcione eficientemente, é necessário maximizar a potência elétrica entregue pelo gerador. Para se atingir este objetivo, cada componente deve operar dentro de suas características ótimas e em perfeita harmonia com os demais elementos do sistema. O rotor deve operar na condição que lhe permita um rendimento (coeficiente de potência, C_p) ótimo, mas deve também permitir que o gerador opere em condições ótimas. Desta maneira, reduzem-se as perdas que são quantificadas pelos rendimentos dos componentes (SAJADI *et al*, 2015).

Segundo Bukala *et al* (2015), sistemas eólicos de baixa potência, dimensionados para a geração de potência elétrica, possuem duas características indispensáveis: o gerador é conectado diretamente no eixo do rotor, isto é, sem uma caixa de multiplicação, e o rotor opera com velocidade variável (a frequência de rotação varia de acordo com a velocidade do vento). O eixo de ligação tem a função de transportar a energia entregue pelo eixo do rotor até o gerador. Portanto, o eixo de ligação entre o rotor e o gerador deverá garantir um funcionamento harmonioso e efetivo do sistema eólico. Assim a potência disponível pelo rotor é absorvida pela transmissão e entregue ao gerador. Conforme em Krauter (2010), o gerador usa um campo eletromagnético para converter a potência mecânica causada pelo rotor em potência elétrica. Os geradores integrados em sistemas de conversão eólica terão de estar aptos para lidar com:

- variações na velocidade do vento;
- variações do torque de entrada (posto que variações na velocidade do vento induzem variações de potência disponível no eixo do conjunto do gerador);
- exigência de frequência e voltagem constante na energia final produzida;

- facilidade de instalação, operação e manutenção devido ao isolamento geográfico de muitos desses sistemas, sobretudo em caso de pequena escala de produção.

Finalmente, observa-se que a análise de um sistema eólico recai em determinar a curva que descreve o comportamento da potência elétrica fornecida pelo gerador em função da velocidade do vento. Esta análise é fundamental para especificar o sistema eólico mais adequado a um dado regime de ventos em determinado local. No entanto, essa curva característica de potência é basicamente condicionada pelo sistema de controle, como pode ser visto na seção 2.2.3.

2.2.1 Extração de potência em turbina eólica

Com o advento de tecnologias que permitem o armazenamento de energia elétrica, o uso de fontes de energia intermitentes, como é o caso da fonte eólica, são de grande interesse tecnológico, econômico e ambiental. A disponibilidade deste recurso energético e o alto custo de implantação de sistemas de geração de energia elétrica requerem um aproveitamento eficiente para que tal recurso seja economicamente viável.

A potência máxima convertida depende da variação do coeficiente de potência C_p , que indica a capacidade de conversão que uma turbina eólica possui em transformar parte da potência cinética do vento P_v , que atua sobre a turbina, em potência mecânica rotacional P_m . O coeficiente de potência C_p varia em função da razão da velocidade das pás λ e do ângulo de passo β , que é definido como o ângulo da pá relativo à direção do movimento de rotação da turbina. O ângulo β permite o ajuste aerodinâmico do torque da turbina T_r e a velocidade do gerador V_g . A razão da velocidade das pás λ é definida como sendo a razão entre a velocidade linear $\Omega_r r$ da turbina e a velocidade de fluxo de vento V . Trata-se de um parâmetro de fundamental importância, pois um λ muito grande significa que o conjunto de forças aerodinâmicas nas pás causadas pela força de sustentação F_s e pela força de arrasto F_a são quase paralelas ao eixo do rotor, significando ainda uma razão ótima entre C_p/C_a . Mas um λ baixo implica em baixa eficiência aerodinâmica. Isso se deve ao fato de que a força de sustentação F_s nas pás que geram torque tem o mesmo efeito no vento. Como resultado, o vento a jusante torna-se turbulento e reduz λ , fazendo com que haja perda de potência (MUYEEN, 2012).

O coeficiente de potência C_p de uma turbina de velocidade de vento V variável é dado pela Equação (2.22), conforme Abedi (2014) para cada velocidade de vento V instantânea, existe um valor para o ângulo de passo β que corresponde à máxima potência mecânica P_m produzida pela turbina. O β é definido com valor de zero grau, sendo que o valor da razão λ é constante para todos os pontos de máxima potência (MUYEEN, 2012).

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,73 \times \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0,58\beta - 0,002\beta^{2,14} - 13,2 \right) e^{\frac{-18,4}{\lambda_i}}, \quad (2.22)$$

$$\lambda = \frac{\Omega_r R}{V}, \quad (2.23)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,02\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}, \quad (2.24)$$

$$\Omega_r = 2\pi f_n \quad [\text{rad/s}] \quad (2.25)$$

$$f_n = \frac{\Omega_r N_p}{60} \quad [\text{Hz}] \quad (2.26)$$

Sendo λ_i a razão da velocidade das pás equivalente, f_n a frequência nominal e N_p o número de pólos da máquina elétrica.

Em sistemas eólicos de baixa potência, a maioria das configurações possui três pás, eixo horizontal, ausência de caixa de transmissão e um gerador trifásico de imã permanente. A potência mecânica extraída do vento é dada por (2.21), de modo que o torque T_r desenvolvido pela turbina pode ser escrito como

$$T_r = \frac{P_m}{\Omega_r} \quad [\text{N.m}] \quad (2.27)$$

Para o cálculo da potência elétrica, deve-se ter em conta a eficiência mecânica η_{mec} causada por fricções mecânicas e a eficiência elétrica η_{ele} devido à conversão em potência elétrica (TIKHOMIROVA, 2012). No caso das turbinas sem multiplicador de velocidade, as perdas elétricas e mecânicas são muito baixas, o que acarreta em uma boa

eficiência global. A eficiência global η do sistema de conversão de potência mecânica P_m para elétrica P_e é dependente das características do tipo de sistema de transmissão entre o rotor e o gerador da turbina.

A Tabela 1 mostra os tipos de perdas que ocorrem nas turbinas de ligação direta (FREEMAN e JORGENSON, 2014).

Tabela 1 - Tipos de perdas em turbinas sem caixa multiplicadora de velocidade

Tipo de sistema de transmissão	C - Perdas elétricas (Perdas por conversão)	L - Perdas mecânicas por fricção	Q - Perdas no cobre (Aquecimento ou efeito de Joule)
Direta	0,01	0,02	0,069

Fonte: Adaptado de Freeman e Jorgenson (2014)

Logo, a eficiência da turbina eólica sem caixa de transmissão é tipicamente dada por

$$\eta = 1 - (C + L + Q) \quad (2.28)$$

Assim, a potência elétrica P_e de saída é dada por

$$P_e = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 \eta C_p(\lambda, \beta) \quad [\text{W}] \quad (2.29)$$

Sendo R, o Raio da turbina eólica e V a Velocidade do vento.

2.2.2 Limite de Betz

Em Mazor (2012), é mostrado que o coeficiente de potência C_p das turbinas eólicas é igual ou menor ao chamado limite de Betz. Isto implica que para uma turbina, a máxima energia que pode ser extraída da energia cinética E_c do vento não é maior do que o limite de Betz. Albert Betz, foi um Engenheiro Alemão que apresentou no seu livro “*Wind Energy and its Extraction through Wind Mills*” a equação fundamental relacionada ao valor máximo da eficiência de uma turbina. Betz estabeleceu um limite máximo teórico de 59,3% para o coeficiente de potência C_p , ao se basear na teoria do disco atuador e observar que a área a montante era menor do que a área do rotor. Logo,

o limite de Betz está relacionado com as características eletromecânicas da turbina. No entanto, na prática, obtêm-se valores de coeficiente de potência C_p de até 45%.

2.2.3 Mecanismos de controle da potência em turbinas eólicas

Como todo sistema, o controle é de vital importância para a continuidade do próprio sistema e o contínuo aproveitamento dos propósitos inicialmente implementados. Existem duas maneiras distintas na qual se pode apresentar o controle das turbinas eólicas: a habilidade de a turbina adaptar-se a velocidade do rotor durante a produção normal; e o método pelo qual a turbina limita a potência extraída do fluxo de vento, quando este se torna maior do que a potência na qual a turbina foi dimensionada (HOFMANN, 2002).

Os sistemas de controle das turbinas de baixa potência (com potência máxima de até 50 KW) geralmente possuem um sistema de controle de potência e um sistema de parada da turbina eólica em caso de ventos com velocidades superiores ao projetado. Dentre as várias combinações de velocidade angular do rotor Ω_r e o ângulo de passo β das pás das turbinas, é comum a combinação entre a velocidade angular do rotor Ω_r e o ângulo de passo β como esquema de controle. As pás são construídas para operar em uma velocidade nominal V_n de vento para extrair a potência máxima P_{max} , mas a variação do fluxo de vento faz com que isto não aconteça, o que exige a necessidade de controle, de modo que a turbina opere dentro das suas limitações de velocidade e forneça a potência P_{max} (MANWELL, 2009).

Pela análise da Figura 9 é possível analisar a curva característica da potência produzida por uma turbina em função da velocidade do vento V . Observa-se que a turbina produz a potência nominal P_n quando o fluxo de vento assume uma velocidade nominal V_n para a qual a turbina foi dimensionada. Para manter a turbina na faixa de máxima potência, independente da velocidade do vento, ela necessita ser construída com um sistema de controle. O sistema de controle tem a finalidade de prevenir danos à turbina, prevenir danos à carga e permitir a produção da potência elétrica máxima P_{max} . Para isso, é preciso levar em consideração as áreas 1, 2 e 3 de funcionamento (vide Figura 9). A área 1 especifica o intervalo entre a velocidade acima da velocidade inicial V_i de produção de potência e a velocidade abaixo do ponto de transição da curva de potência. A área 2 é definida como a área acima do ponto de transição e abaixo do ponto ideal para a extração da potência nominal P_n do sistema. Esta área faz-se presente na representação da curva real de potência, sendo inexistente em uma curva ideal. A área 3

é onde a turbina opera na sua máxima capacidade, devendo haver uma limitação da velocidade angular Ω_r do rotor (NEAMMANEE *et al*, 2010).

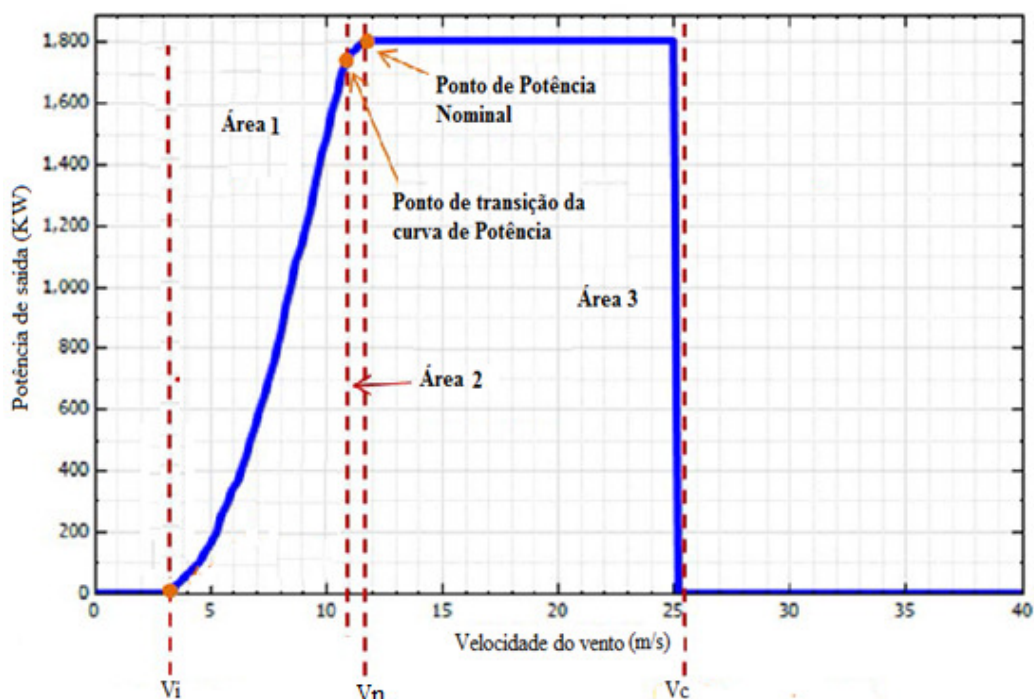


Figura 9 - Curva típica de uma turbina eólica.

Fonte: Freeman (2014)

Devido à característica intermitente do vento, controladores aerodinâmicos ou eletrônicos são normalmente usados em turbinas de baixa potência para garantir que tais turbinas operem na região de interesse. Os tipos de controle podem ser classificados como:

a) Controle passivo de estol, onde as pás estão ligadas ao cubo por um ângulo fixo. As pás são desenhadas de tal modo que, quando a velocidade do vento V for maior do que a velocidade nominal V_n do vento para o qual a turbina foi projetada, haverá uma mudança de posição no ângulo de ataque α , fazendo com que haja fluxo turbulento de vento. Então a força de sustentação F_s na pá cessa, permitindo que a pá efetue um movimento de rotação (estol). Essa rotação na pá é feita de forma gradual ao longo do seu eixo longitudinal (BURTON, 2001);

b) Controle ativo do ângulo de passo β , o qual permite o aumento da potência mecânica P_m quando a velocidade do vento V for inferior à velocidade nominal V_n (região 1 da Figura 9). Nestas condições, o ângulo de passo β é acionado de forma que tenha um valor que permita que a turbina extraia a máxima potência do fluxo de vento.

Por outro lado, o ângulo de passo β limita a potência mecânica P_m da turbina quando a velocidade do vento V é superior a velocidade nominal V_n (região 3 da Figura 9). Como resultado da variação do ângulo de passo β , as pás efetuam um movimento rotacional no seu eixo em uma direção que diminuí o ângulo de ataque e a força de sustentação F_s , resultando na extração controlada da potência mecânica P_m do rotor (RAGHEB, 2009);

c) Controle de rotação da *nacelle* (controle *yaw*), o qual é feito de forma aerodinâmica, isto é, em situações de ventos extremos, a *nacelle* efetua um movimento de rotação em noventa graus ao longo do seu eixo longitudinal, evitando ventos extremamente fortes (KIM, 2009);

d) Controle de paragem, o qual é aplicado em situações de fluxo de vento extremo, ou seja, ventos com velocidades superiores à velocidade de corte V_c , para a qual existe a necessidade de manter a turbina parada. Com esse objetivo, as turbinas são concebidas com sistemas de paragem que atuam em tais condições para evitar danos. No entanto, existem vários tipos de controle de paragem, isto é, mecanismos mecânicos, hidráulicos e eletrônicos, variando ainda de fabricante para fabricante (RAGHEB, 2014).

De uma maneira geral, os sistemas de controle das turbinas modernas são feitos por conversores eletrônicos. Existem diversas formas de controlar uma turbina, dependendo apenas do tipo de velocidade do rotor, sendo que pode ser fixa ou variável. As turbinas de velocidade fixa operam com velocidade rotacional muito próxima à velocidade síncrona, enquanto que as turbinas de velocidade variável operam em intervalos de velocidade rotacional grande, tanto abaixo como acima da velocidade síncrona, proporcionando uma maior eficiência e permitindo extrair uma maior potência do que às extraídas em turbinas de velocidade fixa (VIHRIALA, 2002).

Em turbinas de velocidade variável, controla-se a potência de saída do gerador por meio do ângulo de passo β e do T_r torque desenvolvido. As turbinas de velocidade variável operam basicamente em dois regimes: na faixa da velocidade nominal e acima da velocidade nominal V_n . Quando a potência elétrica P_e é igual à potência nominal P_n , a turbina opera em uma velocidade do rotor variável (região 2 da Figura 9). Nesta situação, o ângulo de passo β , mantém-se a 0° e a velocidade do rotor é controlada por meio do torque. Quando a potência elétrica P_e do gerador for maior do que a potência nominal P_n do gerador, causada por uma velocidade de vento V superior à velocidade nominal V_n (região 3 da Figura 9), então o ângulo de passo β varia e o torque do gerador

mantém-se constante, de forma que a potência elétrica P_e se mantenha no seu valor nominal (VIHRIALA, 2002).

Conforme a Figura 10, controladores eletrônicos são baseados em circuitos eletrônicos com realimentação, onde a saída é comparada ao sinal de entrada e, posteriormente, corrigida de forma a fornecer a magnitude desejada (WILLIAM, 2006). A realimentação deve-se ao fato de que o sistema está sujeito a distúrbios os quais se refletem diretamente no sinal de saída. Com o objetivo de diminuir a variação do sinal de saída e atenuar o efeito do distúrbio, faz-se a realimentação (SANZ, 2012).

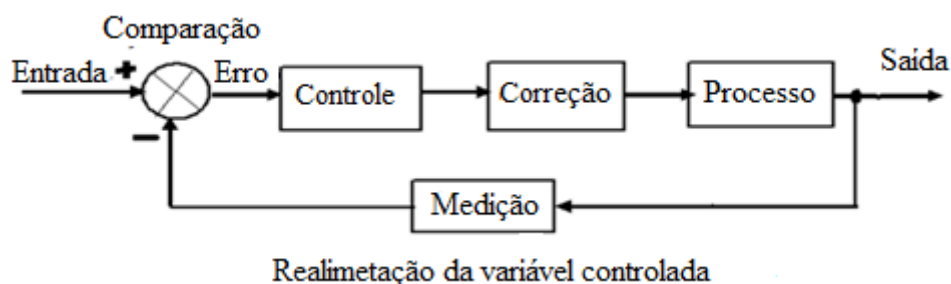


Figura 10 - Sistema básico de controle
Fonte: Adaptado de Bolton (2010)

As turbinas modernas de baixa potência são construídas com equipamentos eletrônicos para o controle da potência elétrica P_e . Nesta ótica, inclui-se o controle baseado em microprocessadores, o proporcional integral (PI) e o proporcional integral derivativo (PID). Tais controles operam tanto em condições normais quanto em condições adversas, garantindo a segurança da turbina (WILLIAM, 2006). A Figura 11 mostra um modelo básico de controle baseado em microprocessador.

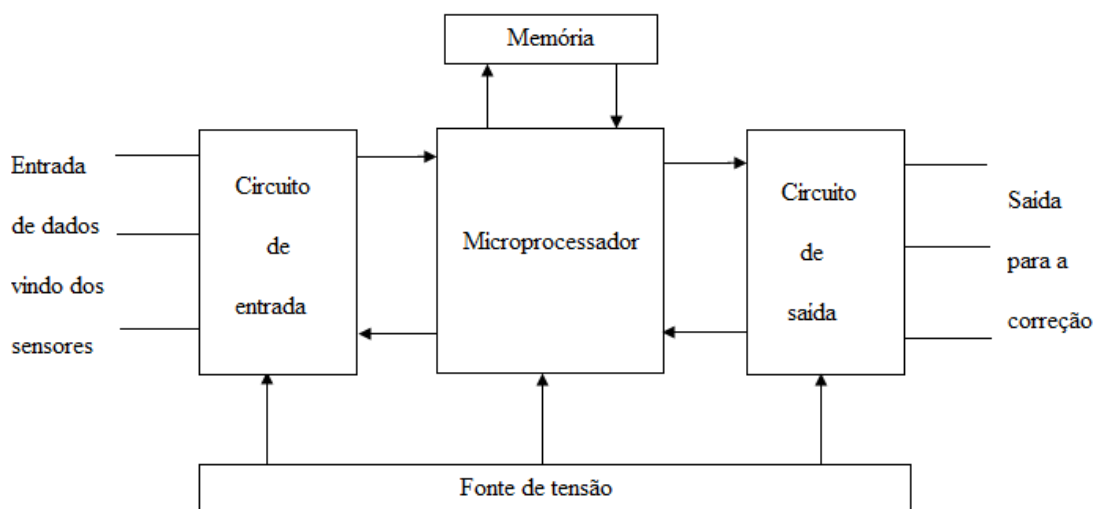


Figura 11 - Esquema de controle baseado em microprocessador
Fonte: Adaptado de Bolton (2010)

Os controladores PI e PID proporcionam um controle dinâmico do sistema por realimentação. São simples de implementar e de baixo custo, de modo que são muito utilizados para o controle em turbinas, oferecendo uma maneira simples para regular a velocidade do rotor por meio do ângulo de passo β . A Figura 12 representa o controlador PID composto pelos ganhos proporcional K_p , integrativo K_i e derivativo K_d (HOU, 2014).

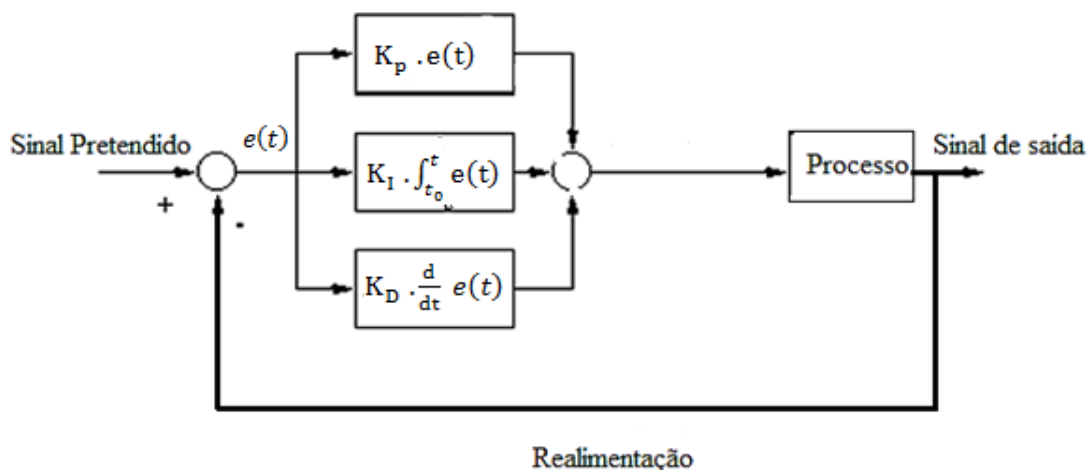


Figura 12 - Controlador PID
Fonte: Adaptado de Karl Johan (2002)

As técnicas de controle de máxima potência em turbinas com geradores de velocidades variáveis são, na maioria das vezes, baseadas na característica da relação da potência nominal P_n e da velocidade do gerador V_g . Essa velocidade é medida, permitindo a obtenção da potência elétrica P_e ótima, que, por sua vez, é comparada com a potência atual do gerador. O erro resultante é usado para controlar a potência elétrica P_e . Outra forma de controle de máxima potência é através da medição da potência do vento P_v e da velocidade angular Ω_r do rotor. A velocidade angular Ω_r do rotor medida é, então, comparada com a velocidade do rotor predeterminada, de modo que o erro encontrado serve para controlar a potência (ALI, 2012). As Figuras 13a e 13b apresentam as duas técnicas comentadas acima.

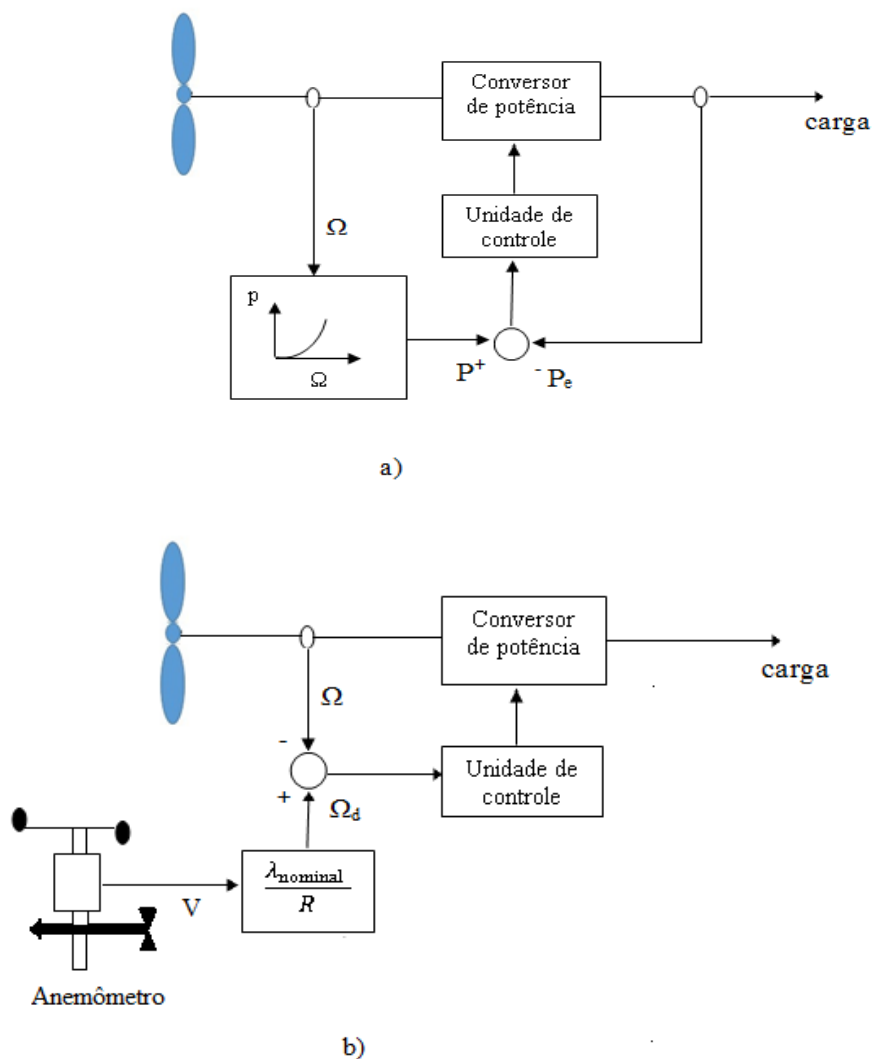


Figura 13 - a) Sistema de controle baseado na medição da velocidade angular. b) Sistema de controle baseado na medição da velocidade
 Fonte: Adaptado de Ali (2012)

No entanto, as técnicas de controle por meio das características de ótima potência e controle da velocidade do vento requerem um grau de precisão elevado e são de considerável custo econômico, uma vez que a medição da velocidade do vento é de difícil previsão. Sendo assim, outros métodos de controle de máxima potência têm sido desenvolvidos. É o caso do monitoramento da potência elétrica medindo a tensão, a corrente e ajustando diretamente o ciclo de trabalho do conversor de acordo com a comparação feita entre os sucessivos valores da potência do gerador. Neste caso, não é requerido nenhum conhecimento da relação da potência do gerador com a sua velocidade (ALI, 2012).

Os sistemas de controle aplicados em turbinas eólicas descritos acima são de vital importância, de tal modo que a eficiência e o tempo de operação da turbina é muito

dependente do sistema de controle. Sanz (2012) diz que alguns dos principais objetivos do sistema de controle em turbinas eólicas são:

- Confiabilidade e disponibilidade - as técnicas de controle devem assegurar a devida confiabilidade em condições externas extremas e com longos períodos de operação;
- Captação de máxima potência do vento, tendo em vista que este é um dos principais requisitos do sistema de controle;
- Estrutura - as turbinas são feitas para um período de 20 anos de operação, e suas dimensões têm se tornado cada vez maior, de modo que o sistema de controle tem ganhado importância vital para manter a estrutura da turbina intacta dentro dos limites de operação;
- Amortecimento - o aumento do tamanho das turbinas requer maior tamanho das pás e estruturas mais flexíveis. Como resultado, em operação de ventos de baixa velocidade, a turbina, por meio do controle de *yaw*, muda a posição, fazendo com que haja menos amortecimento nas pás;
- Quantidade de energia - o crescente número de turbinas eólicas conectadas às redes elétricas tem provocado um grande impacto na estabilidade e operação de tais redes. Portanto, os subsistemas de controle das turbinas eólicas devem se certificar da qualidade da potência fornecida – incluindo a habilidade de reação na queda instantânea da tensão (afundamento de tensão), corrigir o fator de potência, contribuir para a estabilidade da frequência da rede elétrica, regular a tensão e não injetar harmônicos na rede elétrica.

2.3 Geradores de sistema eólicos

Os geradores são parte integrantes das turbinas, tendo como função transformar a potência mecânica P_m no seu eixo em potência elétrica P_e . Existem três tipos principais de geradores que podem ser aplicados em turbinas: geradores de corrente contínua, geradores de corrente alternada síncrona e geradores de corrente alternada assíncrona. Os geradores de indução duplamente alimentados, que são um tipo de geradores de corrente alternada assíncrona, são normalmente empregados para a geração de potência

em turbinas de médio e grande porte, enquanto que os geradores de corrente contínua, os geradores de corrente alternada síncrona e geradores de corrente alternada assíncrona baseadas em máquinas de indução tradicionais vêm sendo usadas para a geração em baixa potência.

Este trabalho refere-se a uma turbina de baixa potência, que são referenciados como sistemas de baixa velocidade de vento. Tais sistemas usam conexão direta entre o rotor da turbina e o eixo do gerador (sem caixa de multiplicação de velocidade). Portanto, nas subseções seguintes serão referenciados os principais geradores que podem ser acoplados em sistemas eólicos de baixa velocidade.

2.3.1 Geradores de corrente contínua de ímã permanente sem escovas

A designação “ímã permanente” descreve todos os dispositivos de conversão de energia em que a excitação é feita por ímã permanente, não requerendo fonte de excitação externa”. Os ímãs geram fluxo magnético sem que haja dissipação de potência elétrica, resultando em baixas perdas e alto rendimento. Em sistemas eólicos, o gerador de ímã permanente de corrente contínua é dimensionado para operar com baixos valores de velocidade, alto torque e em velocidades variáveis (WU, 2000).

Nos geradores de ímã permanente de corrente contínua, o rotor é composto de um ímã permanente, de tal modo que possibilita o aumento da distribuição do fluxo, fazendo com que as flutuações do torque sejam mínimas. Esses geradores são caracterizados por terem uma boa relação torque-velocidade e alta eficiência. Tais geradores são ideais para serem empregados em turbinas de baixa potência, uma vez que operam em baixa velocidade, sendo, portanto, propícios para sistemas sem caixa multiplicadora de velocidade (WU, 2000).

2.3.2 Geradores síncronos de corrente alternada

Os geradores síncronos de corrente alternada são usualmente chamados de geradores síncronos de ímã permanente. São bastante empregados em turbinas eólicas, sendo que geram alta potência e possuem baixo peso (CAO, 2011).

Tecnicamente, tais geradores são máquinas elétricas excitadas com um ímã permanente montado em uma superfície de enrolamentos concentrados. Esse tipo de enrolamento só é de utilidade em baixas velocidades, desde que seja construído com

alto número de polos (multipolos), possibilitando eliminar a caixa multiplicadora de velocidade.

Os geradores síncronos de imã permanente são similares aos geradores de imã permanente de corrente contínua, diferenciando apenas na distribuição do fluxo e na forma de onda da tensão de saída. Eles possuem cerca de 15 % a menos de densidade de potência em relação aos geradores de imã permanente de corrente contínua. Por outro lado, apresentam bons resultados quando usados em sistemas eólicos, devido a sua estrutura simples, sua habilidade de operar em baixa velocidade e da sua alta densidade de potência (SINGH, 2012).

2.3.3 Geradores de Indução auto-excitados

Os geradores de indução auto-excitados são uma opção de aplicação em sistemas eólicos de baixa velocidade. No entanto, tais sistemas necessitam de uma caixa multiplicadora de velocidade para adaptar a baixa velocidade do rotor da turbina à alta velocidade do gerador. A operação do gerador de indução auto-excitado é efetuada com potência reativa para estabelecer o campo magnético, de modo que possa haver conversão de potência mecânica em potência elétrica. Essa fonte externa deve estar conectada constantemente aos enrolamentos do estator.

No caso de sistemas isolados, os geradores de indução auto-excitados obtêm a potência reativa por meio da carga ou por um banco de capacitores. Nesta condição, em caso de falha no controle da potência reativa, pode ocorrer instabilidade de tensão no gerador de indução auto-excitado. Como consequência, a eficiência é afetada.

A condição do gerador de indução auto-excitado à dependência da potência reativa, à velocidade do gerador e ao tipo de carga torna a regulação da frequência um dos principais problemas deste tipo de gerador (SIMÕES, 2006).

2.3.4 Geradores de relutância de imã permanente super-multipolar

Em Nakura (2012) é apresentado o gerador de relutância de imã permanente super-multipolar para sistemas eólicos de baixa velocidade. Como referenciados, tais geradores são construídos com um grande número de pólos para que não necessitem de caixa multiplicadora de velocidade e para que operem em baixas velocidades.

De fato, este tipo de gerador é semelhante ao gerador de relutância, com a diferença de que os ímãs permanentes são implementados no estator para que possam ter uma fonte de excitação interna e, além disso, para que possam eliminar os sensores de posição do rotor que o gerador de relutância apresenta.

Outra inovação em geradores de relutância de ímã permanente super-multipolar é a implementação dos ímãs de ferrite e da forma de construção do rotor, de tal modo que sejam eliminadas as pequenas ondulações (*ripple*) do torque.

Em Cardenas (1995) é mostrada a aplicação dos geradores de relutância de ímã permanente super-multipolar em turbinas. Uma vez que tal gerador pode operar em velocidade variável, ele possui a vantagem de diminuir ou, até mesmo, eliminar o peso extra de uma caixa de engrenagens. Além disso, é capaz de produzir tensão alternada por meio de um conversor. Logo, trata-se de máquinas competitivas em aplicações de geração elétrica em baixa potência, apresentando grande eficiência e sistema de acionamento de baixo custo quando comparado com as tradicionais máquinas de indução em gaiola.

2.4 Conclusão

Neste capítulo foram apresentados conceitos e peças fundamentais para a geração eólica em baixa potência. Tratou-se da aerodinâmica, da sua importância para a geração eólica e das teorias que podem ser aplicadas para a modelagem aerodinâmica de sistemas eólicos. Foi destacada a importância do túnel de vento para se estudar o comportamento aerodinâmico devido ao fluxo de vento sobre a turbina eólica. O capítulo tratou também da conversão de potência mecânica do vento para a potência elétrica proporcionada por turbinas eólicas, dando ênfase aos mecanismos de controle de potência de uma turbina eólica e ao limite teórico natural de eficiência de tais sistemas de conversão. Por fim, foram apresentados os tipos e características das máquinas elétricas normalmente usadas em turbinas eólicas de baixa potência.

Capítulo 3: Caracterização do Sistema

Este capítulo descreve o sistema experimental integrado no desenvolvimento desta dissertação, os detalhes podem ser visualizados pela análise da Figura 14, isto é, os equipamentos, suas características e funções. O sistema é constituído por uma fonte de alimentação de tensão que, por meio de um inversor de frequência contido em um módulo de medição e controle, controla a velocidade do vento que flui pelo túnel e atua, finalmente, sobre uma turbina eólica de baixa potência montada no final do túnel de vento, fazendo com que a turbina efetue movimento rotacional (conforme os efeitos aerodinâmicos apresentados no Capítulo 2) e produza potência elétrica.

No mesmo módulo de medição e controle estão também embutidos um potenciômetro, uma carga passiva fixa e os equipamentos de medição da tensão, corrente e velocidade do vento, bem como as respectivas saídas para a aquisição de dados. Detalhes sobre tais peças de sistema são apresentados na sequência deste capítulo.



Figura 14 - Sistema eólico de baixa potência estudado (DLWIND-B)
Fonte: Captada pelo autor (2015)

3.1 Fonte de Tensão

A Figura 15 mostra o módulo responsável pela alimentação e controle do motor usado para gerar o fluxo de vento (ventilador), e por permitir a leitura da velocidade do fluxo de vento dentro do túnel, bem como da tensão e da corrente gerados pela turbina eólica. O módulo possui ainda um inversor de frequência (em destaque na Figura 16)

que permite controlar o fluxo de vento dentro do túnel. A Tabela 2 estão resumidas as características do inversor em questão.



Figura 15 - Fonte de tensão, medição e controle
Fonte: Captada pelo autor (2015)



Figura 16 - Inversor de frequência
Fonte: *Direct Industry* (2014)

Tabela 2 - Características do inversor de frequência

Marca	IMO
Tipo	CUB8A-2
Número de serie	3112150001
Tipo de tensão	Trifásica (3 ϕ)
Tensão de saída (V)	200 – 240
Frequência de saída (Hz)	1 - 400
Potência de saída (kW)	1,5

Fonte: Adaptado de IMO Jaguar CUB (2003)

3.2 Motor do sistema

A Figura 17 destaca o motor do ventilador, enquanto que na Tabela 3 são descritas as suas características nominais.



Figura 17 – Motor
Fonte: Captada pelo autor (2015)

Tabela 3 - Características nominais de velocidade e potência do motor

Potência (KW)	0,75
Velocidade nominal de rotação (rpm)	1400

Fonte: Adaptado de De Lorenzo (2008)

3.3 Exaustor

O túnel aerodinâmico é constituído de um exaustor axial de pás curvadas para trás. Segundo Araújo (2014), o ventilador axial é construído com uma armação de controle de fluxo, na qual o motor é diretamente acoplado no eixo do ventilador. Para este tipo de ventilador, a posição e a forma das hélices têm influência decisiva no desempenho do fluxo de ar e na eficiência do próprio ventilador. Na Figura 18 é apresentado o exaustor, cujas características são descritas na Tabela 4.

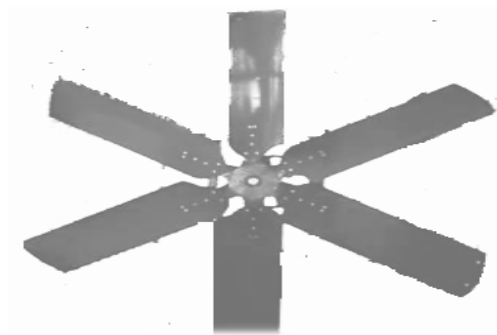


Figura 18 - Exaustor
Fonte: Adaptado de Wordphoto (2011)

Tabela 4 - Características do exaustor

Número de pás	6
Comprimento da pá (m)	0,23
Largura máxima (m)	0,95

Fonte: Adaptado de De Lorenzo (2008).

3.4 Estrutura do túnel de vento

Com os túneis aerodinâmicos podem-se efetuar testes para estudos de modelos em pequenas escalas. A Figura 19 apresenta a área de fluxo de vento. Trata-se de uma estrutura metálica horizontal de jato aberto, definida por um espaço em forma de um octógono regular, com comprimento de 1,48 m, em que o fluxo de vento desloca-se a uma altura de 0,75 m do chão. A velocidade de fluxo de vento varia de 0 a 12 m/s. No seu interior, existe outra estrutura metálica chamada de colméia, um anemômetro e uma turbina eólica de baixa potência.

Os túneis aerodinâmicos com velocidade inferior a 100 m/s são considerados de baixa velocidade. Túneis de baixa velocidade são geralmente equipados com colméias para que o perfil de velocidade se mantenha uniforme, ou seja, com baixa turbulência (ARNAB, 2012).



Figura 19 - Área de fluxo de vento do túnel aerodinâmico
Fonte: Captada pelo autor (2015)

3.5 Colméia

Colméias são dutos colocados ao longo do eixo da corrente de ar para reduzir a turbulência no fluxo de ar, onde todas as células são justapostas lado a lado com certo comprimento que permitem aos filamentos de ar individuais tornarem-se paralelos (KULKARNI *et al*, 2010).

A colméia do sistema, também chamada de retificador de ar (Figura 20), é colocada no início do túnel (onde é gerado o vento), com o objetivo de diminuir a turbulência, isto é, produzir um fluxo de ar laminar na área de seção de teste (ARNAB, 2012). Possui seis células por diâmetro em forma geométrica quadrada com cerca de 90 mm de comprimento e 0,3 mm de espessura por célula.

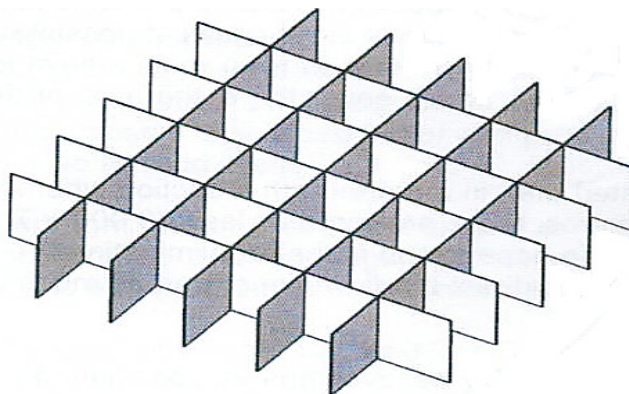


Figura 20 – Colméia
Fonte: Adaptado de De Lorenzo (2008)

3.6 Anemômetro

A potência elétrica por meio de turbinas depende principalmente da velocidade do vento. Entre os diferentes instrumentos empregados para medir a velocidade do vento, o anemômetro de copo é um dos mais usados no setor de energia eólica. Isso se deve a sua simplicidade, robustez, custo atrativo e por apresentar uma resposta linear numa faixa de 4 a 16 m/s. Através da velocidade medida pelo anemômetro é possível coletar informações que permitam obter as velocidades médias, máximas, mínimas, intensidade de turbulência e distribuição de velocidade. Tais informações permitem determinar a potência contida no fluxo de vento em cada instante, sendo que a qualidade dos resultados obtidos está diretamente relacionada com a qualidade dos anemômetros utilizados (SANTIAGO *et al*, 2015).

Peter (2008) afirma que os anemômetros apresentam uma determinada incerteza na medição da velocidade e é possível realizar uma análise entre esta incerteza e sua influência na energia disponível. A incerteza de medição é definida como sendo a indicação quantitativa da qualidade dos resultados de medição. Para tornar confiáveis os resultados do potencial eólico, é recomendável a utilização de anemômetros com incerteza compreendida entre 0,1 m/s a 0,2 m/s.

Em um levantamento de potencial eólico, vários fatores contribuem para o aumento da incerteza da velocidade do vento. Albers e Klug (1999) mostra que para determinar a velocidade do vento para a estimativa da produção de potência elétrica, é fundamental considerar a qualidade do anemômetro, sua calibração e o período de amostragem das medições. Observa-se frequentemente que a faixa de incerteza das amostras vai de 1,5 % até 14 %. Isto representa uma incerteza na produção de potência elétrica de um parque eólico na ordem de 3 % a 30 %. Deste modo, um levantamento de potencial eólico será de alta qualidade quando a potência elétrica produzida apresentar uma incerteza menor do que 3 %.

Assim os anemômetros podem auxiliar na prospecção da energia eólica, em aplicações como: conhecimento do potencial eólico (velocidade e direção do vento, intensidade de turbulência), levantamento da característica de potência elétrica, monitoramento da turbina eólica para o sistemas de controle (JORGE, 2008). O anemômetro do sistema usado neste trabalho (vide Figura 21) está situado dentro da área de fluxo de vento e é conhecido como anemômetro em forma de copo ou rotacional. Possui um braço vertical e quatro braços horizontais, nos quais estão acoplados os copos, de tal modo que à medida que o vento passa por eles, gera-se movimento rotacional (KAKETE, 2014). Neste sistema a leitura instantânea da velocidade do vento feita pelo anemômetro é diretamente observada no equipamento de leitura do sistema.

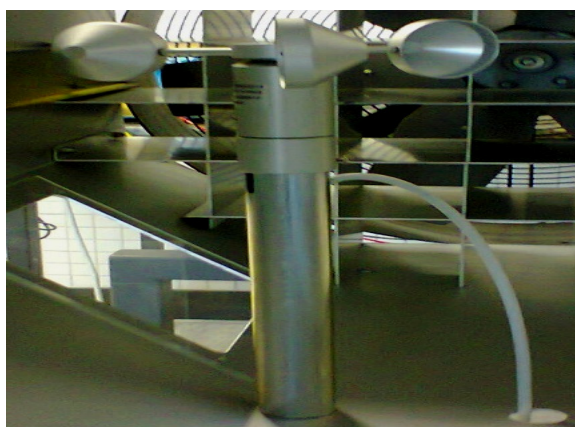


Figura 21 - Anemômetro do sistema
Fonte: Captada pelo autor (2015)

3.7 Turbina eólica

As máquinas rotativas para geração de potência elétrica funcionam segundo aplicação de um torque na sua entrada como resultado de uma excitação externa, isto é, um fluxo de vento, causando a tensão induzida nos terminais de saída do gerador. No caso das turbinas de baixa potência, os geradores são construídos com elementos fixos, rotativos e de conversão de tensão alternada em contínua.

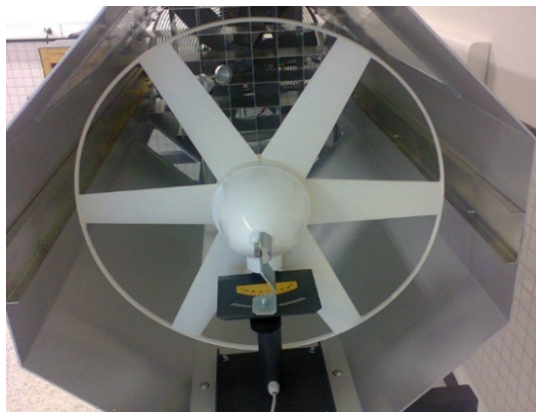


Figura 22 - Turbina eólica do sistema
Fonte: Captada pelo autor (2015)

A Figura 22 apresenta a turbina do sistema. Entre as características externas da turbina, destacam-se o cubo, as pás e o rotor. O cubo constitui o elemento de conexão das pás com o eixo do rotor, sendo este o responsável por transformar a energia cinética do vento em energia mecânica de rotação. No caso de turbinas eólicas de baixa potência, normalmente, o rotor da turbina eólica de velocidade variável é conectado diretamente ao eixo de um gerador, que tem como função transformar a potência mecânica no seu eixo em potência elétrica.

Outra característica da turbina eólica é o sistema de controle, o qual permite que a turbina opere com diferentes ângulos de passo, permitindo a conversão de diferentes valores de fluxo de vento em potência elétrica. O ângulo de passo revela-se como sendo uma característica fundamental deste sistema, pois define as condições de operação da turbina eólica. Segundo Muljadi e Butterfield (2000), a possibilidade de variação do ângulo de passo permite maior captação da potência do vento, sendo que é possível notar a diminuição e o aumento da potência elétrica fornecida à saída da turbina eólica à medida que o fluxo de vento varia.

Na Figura 23 é possível observar que o ângulo de passo da turbina eólica pode ser regulado pelo mecanismo rosqueável, enquanto que na Tabela 5 são apresentadas as características eletromecânicas da turbina eólica.

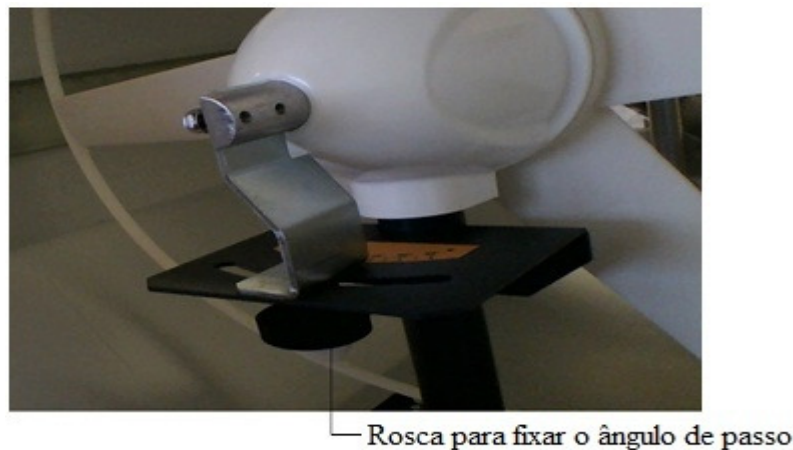


Figura 23 - Controle mecânico manual do ângulo de passo β
Captada pelo autor (2015)

Tabela 5 - Características eletromecânicas da turbina

Tipo de velocidade	Variável
Largura máxima da pá (m)	0,069
Raio do rotor (m)	0,213
Número de pás	6
V_{in} (m/s)	3
V_n (m/s)	12
Tipo de gerador	Gerador de corrente contínua de ímã permanente sem escovas
Tipo de ligação com o rotor	Direta (sem multiplicador de velocidade)
Tipo de tensão	Contínua
Potência nominal (W)	60
Tensão nominal (V)	12

Fonte: Adaptado de De Lorenzo (2008)

3.8 Painel de medição e saída de dados

O painel de medição é composto por um voltímetro, um amperímetro e o painel dos dados relativos à velocidade do vento captados pelo anemômetro. A tensão e a

corrente de saída geradas pela turbina em função da velocidade do vento são medidas a cada instante quando aplicadas em cargas passivas embutidas na fonte de alimentação.

Os dados da velocidade do vento, da tensão e da corrente são disponibilizados em três terminais de saída de sinal analógico. A Tabela 6 mostra os valores do potenciômetro e da carga fixa.

Tabela 6 - Valores das cargas que compõem o sistema

Identificação da posição	Valor em ohm (Ω)
1	100
2	50
3	33,3
4	25
5	16,5
6	12,3
Fixa	43,5

Fonte: Elaborado pelo autor (2015)

3.9 Conclusão

Neste capítulo foram apresentadas as principais peças que constituem o sistema experimental utilizado neste trabalho. Como se constatou, sistemas eólicos de baixa potência representam a exploração da energia eólica em baixa escala, permitindo compreender a interação entre os vários componentes integrados no sistema. Nesse caso concreto, destaca-se que o sistema foi construído com controle manual da velocidade do fluxo de vento e do ângulo de passo da turbina eólica. Esse tipo de controle permitiu verificar o comportamento da turbina eólica em vários estágios de operação, fazendo perceber as situações em que o sistema diminui ou aumenta a potência entregue a carga.

Capítulo 4: Modelagem Teórica de Aerogeradores de Baixa Potência

Este capítulo é dedicado a apresentação dos modelos matemáticos que representam de forma adequada o comportamento do sistema eólico. O modelo do sistema de conversão da potência eólica do vento em potência elétrica aqui apresentado é baseado em um modelo da literatura (SINGH, 2013). A Figura 24 apresenta o diagrama de blocos do sistema, onde V é o fluxo de vento que atravessa a turbina, P_m é a potência mecânica convertida pelo rotor, P_e é a potência elétrica obtida na saída do gerador, β o ângulo de passo da turbina e V_g é a velocidade do gerador.

Para a análise do sistema em causa, foram consideradas as seguintes considerações e simplificações:

- Pressão estática a montante e a jusante iguais a pressão atmosférica;
- Velocidade do vento igual a $V_i - V_n$;
- Velocidade do vento de corte (V_c) ausente;
- Controle do rotor (ângulo de passo β) constante;
- Controle de velocidade do vento manual;
- Controle giratório da *nacelle* (*yaw*) ausente.

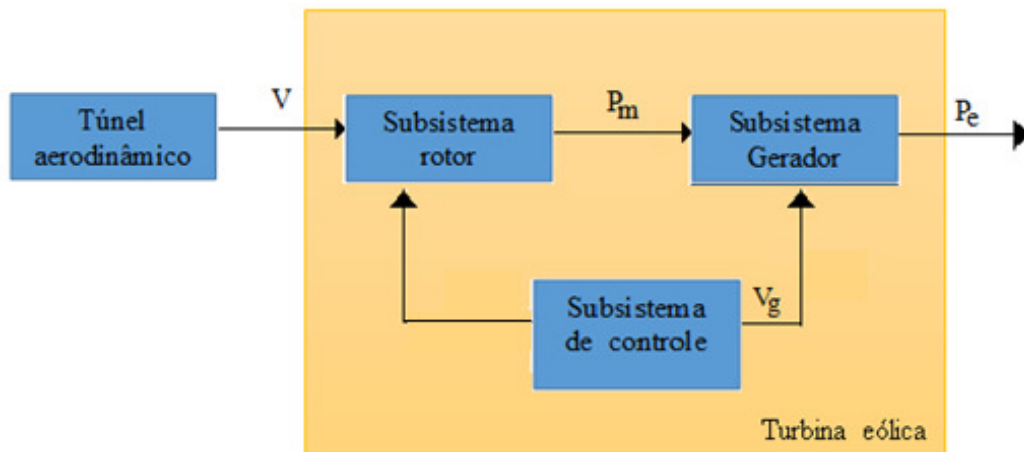


Figura 24 - Representação dos subsistemas do modelo
Fonte: Adaptado de Boukhezzar (2006)

A Seção 4.1 apresenta a modelagem do túnel aerodinâmico, mostrando as condições de fluxo de vento atuante sobre a turbina eólica. A modelagem do subsistema de controle é apresentada na Seção 4.2, considerando as condições de máxima potência mecânica. Posteriormente, na Seção 4.3, apresenta-se o modelo de potência mecânica

fornecida pelo subsistema rotor da turbina eólica, e, por último, segue-se o modelo do subsistema gerador apresentado na Seção 4.4.

4.1 Túnel aerodinâmico

Quando se pretende extrair a potência elétrica de uma turbina, tendo fluxo de vento originário de um túnel de vento, torna-se importante conhecer o perfil de velocidade do fluxo de vento dentro do túnel aerodinâmico, pois a velocidade do vento que atingirá a turbina está sujeita a determinadas condições. Estas condições estão relacionadas com equações que descrevem o movimento de um fluido em superfícies sólidas. Este tipo de escoamento pode ser laminar ou turbulento, sendo essa característica determinada pelo número de Reynolds - Re - (FOX, 2001).

Em túneis aerodinâmicos é importante determinar o Re e o número de Mach (M). Conforme em Montorro (2014), o número de Mach M é definido como sendo uma medida que indica o número de vezes que um corpo atinge a velocidade do som. Segundo Lassig e Colman (2012), o estudo do escoamento do vento em túneis aerodinâmicos para turbinas eólicas são baseados na corda média aerodinâmica do perfil da pá, em que o fluxo de vento torna-se turbulento para números de Reynolds acima de 5×10^5 , sendo que abaixo desse valor o fluxo considerado é laminar. Para o cálculo de Re e M , foram considerados os dados da Tabela 7.

Tabela 7 - Valores para o cálculo de Re

Viscosidade dinâmica (μ) do ar a 20°C [Pa.s]	$1,7894 \times 10^{-5}$
Velocidade do vento (v) [m/s]	12
Densidade do ar (ρ) [kg/m^3]	1,225
Velocidade do som (a) [m/s]	340
Corda ou Corda média aerodinâmica do perfil da pá (\bar{c}) [m]	0,255

Fonte: Elaborada pelo autor

$$Re = \frac{v \cdot \bar{c} \cdot \rho}{\mu} = 2,09 \times 10^5 \quad (4.1)$$

Conforme Arnab (2012), o número de Mach M é determinado pela seguinte equação:

$$M = \frac{v}{a} \quad (4.2)$$

Logo, para os dados da Tabela 7, tem-se que

$$M = \frac{12 \text{ m/s}}{340 \text{ m/s}} = 0,0035$$

Assim, o fluxo de vento dentro do túnel aerodinâmico foi considerado em estado estacionário já que as suas propriedades não variam com o tempo. Considerou-se também o número de Re e M calculados, isto é, o fluxo de vento é laminar, incompressível e ocorre em uma velocidade de escoamento subsônica ($M < 1$).

Segundo Dommelen (2013), o ar injetado na área de seção de teste do túnel é retificado pela colméia e torna-se paralelo ao eixo central. A Figura 25 apresenta o perfil da velocidade que é estabelecido conforme as seguintes condições de contorno:

- Condições de entrada com escoamento incompressível;
- Paredes do túnel sem escorregamento, isto é, o raio do fluido igual ao raio do túnel de vento ($r_f = R_t$) e velocidade do vento na parede é nula, $V = 0$;
- Simetria com relação ao eixo, isto é $r_f = 0$ e velocidade do vento igual à velocidade máxima ($V = V_{max}$);
- Condições de saída com pressão estática relativa constante e igual à pressão atmosférica.

A potência do fluxo de vento proveniente do túnel aerodinâmico que atua sobre o rotor da turbina proporcionando movimento rotacional pode ser escrita de acordo com a equação (4.3) (MANWELL, 2009).

$$P_V = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad [\text{W}] \quad (4.3)$$

onde V é a velocidade do vento, P_V é a potência do vento, ρ é a densidade do ar e A é a área do túnel aerodinâmico.

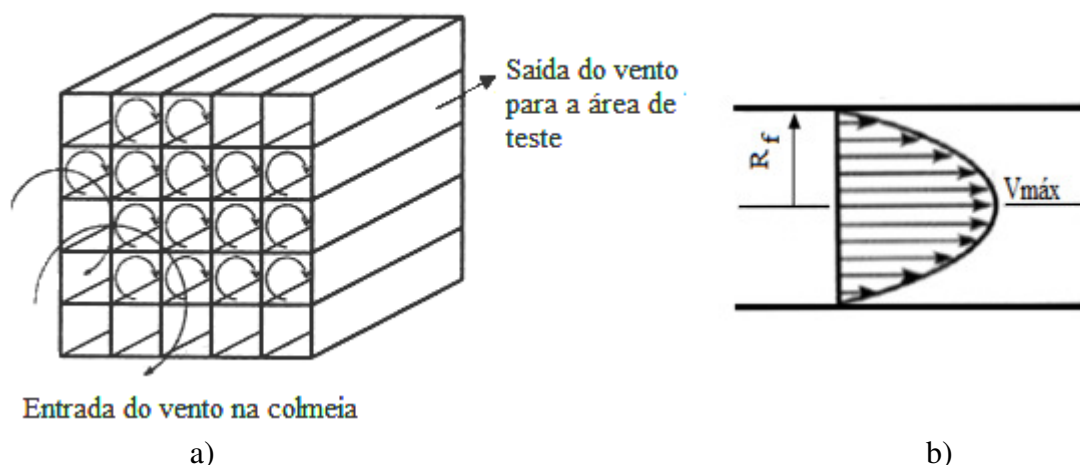


Figura 25 - a) Perfil do vento antes da colméia. b) Perfil de velocidade após a colméia
 Fonte: Adaptado de Dommelen (2013)

4.2 Subsistema de controle da turbina eólica

As turbinas aproveitam o fluxo de vento para movimentar o gerador e produzir potência elétrica. Esta potência elétrica produzida deve ser fornecida a uma determinada tensão com o objetivo de alimentar uma carga. Como em todo sistema de potência, existe a necessidade de regular a tensão fornecida, assim como deve ser previsto um sistema de proteção em caso de situações de funcionamento fora dos padrões estabelecidos.

Em sistemas eólicos, as turbinas são protegidas para fluxos de vento com velocidades extremas. O sistema de controle é fundamental para que a turbina forneça a máxima potência e, em caso de fluxo de ventos de magnitudes superiores à velocidade nominal, seja totalmente paralisada, evitando possíveis danos.

O vento é um recurso intermitente do qual se pode extrair potência elétrica, significando que a sua velocidade varia de intensidade e direção, o que requer o uso de turbinas controláveis. As turbinas eólicas são dimensionadas para operar em determinada faixa de velocidade conforme a região de operação, sendo, então, importante determinar a sua faixa de velocidade para melhor operação. A aplicação de turbinas eólicas tem importância em sistemas de suprimento de potência elétrica, pois permitem fornecer potência a cargas que requerem energia elétrica a qualquer instante.

A implementação do sistema eólico como um todo requer controle de acordo com a aerodinâmica e as interligações que ocorrem. Com o objetivo de manter o sistema operando para a obtenção da potência elétrica instantânea máxima, em função do fluxo de vento gerado pelo túnel aerodinâmico, foi fixado o ângulo de passo β em zero grau.

Nesse caso, as pás são reguladas de modo que o rotor forneça a máxima potência mecânica ao gerador. Assim, a turbina opera em modo de carga até a velocidade nominal, não sendo previsto uma velocidade de corte V_c de controle automático, uma vez que o controle da velocidade do vento V e do ângulo de passo da turbina são feitos de forma mecânica e manual. Nesta posição, isto é, com o ângulo de passo fixo em zero grau, obtém-se uma razão da velocidade das pás λ . Com o ângulo de passo β e a razão da velocidade das pás λ definidos, obtiveram-se as características de máximo torque e máxima potência mecânica da turbina.

Conforme exposto acima, pode-se concluir que a potência elétrica de uma turbina eólica fornecida a uma carga é condicionada pelo sistema de controle. Por este motivo, optou-se por iniciar a modelagem de conversão da potência do vento P_v em potência mecânica P_m , mostrando-se o envolvimento do sistema de controle. O sistema de controle é feito pelo ângulo de passo β da turbina, sendo que para cada ângulo de passo β definido, obtém-se uma determinada característica de potência mecânica da turbina eólica.

Segundo Aguiar (2014), pode-se representar as relações entre a potência mecânica P_m , o ângulo de passo β e a razão da velocidade das pás λ , variando-se a velocidade angular do rotor Ω_r e a velocidade do vento V , conforme as equações (2.22) a (2.24) apresentadas no capítulo 2. Dos dados da Tabela 5, determinam-se os valores nominais da potência P_m , da razão da velocidade λ e do coeficiente de potência C_p , já que as variações na velocidade do vento V significam alterações em λ e no ângulo de ataque α . Essas variações também significam uma mudança do coeficiente de potência C_p à medida que a velocidade do vento V varia (JOHNSON, 2001).

Em Nelson (2009) é dito que em turbinas eólicas de velocidade variável constata-se a variação do coeficiente de potência C_p e da potência mecânica P_m , fazendo-se necessária a representação das suas curvas características. Assim, para efeito de simulação, considerou-se a densidade padronizada e distribuição com fluxo de vento de Rayleigh com intervalos de 1 m/s.

Conforme as equações (2.21) a (2.24) e (2.27), nota-se que a potência mecânica P_m do rotor é proporcional ao cubo da velocidade do vento V até o ponto de potência nominal P_n . Nota-se ainda que quanto maior for a velocidade do vento V , maior será o torque desenvolvido T_r e a potência mecânica P_m . Depois que a velocidade angular nominal do rotor Ω_r é atingida, a potência P_m é mantida constante e, no caso de a

velocidade do vento V ser igual à velocidade de corte V_c , a potência mecânica P_m da turbina diminui (MULJADI e BUTTERFIELD, 1999).

A Figura 26 mostra a relação entre o ângulo de passo β , o coeficiente de potência C_p e a velocidade do vento V . Na Figura 26 é possível observar que para cada ângulo de passo β , obtém-se um coeficiente de potência C_p que indica a porcentagem de potência do vento P_v que é convertida em potência mecânica P_m . É possível observar também que existe um limite de velocidade do vento V_n no qual a turbina pode converter a potência mecânica P_m . O código computacional para gerar as curvas apresentadas na Figura 26 pode ser visto no Apêndice A.

A Figura 27 (vide o código computacional para gerá-la no Apêndice B) apresenta a relação entre o ângulo de passo β , o coeficiente de potência C_p e a razão da velocidade das pás λ , onde os valores da razão da velocidade das pás λ são obtidos à medida que o ângulo de passo β varia. Então, definindo um determinado ângulo de passo β , obtém-se a razão da velocidade das pás λ e o respectivo coeficiente de potência C_p . Logo, para qualquer valor de velocidade de vento V abaixo da velocidade nominal de vento V_n , o valor do coeficiente de potência C_p é constante e a potência mecânica P_m instantânea entregue ao gerador varia de acordo com a velocidade do vento V . No entanto, para um fluxo de vento de velocidade igual a velocidade nominal V_n , a turbina eólica mantém um coeficiente de potência C_p constante. Logo, acima da velocidade de vento V_n , a potência mecânica entregue ao gerador terá valor constante.

Portanto, pode-se concluir que a conversão de potência do vento P_v em potência mecânica P_m é dependente do coeficiente de potência C_p , que, por sua vez, é dependente do ângulo de passo β e da razão da velocidade das pás, λ , de modo que qualquer variação no ângulo de passo β afeta diretamente a potência mecânica P_m entregue no eixo do gerador.

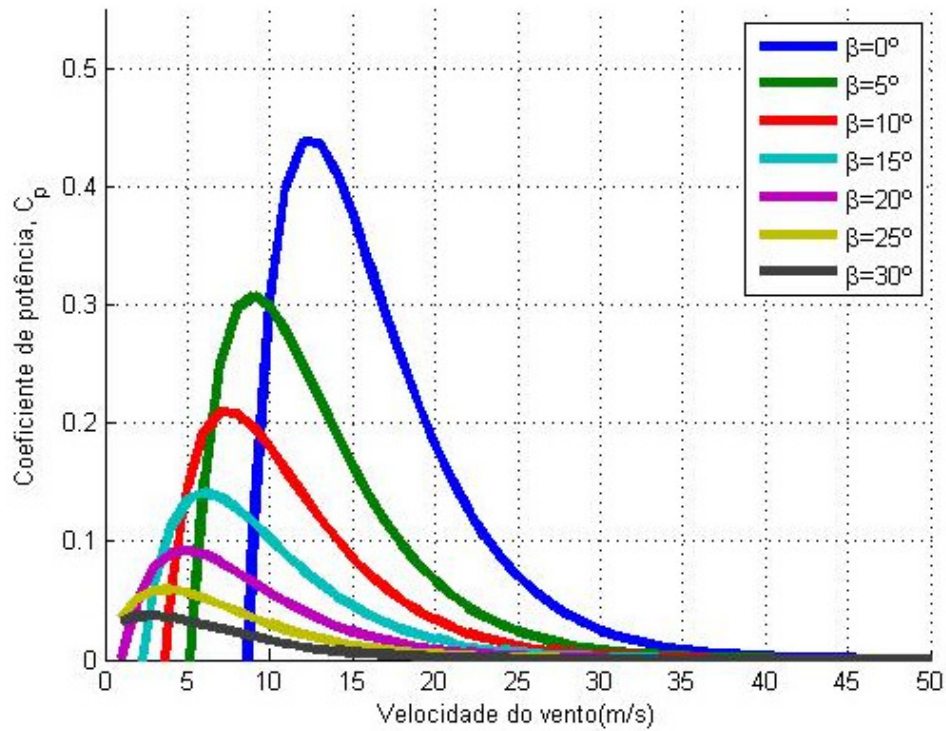


Figura 26 - Relação entre coeficiente de potência e velocidade do vento variando-se o ângulo de passo.

Fonte: Elaborado pelo autor

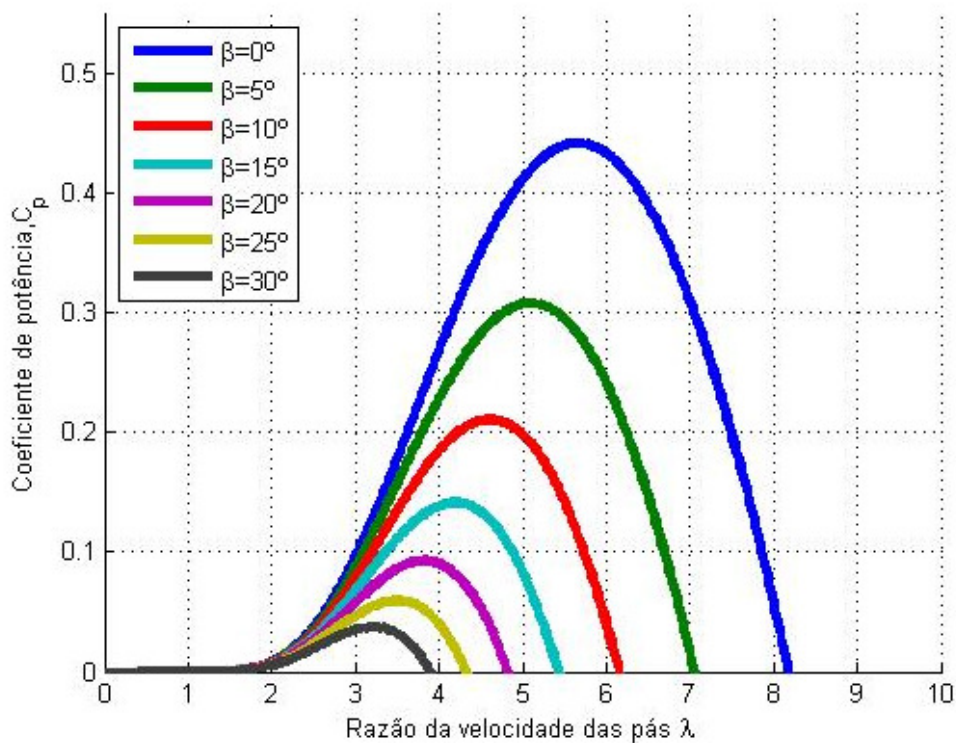
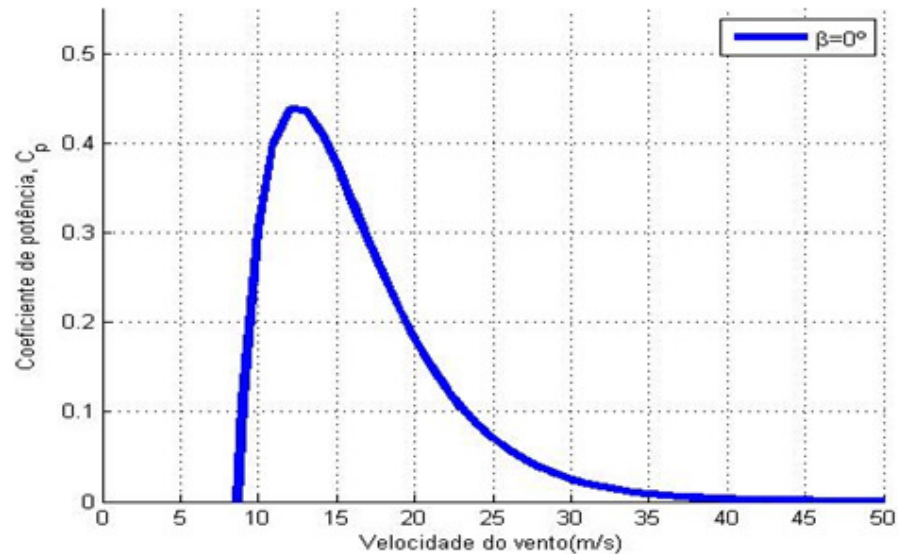


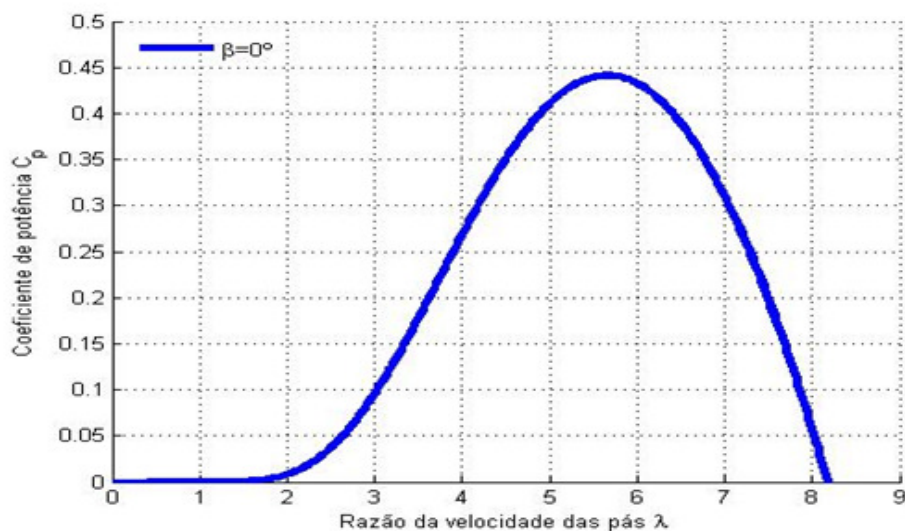
Figura 27 - Relação entre coeficiente de potência e razão da velocidade da ponta da pá em função do ângulo de passo

Fonte: Elaborado pelo autor

As Figuras 28 a) e 28 b) apresentam as características mecânicas encontradas sob a condição de controle de máxima potência da turbina eólica. A Figura 28 a) apresenta o ângulo de passo β , o coeficiente de potência C_p e a velocidade do vento nominal V_n (que no caso é de 12 m/s) na qual é produzida a potência mecânica nominal P_n entregue ao gerador. A Figura 28 b) relaciona o ângulo de passo β , a razão da velocidade das pás λ e o coeficiente de potência C_p , pelos quais é obtida a potência mecânica nominal P_n em função da velocidade do vento nominal V_n que fluirá pela turbina



a)



b)

Figura 28 - a) Relação entre o ângulo de passo β , o coeficiente de potência C_p e a velocidade do vento V . b) Relação entre ângulo de passo, a razão da velocidade das pás λ e o coeficiente de potência C_p

Fonte: Elaborado pelo autor

Nas Figuras 28 a) e 28 b) é possível observar que para o ângulo de passo β em 0° obtém-se a razão da velocidade das pás λ de 5,6 e um coeficiente de potência C_p igual a 44%, significando que a turbina eólica converterá 44% da potência do vento P_v que flui por ela em potência mecânica P_m . Assim, se a turbina estiver atuando de forma constante em operação nominal, fornecerá a potência nominal P_n prevista.

Como tal, os valores nominais do sistema são mostrados na Tabela 8. Em seguida, obtém-se as características de máximo torque T_r e de máxima potência mecânica P_m do rotor.

Tabela 8 - Valores nominais da turbina

Variáveis	Valores determinados
P_m (W)	66,59
Ω_r (Rad/s)	326,56
T_r (N/m)	0,22
C_p	0,44
V_n (m/s)	12
f_n (Hz)	52
λ	5,6

Fonte: Elaborada pelo autor

4.3 Subsistema Rotor

O fluxo de vento tem a finalidade de movimentar o rotor da turbina fazendo com que se inicie a produção de potência elétrica a partir de uma velocidade de vento inicial V_i . Esse processo é condicionado pela aerodinâmica e condições climáticas, tornando-se importante analisar as grandezas que influenciam na geração de potência, pois, desse modo, pode-se controlar o sistema para que produza a potência pretendida dentro dos limites estabelecidos. As relações de como essas variáveis podem influenciar a condição nominal de funcionamento é de fundamental importância para que se possa tirar um maior benefício do recurso eólico disponível em determinado período de tempo. Na Figura 29 pode-se observar o modelo do rotor para a produção de potência mecânica.

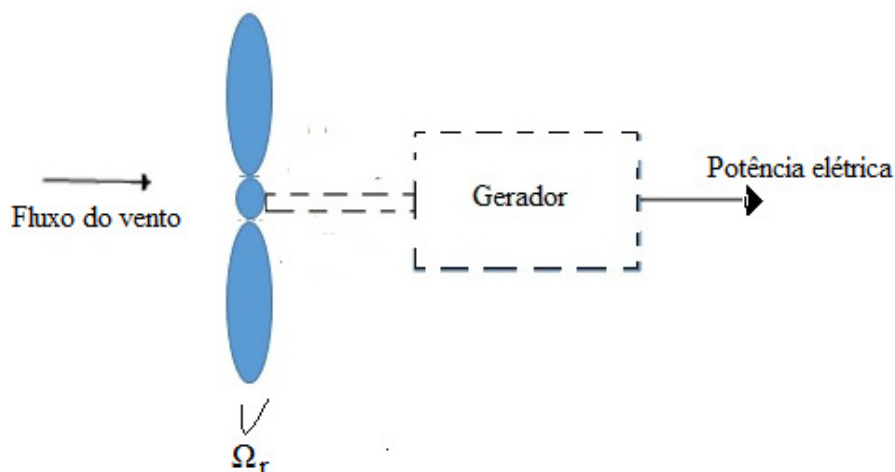


Figura 29 - Modelo do rotor
Fonte: Elaborado pelo autor

Na produção de máxima potência de uma turbina, os geradores eólicos são construídos de modo a operar na região linear da curva ótima do torque, independente da velocidade do vento. Assim, o torque do gerador é ajustado de maneira que o gerador trabalhe no ponto ótimo de operação (ZHU, 2012). A Figura 30 representa a variação do torque da turbina e a velocidade angular do rotor Ω_r . Observa-se que o valor do torque nominal é determinado por uma velocidade angular específica, proporcionada pela velocidade nominal de vento V_n , sendo que os pontos de cruzamento das curvas de torque da turbina com a curva de máximo torque correspondem aos pontos de máxima potência P_m (Figura 31).

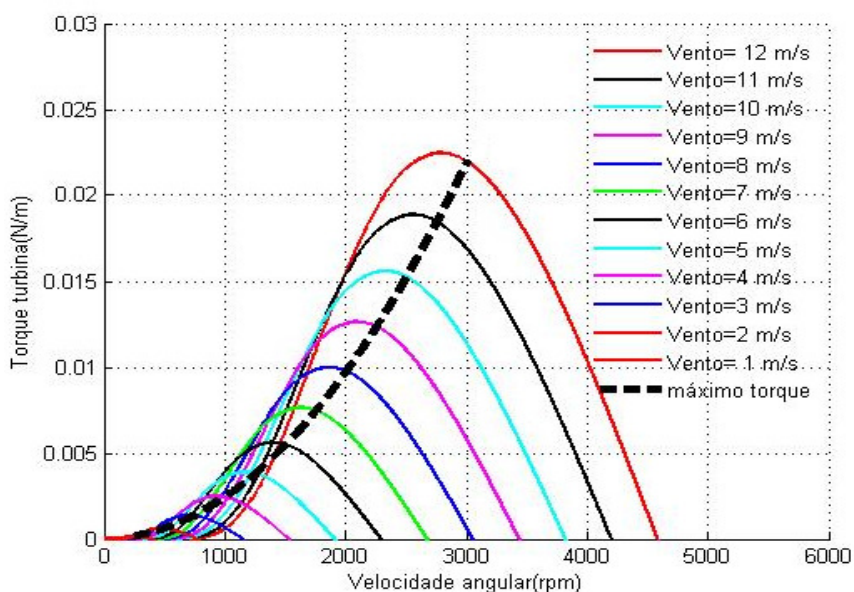


Figura 30 - Relação entre o torque e a velocidade angular ($\beta = 0^\circ$; $\lambda=5,6$)
Fonte: Elaborado pelo autor

Em sistemas eólicos, a máxima potência mecânica P_m extraída pode ser obtida usando a característica de variação da velocidade angular do gerador, a qual é alcançada quando o torque do gerador iguala-se ao torque máximo T_r da turbina, para qualquer valor de velocidade do vento (COSTA, 2006). Na figura 31, pode-se observar a relação de velocidade angular Ω_r e a potência P_m da turbina eólica, sendo que para cada velocidade de vento V , existe uma determinada velocidade angular Ω_r do rotor, que corresponde à potência mecânica máxima entregue ao gerador (TAMURA, 2009). Logo, a função do sistema de controle é manter a turbina operando nos pontos de máxima potência à medida que a velocidade do vento varia.

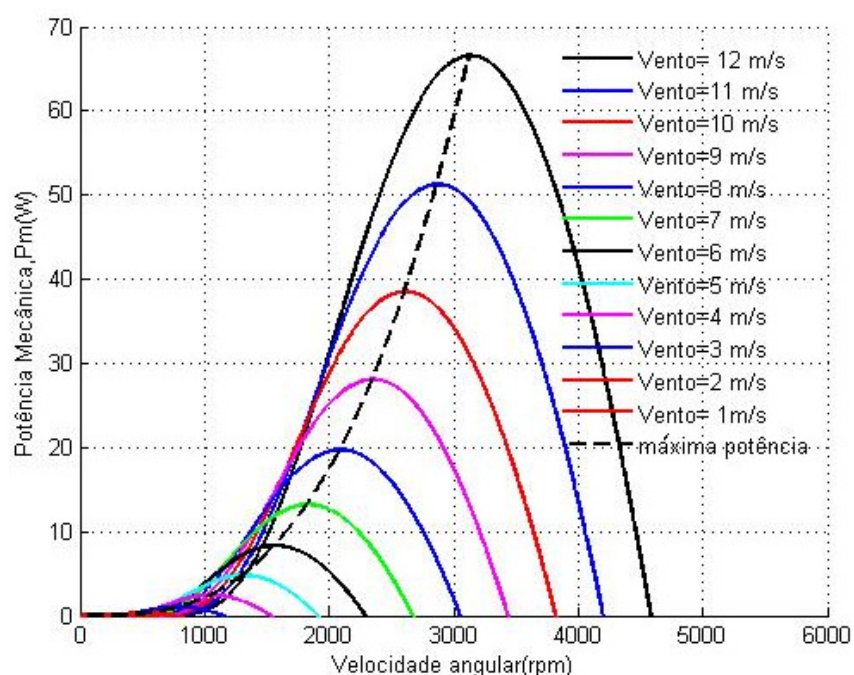


Figura 31 - Relação entre potência mecânica e a velocidade angular ($\beta = 0^\circ$; $\lambda = 5,6$)
Fonte: Elaborado pelo autor

A potência fornecida pela turbina da Figura 31 pode ser interpretada conforme a Tabela 9. A referida tabela apresenta os valores pelos quais uma determinada velocidade de vento V , proporciona uma velocidade angular Ω_r do rotor e a potência mecânica instantânea máxima P_m fornecida pela turbina eólica. Pode observar ainda que a potência mecânica nominal P_n é produzida pela velocidade nominal do fluxo de vento V_n . A linha tracejada representa os pontos de máxima potência mecânica P_m instantânea que são convertidos em potência elétrica P_e pelo gerador. Os códigos computacionais para o torque T_r e a potência mecânica P_m desenvolvidos encontram-se nos apêndices C e D, respectivamente.

Tabela 9 - Relação de velocidade de vento com a velocidade angular e com potência mecânica P_m produzida

Velocidade do vento V [m/s]	Velocidade angular do rotor [RPM]	Potência mecânica produzida [W]
1	251,19	0,04
2	502,38	0,31
3	753,57	1,04
4	1004,76	2,46
5	1255,9	4,79
6	1507,13	8,29
7	1758,32	13,17
8	2009,51	19,66
9	2260,69	27,99
10	2511,89	38,39
11	2763,08	51,1
12	3104,26	66,59

Fonte: Produzida pelo autor (2015)

4.4 Subsistema Gerador

A transformação da potência mecânica P_m em potência elétrica P_e é feita por uma máquina elétrica operando como gerador elétrico. Essas máquinas rotativas são baseadas no movimento de um campo magnético sobre uma seção de fios. Quando isto acontece, uma tensão induzida é gerada nos fios (PEAREN, 2000). Sistemas eólicos configurados com geradores de ímã permanente de corrente contínua produzem uma tensão de saída trapezoidal, sendo que a tensão e a frequência variam de acordo com a variação da velocidade de rotação. Deste modo, não pode ser usado diretamente para alimentar uma carga de corrente contínua (CC).

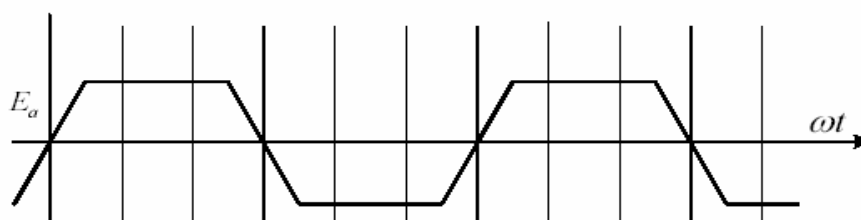


Figura 32 - Forma trapezoidal da tensão produzida pelos geradores de ímã permanente contínua
Fonte: Rambabu (2007)

Os geradores de ímã permanente de corrente contínua são construídos com uma área que permite induzir uma tensão no estator em forma de um trapézio (vide Figura 32). Com essa forma de onda, os geradores de ímã permanente de corrente contínua possuem 15 % a mais de densidade de potência e a tensão contínua retificada possui menor ondulação em relação à onda senoidal produzida pelos geradores síncronos de ímã permanente (SINGH, 2012). Para carregar uma carga isolada como, por exemplo, uma bateria, os geradores de ímã permanente de corrente contínua são constituídos por retificadores, filtros, conversores CC-CC e componentes de controle (KRISHNAN, 1990). A Figura 33 ilustra o seu modelo em forma de bloco e na Figura 34 é apresentado o seu circuito equivalente.

Os geradores de sistemas eólicos de baixa potência requerem baixa reatância síncrona e são geralmente configurados com fluxo axial. Para fornecer uma boa regulação de tensão contínua, são incorporados diodos retificadores, filtros e conversores (DORREL, 2007).

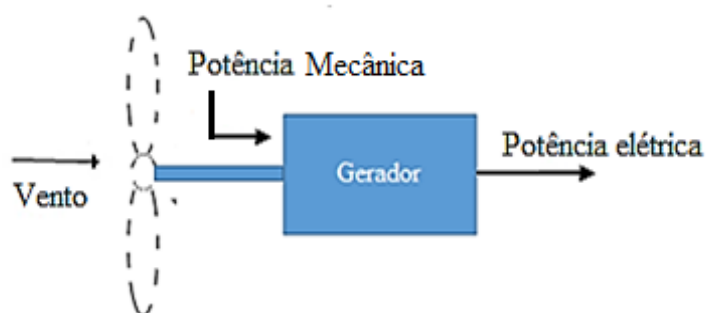


Figura 33 - Representação do subsistema do gerador
Fonte: Elaborado pelo autor

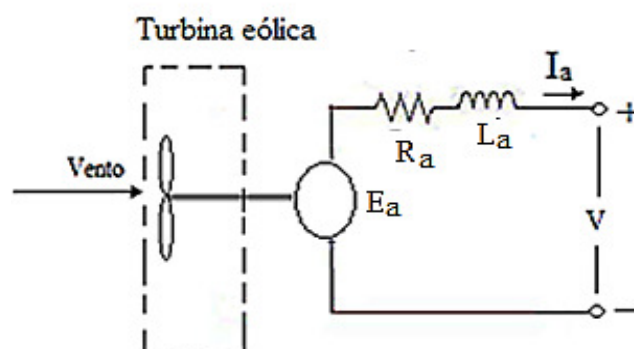


Figura 34 - Circuito equivalente do gerador de ímã permanente de corrente contínua
Fonte: Adaptado de Jonathan (2012)

onde I_a é a corrente de armadura, R_a é a resistência de armadura, L_a é a indutância de armadura, E_a é a tensão induzida na armadura e V é a tensão de saída.

4.4.1 Retificação

Nos geradores de imã permanente de corrente contínua, a conversão de tensão trapezoidal para tensão contínua inicia-se com uma ponte não controlada de diodos retificadores. Retificadores de onda completa (Figura 35) proporcionam uma tensão de saída com baixa ondulação, mas não suficiente para cargas CC. A tensão de saída monofásica de onda completa é obtida ignorando a influência causada pela indutância de armadura do gerador de imã permanente de corrente contínua (MOHAN *et al*, 2011).

Pontes retificadoras de onda completa para circuitos monofásicos, embora sejam constituídas por quatro diodos, trabalham em pares, já que a tensão a ser retificada possui um ciclo positivo e outro negativo. Por ser desejável que a tensão de saída mantenha-se o mais contínua possível, é adicionada a etapa de filtragem. Com uma tensão de pico V_p , a tensão de saída média e a tensão eficaz podem ser determinadas conforme as equações abaixo (LEE *et al*, 2000).

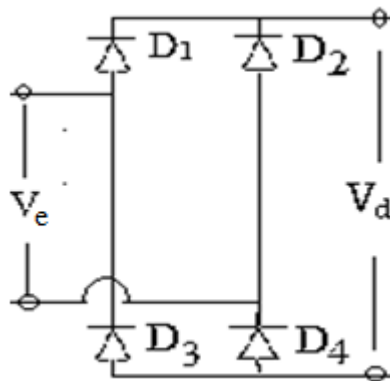


Figura 35 - Retificador monofásico de onda completa
Fonte: Klein e Nalbant (1990)

$$V_d = \frac{2V_p}{\pi} \quad [\text{V}] \quad (4.4)$$

$$V_{ef} = \frac{\sqrt{2}V_p}{2} \quad [\text{V}] \quad (4.5)$$

onde D_1, D_2, D_3 e D_4 são diodos, V_e é a tensão de entrada, V_d é a tensão de saída do retificador e V_{ef} é a tensão eficaz.

4.4.2 Filtro LC

O filtro LC é um elemento essencial, já que permite obter uma tensão contínua constante e não admite variação da corrente. O filtro LC é dimensionado com o objetivo de filtrar a tensão proveniente do retificador que ainda contém ondulação (KLEIN e e NALBANT, 1990). A tensão proveniente do retificador contém componentes de corrente contínua (CC) e de corrente alternada (CA), mas a componente CA não contribui para o armazenamento de energia na bateria. Pelo contrário, a componente CA causa perdas, fazendo com que a eficiência do sistema seja prejudicada. Assim o uso do filtro LC (com indutância L_f e capacitância C_f) permite eliminar as componentes CA que restam do retificador e fornecer à saída uma tensão contínua (V_f) passível de alimentar a bateria de forma eficiente (UDHAYAKUMAR *et al*, 2013).

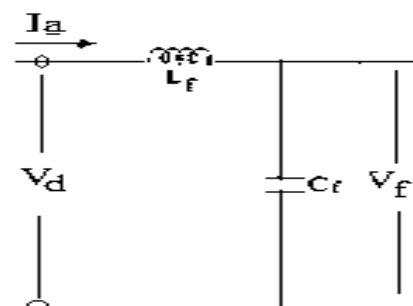


Figura 36 - Filtro LC
Fonte: Adaptado de Klein e Nalbant (1990)

4.4.3 Conversor CC-CC

Turbinas eólicas produzem uma tensão com magnitude baixa e, de acordo com a variação do fluxo de vento, é necessário amplificar, sendo que a corrente flui apenas no sentido da fonte para a carga. A função de amplificação de uma tensão contínua de valor menor para outra de valor maior pode ser desempenhada por um conversor *boost* (AGUIAR, 2014), cujo circuito equivalente é como mostrado na Figura 37.

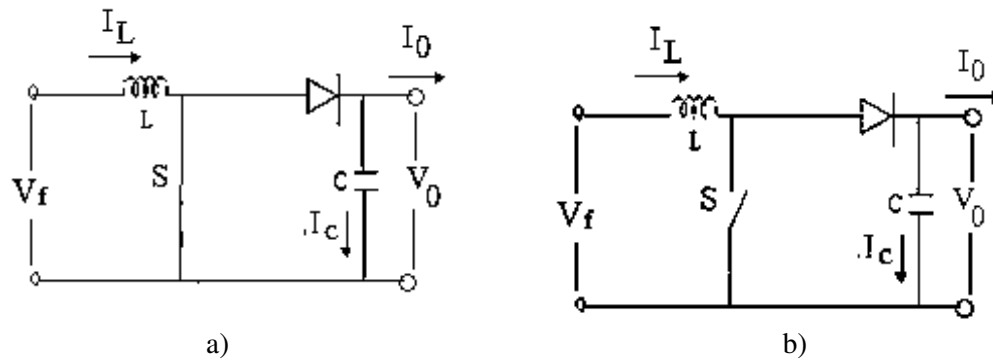


Figura 37 - Estado ligado/desligado do conversor CC-CC boost
Fonte: Adaptado de Aguiar (2014)

Quando se trata de conversores *boost*, existem dois modos de operação, o modo de condução contínuo (MDC) e o modo de condução descontínuo (MDD). No MDC a energia é armazenada, ou seja, não há descarregamento total de corrente ou tensão antes de começar o novo ciclo. Já no MDD há sempre uma descarga total da energia antes que um novo ciclo comece.

Em sistema de conversão de potência, a maioria dos conversores *boost* opera em modo MDD. Portanto, para que a potência entregue à carga seja suficiente, deve haver uma grande armazenagem de corrente durante o momento em que o interruptor S é fechado (ABARZADEH, 2012), isto é

$$P_{\text{carga}} < P_o \quad (4.6)$$

Uma vez que o interruptor S é fechado, a tensão é aplicada ao indutor L (Figura 37 a), e o diodo D_1 é inversamente polarizado e não conduz. Nesse momento, a carga é alimentada pelo condensador C . No momento em que o interruptor S é aberto, o diodo D_1 é polarizado diretamente e a corrente flui por tal diodo e pelo capacitor. Conseqüentemente, a carga é carregada (Figura 37 b). A relação de conversão da tensão entre a entrada (V_f) e a saída (V_o) é dependente do ciclo de trabalho (D) do conversor e é dada como segue (AGUAI, 2014):

$$\frac{V_o}{V_f} = \frac{1}{1-D} \quad (4.7)$$

$$\frac{I_o}{I_L} = \frac{1}{1-D} \quad (4.8)$$

onde I_o é a corrente de saída, I_L é a corrente de entrada, P_o é a potência de saída e P_{carga} é a potência da carga.

Conforme em Lowson (2015), a tensão e a frequência da saída do gerador são proporcionais à velocidade angular do rotor Ω_r , enquanto que a corrente é proporcional ao torque T_r desenvolvido pela turbina. Deste modo, por meio de um sistema de controle, a velocidade angular do rotor Ω_r e o torque T_r desenvolvido pela turbina podem ser ajustados para que o gerador possa operar nos pontos de máxima potência.

Na figura 38 consta a relação entre a velocidade do vento V , a velocidade angular do rotor Ω_r e a potência elétrica P_e fornecida pelo gerador. Observa-se que cada velocidade de vento V proporciona uma velocidade angular e uma potência elétrica de saída.

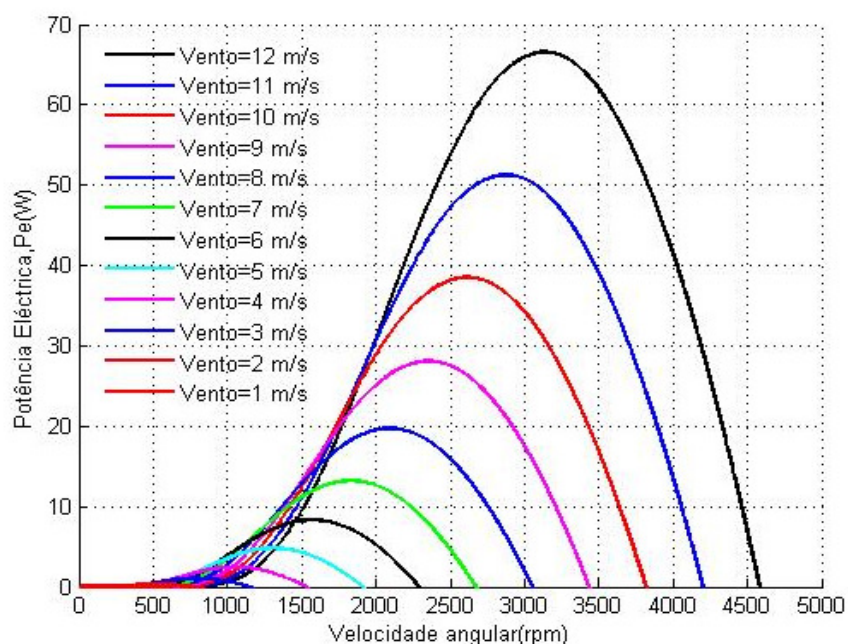


Figura 38 - Relação entre potência elétrica e a velocidade angular do rotor
Fonte: Elaborado pelo autor

Os geradores constituem a parte de alimentação de tensão para a carga, sendo que para este sistema foi considerado uma eficiência total de conversão para potência elétrica de 0,901. Na figura 39, é possível observar que à medida que a velocidade do fluxo de vento aumenta, a potência elétrica diminui em relação à potência mecânica, sobretudo na velocidade nominal.

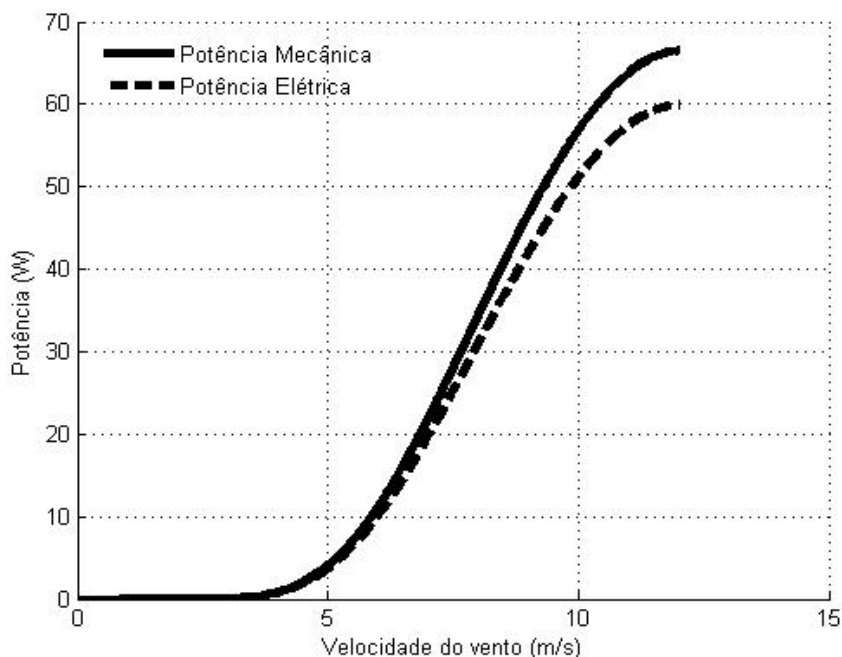


Figura 39 - Relação da curva entre potência mecânica e elétrica com a velocidade do vento
 Relação da curva entre potência mecânica e elétrica com a velocidade do vento
 Fonte: Elaborado pelo autor

de que, à medida que a velocidade do vento aumenta, a corrente na armadura do gerador também aumenta, aumentando assim a perda de potência na armadura. Como tal, a eficiência do gerador diminui à medida que a velocidade do vento aumenta. O código computacional para geração da Figura 39 encontra-se no apêndice E.

4.5 Conclusão

Neste capítulo, foram apresentados os modelos referentes ao sistema eólico, onde o fluxo de vento é proveniente de um túnel aerodinâmico. Constatou-se que o vento no túnel aerodinâmico flui em condição laminar, sendo que esta característica não representa de todo os ambientes climáticos em que as turbinas eólicas são submetidas.

O capítulo tem como destaque o controle de potência máxima extraída do fluxo de vento para o proposto sistema de conversão de potência. O sistema de controle permitiu definir as magnitudes que condicionam a potência mecânica instantânea entregue ao gerador. Como constatado pelo modelo teórico, tal potência mecânica, ao ser convertida em potência elétrica, sofre ainda alguma diminuição antes de ser entregue à carga, devido às perdas elétricas de conversão. Sendo assim, a potência elétrica entregue a carga será sempre de magnitude inferior à potência mecânica na entrada do gerador. Os resultados da simulação foram mostrados em forma de gráficos de

magnitude, destacando os pontos pelos quais são obtidas as máximas potências mecânicas instantâneas, dando uma perspectiva teórica do comportamento de um sistema de geração baseado em aerogerador.

Capítulo 5: Modelagem experimental de Aerogeradores de Baixa Potência

A característica da potência de saída de um aerogerador descreve a relação entre a potência elétrica que se pode produzir em função do fluxo de vento aplicado. O estudo da característica do vento na região onde se pretende instalar um aerogerador deve ser previamente elaborado, a fim de se conhecer a velocidade média do vento em função da altura de medição, normalmente representada pela distribuição de *Rayleigh* ou *Weibull*.

A velocidade do vento é de difícil previsão, de modo que, na prática, é estabelecida uma faixa de velocidade em que a turbina possa operar com segurança, isto é, uma velocidade mínima e uma velocidade máxima de operação.

A modelagem da potência elétrica gerada em função da velocidade do fluxo de vento incidente em um aerogerador pode ser dividida em duas fases: obtenção do modelo estatístico e obtenção do modelo dinâmico. O modelo estatístico serve para analisar a qualidade da potência nas cargas, enquanto que o modelo dinâmico contribui para o estudo de estabilidade, de projeto de sistemas de controle e de otimização (PARDALOS *et al*, 2013).

O modelo dinâmico de um sistema em geral pode ser obtido de várias formas. Neste trabalho, usa-se uma técnica simples e consolidada de identificação de sistemas dinâmicos, a qual depende de duas coisas apenas: banco de dados que representam excitações no sistema e outro banco de dados que representa a resposta do sistema. No caso específico, velocidade do vento incidente e potência elétrica gerada, respectivamente.

A característica dinâmica de um sistema representa o seu comportamento real, que, geralmente, é não linear (LORENZO e MARIO, 2011). Os sistemas eólicos fazem parte desses casos gerais, isto é, são sistemas dinâmicos com características de potência não-linear. Conforme em Gregor (1993), uma turbina eólica é um sistema extremamente não-linear, pois a potência extraída do vento cresce proporcional ao cubo da velocidade angular do rotor.

Segundo Sjoberg *et al* (1995), para a obtenção de um modelo de um determinado sistema, pode-se optar pela modelagem de caixa branca, caixa cinza ou caixa preta, a saber:

- Caixa Branca

A modelagem caixa branca é definida como aquela em que se tem o conhecimento do sistema a ser identificado e a informação detalhada sobre os processos do sistema, podendo formular as equações destes processos físicos (SJOBERG *et al*, 1995);

- Caixa preta

Na modelagem caixa preta, desconhece-se totalmente o sistema, isto é, não se tem nenhuma informação sobre o processo do sistema, de modo que a identificação de tal sistema deve ser baseada apenas em seus dados de entrada e saída. Sendo assim, a aplicabilidade deste modelo não requer conhecimento sobre os processos físicos do sistema (SJOBERG *et al*, 1995);

- Caixa cinza

Os modelos de caixa cinza são designados como modelos nos quais se tem algum conhecimento sobre o sistema físico, mas muitos dos parâmetros necessitam ser determinados (SJOBERG *et al*, 1995).

A principal diferença entre os modelos de caixa branca e caixa preta, no que toca a sua aplicabilidade, reside no objetivo do estudo, sendo que, o modelo de caixa branca fornece uma perspectiva interna do sistema, isto é, com ele pode-se saber o princípio de funcionamento, enquanto que no modelo de caixa preta é possível apenas prever a saída do sistema (PINTELON e SHCOUKENS, 2102).

Neste trabalho, a curva dinâmica de potência da turbina foi obtida a partir dos dados coletados pelo sistema implementado. Em última análise, conclui-se que o sistema em questão é um sistema de modelagem de caixa preta, pois os parâmetros que permitem a conversão da potência mecânica em potência elétrica na saída do gerador são desconhecidos. Algo semelhante ao realizado por Cross e Xiondanga (2014).

Segundo Pintelon e Shcoukens (2012), a sessão de criação de um modelo caixa preta deverá seguir os seguintes passos:

- Aquisição de dados do sistema (Seção 5.1);
- Escolha da estrutura do modelo a ser representado, a qual poderá ser paramétrico, não-paramétrico, linear ou não-linear;

- Escolha dos parâmetros do modelo para a melhor aproximação possível dos parâmetros medidos (normalmente é escolhido o modelo que apresenta maior percentagem de precisão);
- Validação, isto é, observar uma margem de erro aceitável ao comparar a saída do modelo identificado com a saída real do sistema (AGUIRRE, 2004).

5.1 Aquisição de dados do sistema

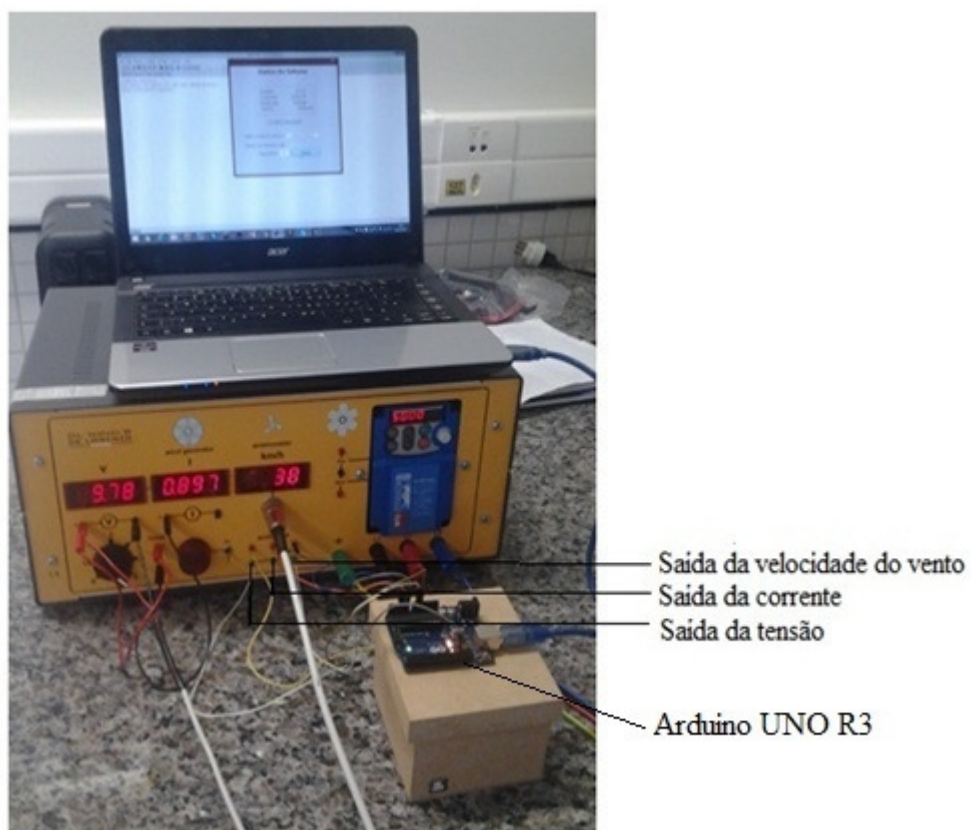
O Sistema de aquisição de dados foi uma parte importante deste trabalho, pois permitiu a obtenção do conjunto de dados de excitação e de resposta do sistema. O sistema de aquisição implementado é interfaceado ao aerogerador através do módulo apresentado na Figura 40a. Disponibiliza a velocidade do vento que flui pelo aerogerador e os sinais de corrente e tensão gerados, isto é, excitação e resposta do aerogerador.

Como mostrado na Figura 40a, o sistema de aquisição de dados implementado é baseado na plataforma arduino, modelo UNO R3. Os dados coletados pelo sistema foram diretamente armazenados em computador. Para isso, usou-se a ferramenta de desenvolvimento Matlab® para a implementação de uma interface (vide Figura 40b) que permite, além de organizar os dados coletados em arquivos específicos, plotá-los de forma gráfica e, até mesmo, fazer os pré-processamentos necessários. O código computacional que implementa a interface supracitada encontra-se no apêndice F.

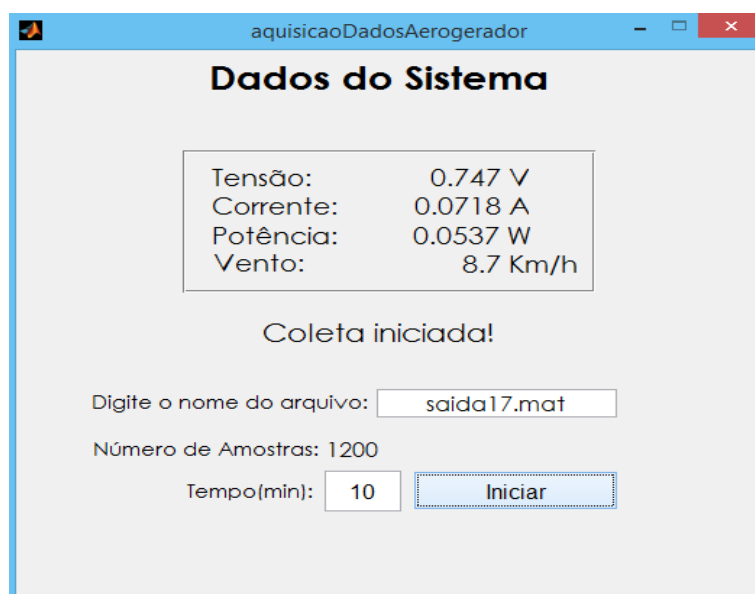
A configuração do sistema de aquisição de dados contém quatro saídas de dados analógicos, a saber: velocidade do vento, tensão U , corrente I e potência P . Esta última é obtida indiretamente aplicando

$$P = U.I \quad [\text{w}] \quad (5.1)$$

Para a obtenção do sinal de corrente, usou-se uma carga passiva puramente resistiva de 12,3 Ω . Uma vez que o controle da velocidade V e do ângulo de passo β foram feitos manualmente, o sistema foi calibrado para a coleta dos dados com um tempo de dez minutos para aquisição de 1200 amostras (ou 2 amostras por segundo), mantendo o ângulo de passo β fixo em zero grau para cada velocidade de vento V até a velocidade nominal V_n , sendo esta a velocidade limite do sistema. A Figura 41 apresenta o fluxograma da rotina de coleta de dados.



a) Componentes físicos de medição do sistema



b) Interface de coleta do sistema

Figura 40 - Sistema de aquisição de dados
Fonte: Elaborado pelo autor

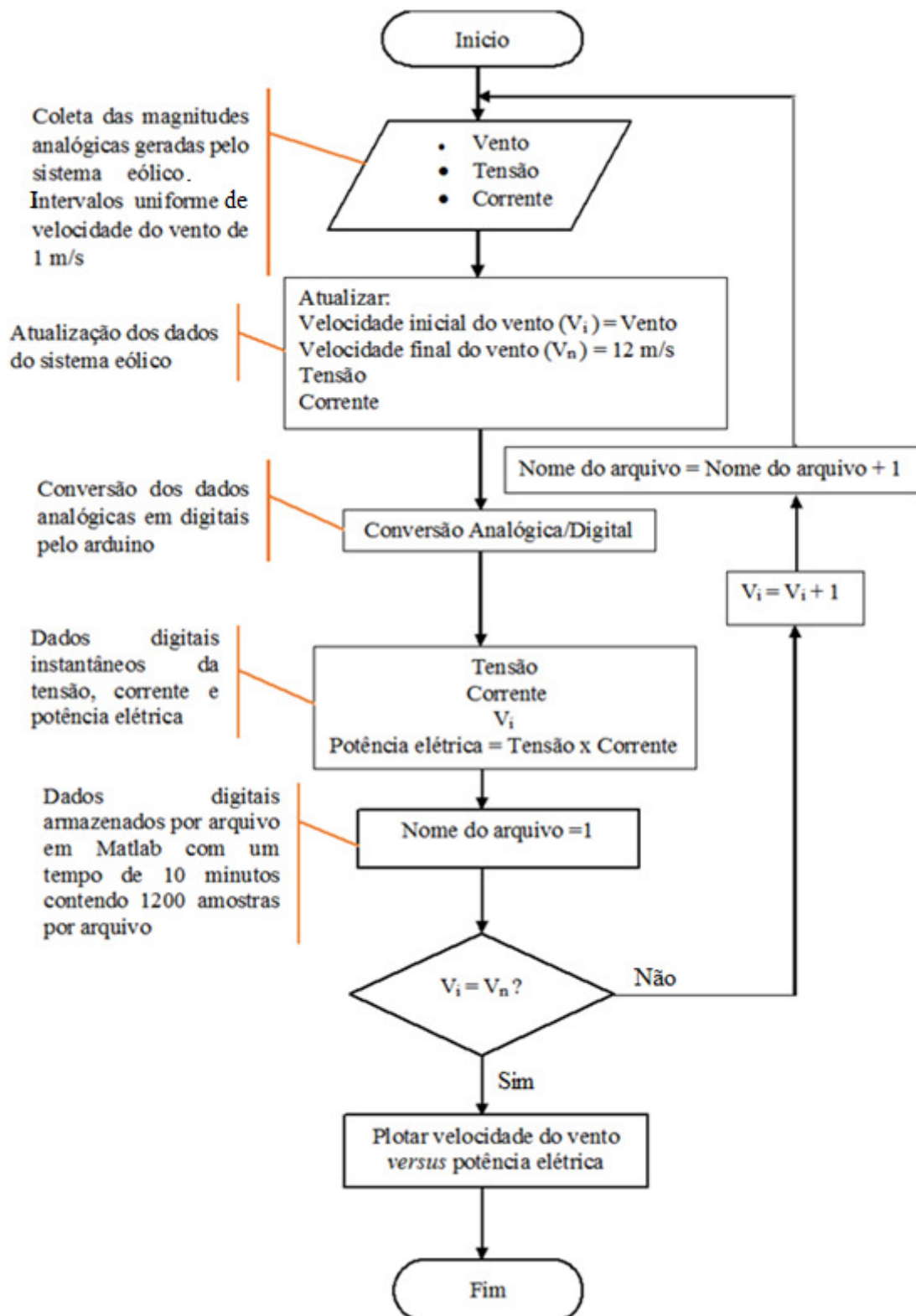


Figura 41 - Fluxograma de aquisição dos dados dinâmicos da velocidade do vento versus a potência elétrica

Fonte: Elaborado pelo autor

5.2 Levantamento da Curva Característica do Aerogerador

A Figura 42 apresenta a plotagem das amostras da velocidade de vento de excitação e a potência elétrica obtida através do sistema de aquisição mostrado na Seção 5.1. A obtenção de tais amostras se deu aplicando-se fluxo de vento com velocidade compreendida na faixa de 0 a 12 m/s com intervalos uniformes de 1 m/s no ajuste manual de tal fluxo.

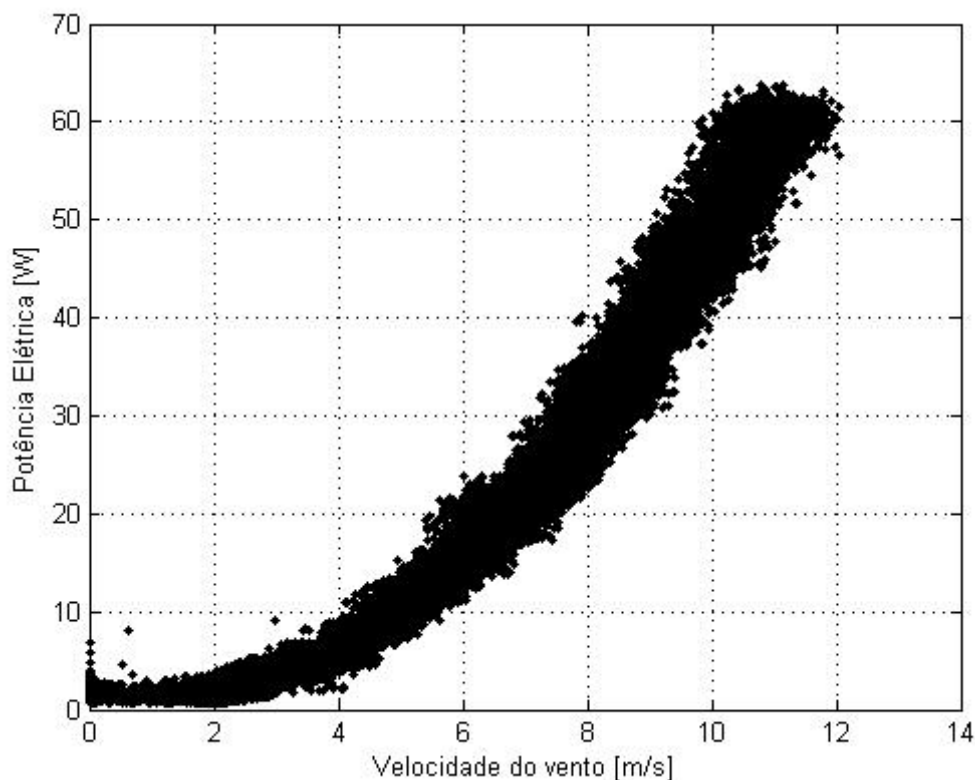


Figura 42 - Característica dinâmica da turbina eólica
Fonte: Elaborada pelo autor

A identificação precisa do modelo do comportamento dinâmico do aerogerador é uma característica de vital importância, já que oferece o conhecimento da potência elétrica que o sistema de geração fornece para diferentes velocidades de vento e que ao mesmo tempo é entregue à rede elétrica, a uma carga isolada, ou a um armazenador de energia. Segundo Quéval (2014), a curva característica de uma turbina permite estimar a produção anual de energia e compara-la a com outras fontes de energia, assim como possibilita o aumento da sua eficiência.

Uma série de metodologias tem sido usada para estimar a curva de potência de uma turbina a partir de dados experimentais. Segundo Schlechtingen *et al* (2013), podem ser descritos os seguintes métodos: Redes neurais regressivas e artificiais (RNR e RNA), lógica fuzzy agrupadas em blocos no centro (LFBC) e o algoritmo dos k-

vizinhos mais próximos (K-NN). Segundo Li *et al* (2001), as RNR estimam a curva de potência de uma turbina eólica considerando um polinômio em que os seus coeficientes são calculados. Enquanto que as RNAs são baseadas em uma rede com diversas camadas (RDC) de vários nós, tal que a RDC possa ser usada para obter uma função de dados experimentais.

A LFBC possui um número de grupos que são definidos de acordo com uma determinada posição, sendo que o grupo de dados mais próximo do centro poderá ter grau maior. Este método comporta um algoritmo para o grupo em que os elementos mais importantes são o número de grupos no centro (SCHLECHTINGEN, 2013).

Conforme em Bezerra (2006), o K-NN é uma técnica que, por meio de um algoritmo, permite estimar o caminho entre as k amostras via um sistema de voto, onde a distância é fundamental para determinar o vizinho seguinte.

Um dos métodos baseados na observação de dados do sistema que têm sido de grande utilidade para o ajuste da curva de potência das turbinas eólicas é o método dos *biginning* (*bins*) (QUÉVAL, 2014). Conforme em Wan (2010), este método é certificado pela Comissão Internacional de Eletrotécnica (CIE) através da norma IEC 61400-12-1, 2005. Este método tem como finalidade encontrar o valor médio da velocidade do vento e da potência elétrica em um tempo de dez minutos. Para criar a curva de potência, os dados que não representam o desempenho da turbina são filtrados. Começa-se por medir a velocidade do vento por um tempo de dez minutos, posteriormente dividida em intervalos contínuos de 0,5 m/s (*bin*). É então calculado o valor médio da potência para cada *bin* e, graficamente, é relacionado o valor da potência média e a velocidade média para cada *bin*. Entretanto, o método não considera a direção do vento.

Neste trabalho, o modelo estatístico da turbina foi obtido pelo método estipulado pelo CIE, sem a necessidade de filtros para dados fora da margem esperada, o que permitiu obter a relação unívoca entre a velocidade do vento e a potência elétrica gerada pelo sistema.

Na Figura 43, a linha de traço contínuo representa o modelo estatístico da curva característica de potência elétrica instantânea da turbina eólica sob a condição de máxima potência obtida pelo método dos *bins*. Na Tabela 10 constam os dados do pré-processamento para obtenção de cada *bin*. Observe que cada *bin* representa a potência elétrica média em relação ao fluxo de vento V que atravessa a turbina eólica. Logo, o método nada mais é do que um processo de filtragem dos dados brutos que relacionam a

excitação e a resposta do aerogerador, dando origem a uma curva contínua denominada de modelo estatístico.

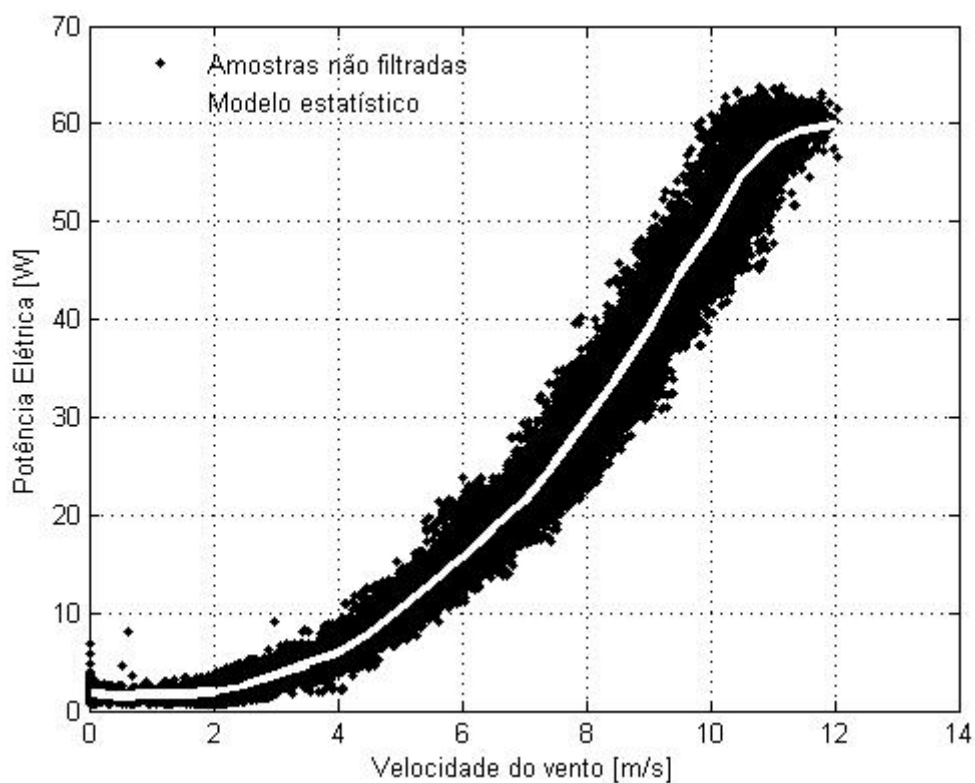


Figura 43 - Modelo dinâmico e estatístico da turbina eólica
Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 10 - Dados obtidos pelo método dos *bins*

Valor do bin (m/s)	Potência elétrica (W)
0	1.8387
0,5	1.5157
1	1.6519
1,5	1.6916
2	1.8551
2,5	2.5004
3	3.6013
3,5	4.7750
4	5.8239
4,5	7.8038
5	10.3208
5,5	12.9413

6	15.5746
6,5	18.6358
7	21.3027
7,5	25.2776
8	29.7201
8,5	34.0794
9	38.9224
9,5	44.5403
10	49.1304
10,5	54.7481
11	58.0228
11,5	59.4328
12	60.0024

Fonte: Elaborado pelo autor

5.3 Curva característica experimental *versus* modelo teórico

A curva de potência elétrica obtida por meio de medições (Seção 5.2) fornece uma característica real do comportamento dinâmico da turbina eólica. São vários os fatores que podem afetar a dinâmica de um aerogerador, tais como a característica local do vento no entorno do aerogerador.

A complexidade dos efeitos dinâmicos, que hora podem ou não estar presentes, é tamanha que é extremamente inviável se trabalhar em modelos teóricos que levem em conta todos os efeitos dinâmicos envolvidos. Logo, o modelo dinâmico teórico apresentado no Capítulo 4 pode ser considerado simplório por considerar apenas algumas características da dinâmica do sistema. O resultado disso é que, para certas condições de funcionamento, o modelo pode apresentar uma grande incerteza, de modo a limitar o seu uso.

Por outro lado, modelos dinâmicos obtidos via dados reais de funcionamento do sistema, tal como o encontrado na Seção 5.2, carregam em si os efeitos dinâmicos apresentados ao sistema no instante da aquisição dos dados. Desde que se garanta que as condições externas e internas ao sistema sejam equivalentes às condições de funcionamento normal, pode-se garantir que o modelo apresenta uma menor incerteza diante das condições de funcionamento normal.

Na figura 44 observa-se a relação entre a velocidade do vento V e a potência elétrica P_e para o modelo teórico e para a curva característica de potência obtida com os dados medidos (o código computacional para geração da Figura 44 encontra-se no Apêndice C). Observam-se algumas discrepâncias entre as curvas, as quais podem ser explicadas pelo fato do modelo dinâmico teórico apresentado no Capítulo 4 não ser capaz de representar toda a dinâmica envolvida. Portanto, a obtenção de um modelo mais preciso requer o uso de outras metodologias de modelagem de sistemas dinâmicos.

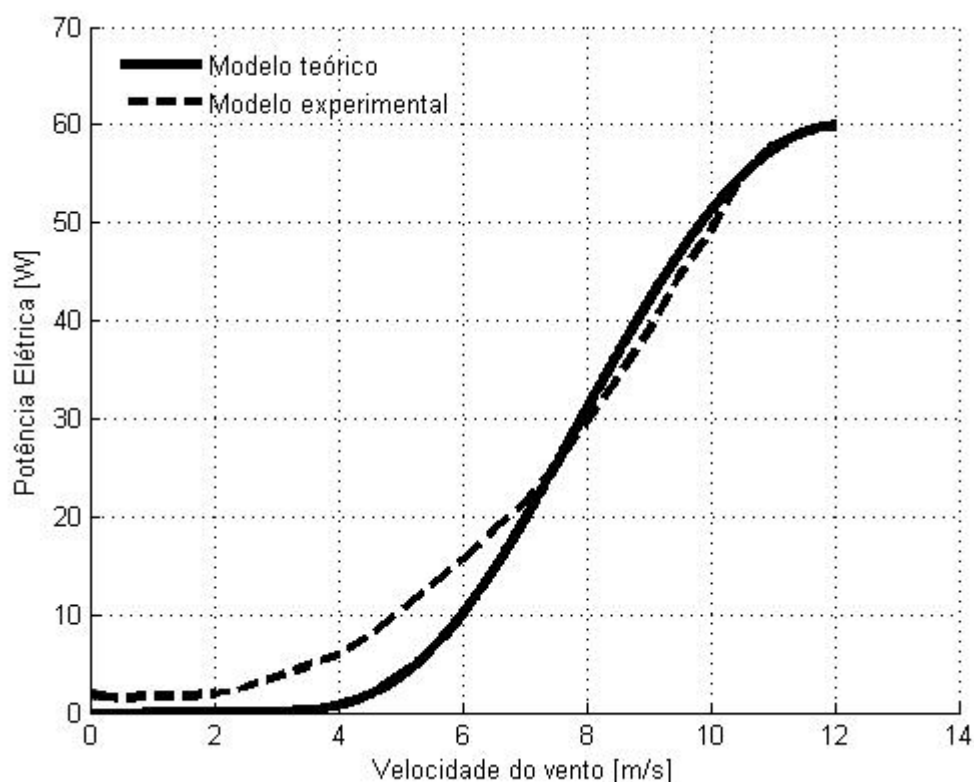


Figura 44 - Modelo teórico e experimental da turbina eólica
Fonte: Elaborada pelo autor

As curvas de potência elétrica da Figura 44 mostram notáveis discrepâncias para determinados valores de vento V , isto se deve ao fato de que o modelo teórico ignora a dinâmica da velocidade do vento V , isto é, ignora a mudança instantânea da velocidade do vento e não tem em conta que apenas parte do fluxo de vento é convertida em potência mecânica. Portanto, a correta obtenção da curva de potência elétrica de uma turbina eólica requer metodologias precisas para que possam ser usadas como referência no mercado de energia (LYDIA *et al*, 2015).

5.4 Modelo matemático da turbina eólica

Nesta etapa, procura-se desenvolver o modelo matemático da curva característica da turbina eólica. A literatura oferece certa quantidade de metodologias para obter o modelo estatístico de potência das turbinas eólicas. De acordo com Kazemi e Goudazi (2012), em muitos estudos constam que a curva característica de uma turbina eólica tem uma relação linear, cúbica ou quadrática, sendo que cada modelo deverá ser desenvolvido de acordo com a potência elétrica, que normalmente é especificada pelo fabricante.

Segundo Shahab *et al* (2014), para traçar o modelo da curva de uma turbina eólica, são usados dois métodos: técnicas paramétricas e não-paramétricas. As técnicas paramétricas usam modelos matemáticos que são constituídos por uma série de funções matemáticas que descrevem a curva de potência da turbina. Entre as técnicas paramétricas estão os modelos lineares, regressão polinomial e os modelos baseados em distribuição probabilística. Já os métodos não-paramétricos produzem a curva de potência baseado em dados observados, o que permite estimar de forma mais precisa a curva de potência elétrica.

Um dos métodos não-paramétricos que tem sido mais aplicado no meio científico/tecnológico é a identificação de sistemas. Segundo Le e Wen (2013), a identificação de sistemas é uma área de vasta utilidade, sendo que, pelas condições que um determinado sistema proporciona, é possível identificar o seu modelo. A identificação de sistema engloba vários aspectos de modelagem de processos, incluindo modelos que apresentam dados de entrada e de saída de um sistema, os quais podem ser adquiridos em laboratório, em experimentos ou durante a operação normal do próprio sistema.

A identificação de sistemas envolve a estimação dos parâmetros de um modelo, a escolha da estrutura que representará o modelo e a validação do modelo identificado. É um método no qual o número de dados é fundamental para retirar a maior quantidade de informação do sistema possível, de modo que o modelo seja o mais preciso possível, isto é, que represente de forma fiel o comportamento dinâmico do sistema dentro de uma faixa de tolerância pré-estabelecida.

A identificação de sistema deu um grande passo para a análise de modelos, tanto que hoje é possível modelar sistemas lineares e não-lineares. No entanto, ainda torna-se

necessário tratar os dados, pois esta metodologia requer dados consistentes que excitam toda a dinâmica do sistema a ser modelado.

Segundo Font *et al* (2010), a identificação de sistema é usada para identificar modelos de um sistema em que os dados são medidos, sendo que requer tratamento de dados a serem identificados. Em Tsai *et al* (1998) é dito que a identificação de sistemas é uma área de reconstrução dos comportamentos estatísticos e dinâmicos de modelos de sistemas desconhecidos, que, por meio de ferramentas computacionais, permite construir modelos baseados em dados de entrada e saída de um sistema. De acordo com Ljung, (1994), o desconhecimento dos processos que envolvem um determinado sistema real, a sua complexidade e a disponibilidade dos sistemas computacionais tornaram a identificação de sistemas uma opção viável para obter modelos matemáticos.

As técnicas paramétricas de regressão polinomial usam o estimador dos mínimos quadrados para estimar os seus coeficientes (SHAHAB *et al*, 2014). Conforme em Lima (2009), o método dos mínimos quadrados é de grande importância em aplicações de ajuste de curvas, uma vez que se podem encontrar os coeficientes de regressão do modelo. Em Caetano (2008), é afirmado que a característica própria do método dos mínimos quadrados permite encontrar o vetor que relaciona um sistema com uma entrada e uma saída, tratando de fornecer um gráfico (reta ou curva ajustada) que representa a aproximação entre os pontos amostrados, estimando os coeficientes de regressão da função polinomial. Nesta perspectiva, o método dos mínimos quadrados oferece uma opção para a criação de um modelo de um determinado sistema. Neste trabalho, foi escolhida a técnica dos mínimos quadrados para encontrar os parâmetros que ajustam a curva do modelo estatístico da turbina eólica.

5.4.1 Linearização do modelo

A aproximação de curvas por segmentos de retas lineares, do termo em inglês *piecewise approximation*, tem grande significados para a ciência e tecnologia. Sendo que, tem sido usado para analisar sistemas não lineares, modelar sistemas não lineares e encontrar valores ótimos de polinômios por de interpolação linear (DEVORE, 1998). Segundo Larson e Bengzon (2013), as funções lineares obtidas por *piecewise approximation* são baseadas na divisão do domínio em pequenos subintervalos onde cada subintervalo é representado por uma função linear. A linearização é o procedimento no qual se procura encontrar duas variáveis que satisfaçam cada equação

de cada reta em todo domínio, identificando o menor erro possível entre o valor real e os previstos.

Neste trabalho, o método de *piecewise approximation* foi utilizado como aproximação da curva característica de potência elétrica de um aerogerador por funções lineares que são representadas por semi-retas, em que o valor máximo absoluto da potência elétrica produzida pelo aerogerador é minimizado pelo erro de aproximação entre a curva característica de potência elétrica real e a prevista do aerogerador para cada velocidade vento na sua entrada. Tal linearização da curva de potência da turbina eólica obtida, foi feita por polinômio linear envolvendo a aproximação de várias seções lineares ao longo da curva característica de potência elétrica. Esta aproximação por partes tem a sua representação na forma

$$y = (mx + b) + \xi \quad (5.2)$$

em que y representa o conjunto de dados de saída, x o conjunto de dados de entrada, ξ o erro quadrático médio das medidas, e b e m os coeficientes característicos de uma equação de semi-reta que determinam o ponto de origem da semi-reta e sua inclinação, respectivamente.

O ajuste de pontos de certo intervalo de uma determinada curva que relaciona entrada(s) e saída(s) de um sistema pode ser aproximado por uma função linear com uma margem de erro aceitável. A determinação dos coeficientes que compõem a função linear é comumente encontrada pelo método dos mínimos quadrados. Tal método procura determinar a função que proporciona o melhor ajuste a um conjunto de dados, de modo que os desvios entre as funções sejam mínimos (PILLING, 2014).

A estimação dos coeficientes no procedimento de linearização pelo método dos mínimos quadrados oferece a possibilidade de ajustar um conjunto de pontos discretos de um intervalo. Sendo a função que representa a curva de ajuste linear a que melhor representa os dados tabelados, de modo que o erro é minimizado pela diferença entre a saída real do sistema e a saída dada pela curva linear quando submetidos a uma mesma entrada. A equação 5.3 representa o cálculo do erro quadrático médio das medidas (KAZAMI e GOUDAZI, 2012).

$$\xi = \sum_{i=1}^N (y_i - y)^2 \quad (5.3)$$

onde N é o número de medidas e y_i é a i -ésima amostra adquirida na saída do sistema.

Levando em conta as equações 5.2 e 5.3, e considerando que para o problema específico x_i representa uma amostra da velocidade do vento incidente no aerogerador e y_i representa a amostra equivalente da potência elétrica gerada por tal aerogerador, pode-se, então, escrever a função objetivo de maximização da potência gerada, isto é

$$y_i = \sum_{i=1}^N (b + mx_i + \xi_i), \quad (5.4)$$

sujeito à minimização do erro dado por

$$\xi_i = \sum_{i=1}^N (y_i - b - mx_i) \quad (5.5)$$

onde

$$m = \frac{\sum_{i=1}^N x_i (y_i - \bar{y})}{\sum_{i=1}^N x_i (y_i - \bar{x})} \quad (5.6)$$

e

$$b = \bar{y} - m\bar{x} \quad (5.7)$$

sendo m o coeficiente angular, b o coeficiente linear \bar{x} a velocidade média do fluxo de vento e \bar{y} a potência média gerada.

5.4.2 Validação do modelo

Segundo Aguirre (2004), na modelagem por caixa preta, o modelo teórico é identificado comparando vários modelos ao modelo obtido por meio dos dados experimentais, sendo que será escolhido o modelo teórico que mais se aproxima do modelo experimental. De acordo com Rodrigues (2000), a validação do modelo é feita escolhendo o melhor dentre os modelos obtidos, a fim de oferecer a maior precisão possível. Conforme em Peaz (2009), a validação de modelos obtidos depende da precisão em relação aos resultados medidos do modelo que representa o sistema em causa.

Segundo Schlechtingen (2013), o modelo da curva de potência da turbina é uma maneira prevista para estimar a potência disponível em determinada central geradora, pois oferece uma relação direta entre o fluxo de vento e a potência do gerador. Isto permite que sejam investigadas as razões de diminuição de potência, por exemplo, de modo que o erro observado pode ser uma indicação de anormalidade.

Nesta perspectiva, procurou-se encontrar o menor número de semi-retas pelos quais o erro médio quadrático será menor. Para efeitos de validação, a comparação será baseada no erro médio quadrático (ξ), comparando cada modelo matemático proposto com o modelo estatístico do aerogerador. Portanto, o modelo mais preciso foi considerado como modelo final.

Na figura 45 é possível observar a relação entre o erro médio quadrático e o número de semi-retas consideradas no modelo. Nota-se que à medida que é aumentado o número de semi-retas, o erro médio quadrático vai diminuindo, sendo que a partir de doze semi-retas o erro se mantém constante. Portanto, um modelo linear com é suficiente para prever a potência elétrica máxima de saída que o aerogerador fornece com a maior precisão possível.

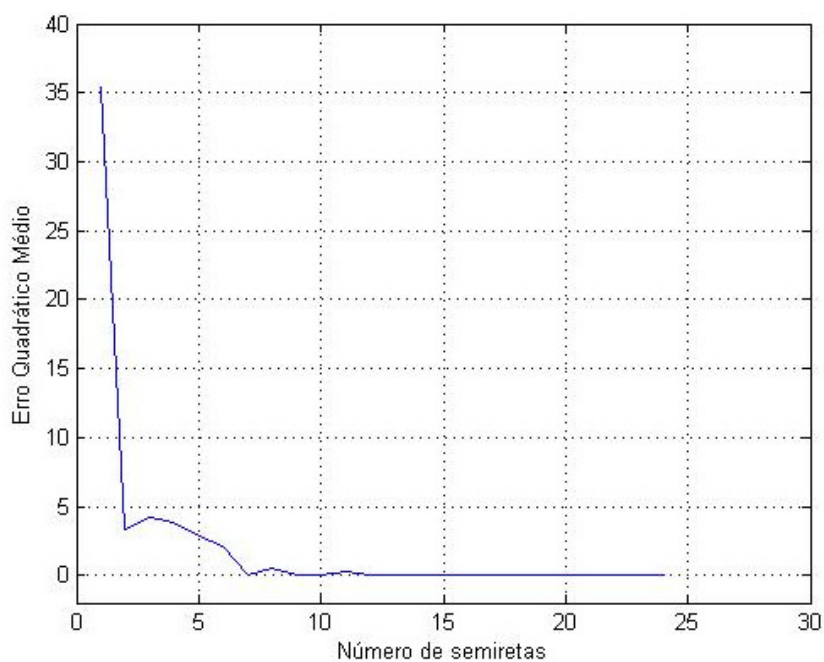


Figura 45 - Relação entre o erro médio quadrático e número de semi-retas
Fonte: Elaborado pelo autor

Nas Figuras 46 e 47, podem-se observar as diferenças entre a curva característica baseada em medições reais e os modelos matemáticos para 4 e 12 semi-retas, respectivamente. As discrepâncias entre os modelos estatísticos e os modelos matemáticos evidenciam o erro quadrático médio ξ . O modelo matemático da Figura 47 apresentou maior aproximação ao modelo estatístico, ou seja, apresentou menor ξ .

Portanto, a obtenção do modelo matemático pelo método *piecewise approximation* apresenta maior precisão à medida que o número de semi-retas

escolhidas no processo de linearização é aumentando, o que corresponde a um maior número de equações. Entretanto, de acordo com a Figura 45, a partir de um determinado número de semi-retas o erro se mantém praticamente constante.

O modelo matemático fornece uma perspectiva real da potência elétrica máxima que a turbina eólica fornece em função da velocidade de vento V no seu eixo, podendo ser, por exemplo, usado para identificar necessidade de manutenção da turbina, planejamento e armazenamento de potência elétrica entregue a rede de distribuição de energia elétrica ou a uma carga isolada.

No apêndice H consta o código para estimar os coeficientes que representam cada modelo matemático obtido, a comparação entre a potência elétrica medida e a estimada para diferentes números de semi-retas e a relação do erro quadrático médio ζ com o número de semi-retas. As Tabelas 11 e 12 apresentam os valores dos coeficientes angulares m e lineares b para os dois modelos encontrados.

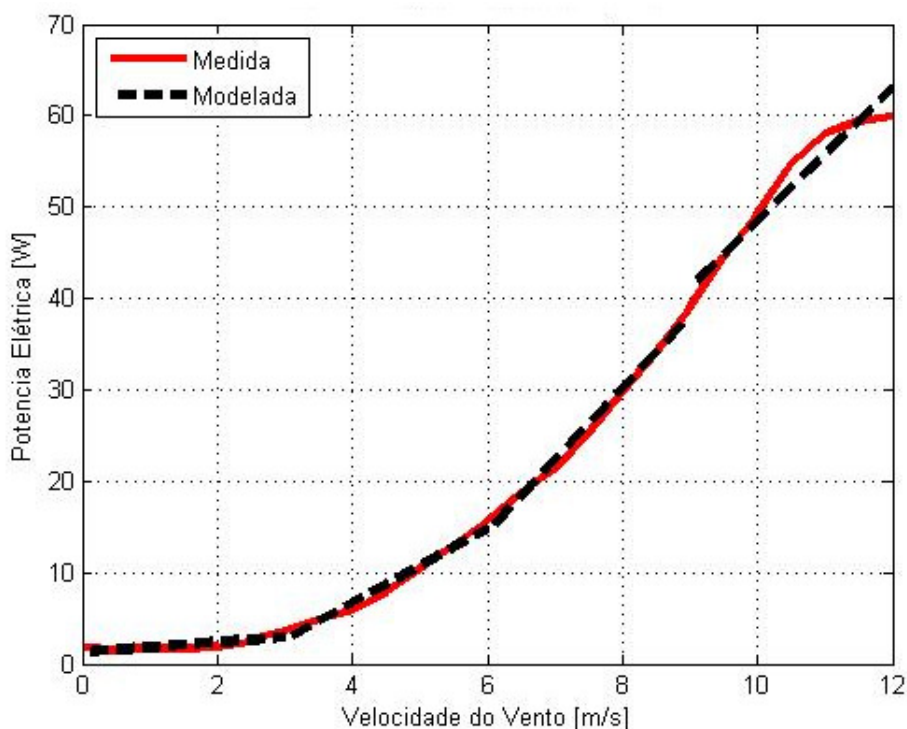


Figura 46 - Modelo matemático para 4 semi-retas
Fonte: Elaborado pelo autor

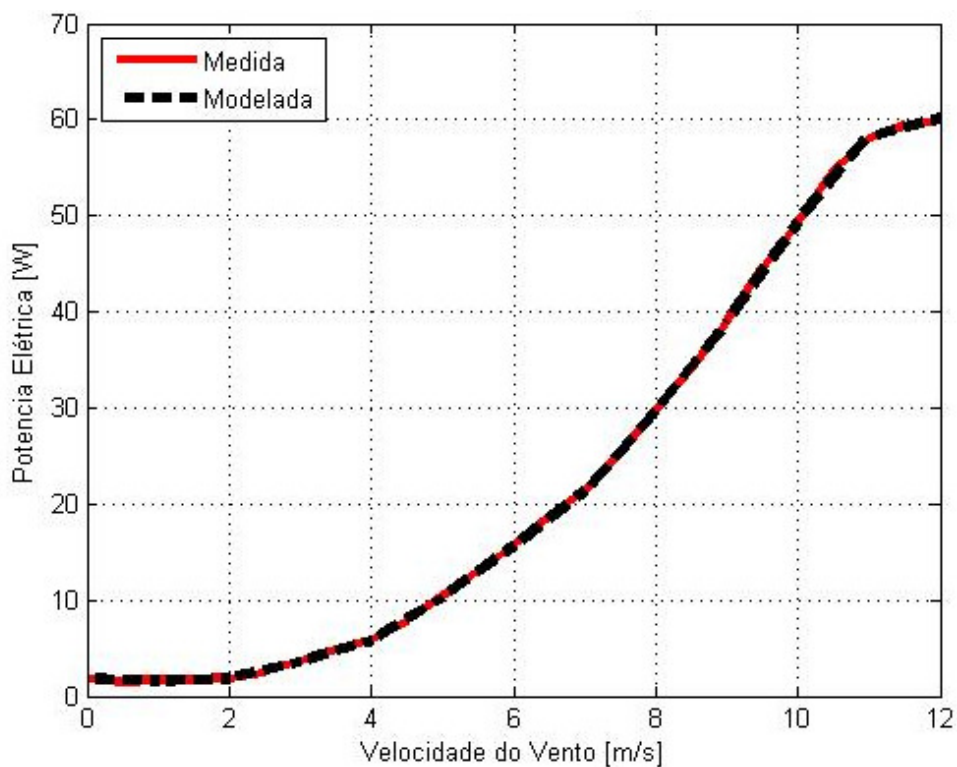


Figura 47 - Modelo matemático para 12 semi-retas
 Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 11 - Coeficientes angulares e lineares para quatro semi-retas

m	b	ξ
0,5329	1,2942	0.1805
4,0535	-9,5494	0.4764
7,8106	-32,3632	0.6070
7,2798	-24,3239	3.8508

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 12 - Coeficientes angulares e lineares para doze semi-retas

M	b	ξ
-0.1868	1,7622	0.0117
0,2032	1,4281	8.5147e-004
1,7462	-1,7132	0.0115
2,2226	-3,0454	8.6528e-004
4,4969	-12,2532	0.0160
5,2538	-15,9503	9.1022e-006

5,7281	-18,7283	0.0086
8,4174	-37,6970	0.0121
9,2023	-43,9789	0.0130
10,2080	-52,778	0.0587
8,8924	-39,4031	0.3050
1,9796	36,3873	0.0392

Fonte: Elaborado pelo autor

5.5 Conclusão

Este capítulo foi dedicado a apresentar a curva característica de potência elétrica e o modelo matemático que permite prever a potência da turbina eólica. A curva de potência elétrica pela velocidade de vento é uma característica que distingue as turbinas eólicas e permite conhecer as suas condições de funcionamento. Como visto, o modelo da curva de potência da turbina eólica pode ser obtida de maneira experimental e por métodos de simples desenvolvimento que garantam uma grande precisão. Embora exista uma diversidade de métodos para estimar, tanto a curva característica como o modelo matemático da dinâmica, foi usado o método dos *bins* para encontrar a curva característica e o modelo de regressão linear para prever a potência elétrica da turbina eólica do modelo proposto. O modelo matemático representado de forma linear permitiu compreender a relação direta entre a velocidade de vento e a potência elétrica instantânea máxima que o sistema pode fornecer. O erro médio quadrático integrado, embora pequeno, é de vital interesse, significando que a metodologia aplicada não é totalmente precisa, mas que satisfaz os objetivos pretendidos neste trabalho, permitindo prever a potência elétrica de saída do sistema de potência. Deste modo, o modelo matemático pode apoiar no sentido de possibilitar o desenvolvimento de sistemas de controle baseados em previsão.

Capítulo 6: Considerações Finais e Trabalhos Futuros

Este trabalho visou obter a curva característica de potência elétrica de uma turbina eólica de baixa potência condicionada a fornecer a potência máxima instantânea em função do fluxo de vento provido por um túnel aerodinâmico.

A obtenção da curva característica de potência elétrica foi concebida com a finalidade de quantificar a potência elétrica instantânea, que é uma magnitude de vital importância no suprimento da demanda no mercado de energia. Esta análise apoiou-se no controle de um conjunto de parâmetros operacionais usados em sistemas eólicos.

O trabalho envolveu o desenvolvimento de duas etapas no sentido de responder aos objetivos propostos. No modelo teórico verificou-se que a condição de máxima potência mecânica é limitada por uma condição bem definida pelo sistema de controle. O trabalho experimental envolveu o desenvolvimento de um sistema de aquisição de dados dinâmicos relativos à velocidade de vento e a potência elétrica instantânea.

Do trabalho experimental retirou-se os resultados em que obteve-se a curva característica de potência elétrica da turbina eólica. Foi também possível concluir que o modelo experimental é adequado para a previsão de potência elétrica.

O presente estudo apresenta resultados de potência elétrica prevista cujo domínio favorece a demanda por energia elétrica, providenciando desta forma uma fonte de potência elétrica que pode ser integrada no sistema de potência elétrica.

Este estudo apresentou algumas limitações, nomeadamente ao nível da potência do vento, que é igual à velocidade de vento nominal da turbina, sendo que não existe velocidade de corte. O uso do ângulo de passo da turbina não abrange todos os ângulos disponíveis na turbina eólica, sendo também uma limitação. Outra limitação está relacionada com a ausência do controle *yaw*. Apesar das limitações identificadas, considera-se que o estudo realizado permitiu obter as curva características de potência e quantificar a potência elétrica da turbina eólica tendo em conta a condição de máxima potência.

Os sistemas de energia eólica representam ainda uma área que demanda muito estudo e desenvolvimento tecnológico a fim de propiciar sistemas mais eficientes e de fácil integração aos sistemas de potência já instalados. Assim, futuras investigações poderão utilizar o sistema eólico disponível e o modelo desenvolvido para implementação de um sistema de controle automático do ângulo de passo para obtenção da potência elétrica gerada para atendimento de uma demanda instantânea.

Referências Bibliográficas

ARNAB, Roy. **A first book on aerodynamics**. EUA, 2012. Disponível em: <<http://www.bookboon.com>>. Acesso em: 12 de Mar. 2015.

ALBERS A. e Klug H. **High Quality Wind Speed Measurements for Site Assessment**. EUA, 1999. Disponível em: <www.dewi.de/dewi_res/fileadmin/pdf/publications/Magazin_15/02.pdf>. Acesso em: 10 Nov. 2015.

APPALASAMY S. et al. **Transmission loss modelling and Analysis with mutiple linear regression**. Australia, 2013. Disponível em: <www.mssanz.org.au/modsim2013/G2/appalasamy.pdf>. Acesso em: 10 Nov. 2015.

AGUIAR V. H. A. **Otimização de microprodução de energia em redesinteligentes**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Telecomunicações e Redes de Energia)-Centro de Competência das Ciências Exatas e da Engenharia. Portugal: Universidade da Madeira, p.71-75. 2014.

ADHIKARI N. et al. **Modeling and control of Stand-Alone Wind Energy conversion system PMLDC generator**. Índia, 2012. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6388569>>. Acesso em: 03 Jun. 2015.

ALI M. A. **Wind energy systems. Solutions for power quality and stabilization**. EUA: CRC PRESS, 2012.p:120.

ARAUJO A. M. **Ventilação Aplicada à Engenharia de Segurança do Trabalho**. Brasil, 2014. Disponível em: <<https://www.ufpe.br/ldpflu/Aula6Ventilacao.pdf>>. Acesso em: 09 Ago. 2015.

ABARZADEH M. et al. **Power Electronics in Small Scale Wind Turbine Systems**. EUA, 2012. Irão 2012. <<http://www.intechopen.com/books/advances-in-wind-power/power-electronics-in-small-scale-wind-turbine-systems>>. Acesso em: 01 Jun. 2015.

ASL J. HAMED et al. **Power capture optimization of variable-speed wind turbines using an output feedback controller**. Korea, 2015. Disponível em:<www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115302408>. Acesso em: 08 Nov. 2015.

AGUIRRE L.A. **Introdução a identificação de sistemas. Técnicas Lineares e Não Lineares aplicadas a sistema reais**. Brasil: UFMG, 2004.

ABEDI R. **Modeling, Operation and Control of Wind Turbine with Direct Drive PMSG Connected to Power Grid**. EUA, 2014. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=6939302&url=http%3a%2F%2F>>

2Fieeexplore.ieee.org%2Fxppls%2Fabs_all.jsp%3Farnumber%3D69393 02 >. Acesso em: 04 Mai. 2015.

AHMED N. A. **Wind Tunnel Designs and Their Diverse Engineering Applications**. Austrália, 2011. Disponível em:<<http://www.intechopen.com/books/wind-tunnel-designs-and-their-diverse-engineering-applications>>. Acesso em: 19 Fev. 2015.

BEZERRA M. R. **Métodos baseados na regra do vizinho mais próximo para reconhecimento de imagens**. Brasil, 2006 Disponível em:<<http://tcc.ecomp.poli.br/20052/MiguelEugenio.pdf>> Acesso em: 21 Ago. 2015.

BUKALA J. et al. **Modern small wind turbine design solutions comparison in terms of estimated cost to energy output ratio**. Polônia, 2105. Disponível em:<www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115300100>. Acesso em: 09 Dez. 2015.

BADRAN O. et al. **Evaluation of factors affecting wind power generation in Jordan**. Taipei, 2009. Disponível em:<<http://www.edama.jo/Content/Documents/afc5dcfd-3be0-43f8-abd2-288df366d3b4/517ebcbe-9bf5-4692-85b4-422bb72dc353.pdf>>. Acesso em: 11 Fev. 2015.

BIANCHI F. D. et al. **Wind Turbine control system**. EUA, 2007. Disponível em: <<http://www.springer.com/gp/book/9781846284922>>. Acesso em: 16 Abr. 2015

BOLTON William. **Control systems**. Inglaterra, 2006. Disponível em:<<https://books.google.com.br/>>. Acesso em: 01 Abril 2015.

BURTON Tony et al. **Wind Energy Handbook**. Inglaterra, 2001. Disponível em:<http://library.uniteddiversity.coop/Energy/Wind/Wind_Energy_Handbook.pdf>. Acesso em: 15 Mar. 2015.

BOURLIS D. **A Complete Control Scheme for Variable Speed Stall Regulated Wind Turbines**. Inglaterra, 2011. Disponível em: <<http://www.intechopen.com/books/fundamental-and-advanced-topics-in-wind-power/acomplete-control-scheme-for-variable-speed-stall-regulated-wind-turbines>>. Acesso em: 09 Fev. 2015.

BAI C. et al. **System integration of the horizontal-axis wind turbine: The design of turbine blades with an axial-flux Permanent Magnet Generator**. Malásia, 2014. Disponível em:<www.mdi.com/1996-1073/7/11/7773>. Acesso em: 04 Nov. 2015.

BOUKHEZZAR B. et al. **Multivariable control strategy for variable speed, variable pitch wind turbines**. França, 2006. Disponível em: <www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148106001261>. Acesso em: 10 Nov. 2015.

ÇENGEL Yunus A e CIMBALA John M. **Mecânica dos Flúídos, Fundamentos e aplicações**. Brasil: Mc Graw- Hill, 2012. p.282-284.

CAO Wenping et al. **Wind Turbine Generator Technologies**. China, 2012. Disponível em: <<http://cdn.intechopen.com/pdfs-wm/38933.pdf>>. Acesso em: 02 Abr. 2015.

CARDENAS et al. **Switched Reluctance Generator for Variable Speed Wind Energy Applications**. Inglaterra, 1995. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/>>. Acesso em: 03 Abr. 2015.

CAETANO M. A. L. **Métodos dos mínimos quadrados**. BRAIL, 2008. Disponível em: <www.mudancasabruptas.com.br/AULA_04_COMPUTAÇÃO.pdf>. Acesso em: 16 Ago. 2015.

CROSS F. e Xiondang Ma. **Nonlinear system identification for model-based condition monitoring of wind turbines**. Inglaterra, 2014. Disponível em: <http://www.researchgate.net/publication/267455523_Nonlinear_system_identification_for_model-based_condition_monitoring_of_wind_turbines>. Acesso em: 20 Ago. 2015.

COSTA P. et al. **Wind energy extraction and conversion: optimization through variable speed generators and non linear fuzzy control**. Portugal, 2006. Disponível em: <http://www.ewea.org/ewec2006/alfiles2/342_Ewec2006fullpaper.pdf>. Acesso em: 29 Jun. 2015.

DAKEEV U. **Management of Wind Power Generation with the Attachment of Wind Tunnel**. EUA, 2011. Disponível em: <<https://journal.ibsu.edu.ge/index.php/ibsusj/article/download/201/201>>. Acesso em: 29 Mar. 2015.

DOMMELEN R. V. **Design of an Atmospheric Boundary Layer Wind Tunnel**. Holanda, 2013. Disponível em: <http://rinkavandommelen.nl/WindtunnelThesisRinka.pdf>. Acessado em: 16 Ago. 2015.

DE LORENZO. **Wind Power Trainer with wind tunnel DI Wind-B**. Itália: DE LORENZO 2008, p.5,8,16-20.

DEVORE R. A. **Nonlinear approximation**. EUA: Cambridge University Press, 1998.p:15-150.

DORREL D. **Design Requirements for Brushless Permanent Magnet Generators for Use in Small Renewable Energy Systems**. EUA, 2007. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=4460015&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fxppls%2Fabs_all.jsp%3Farnumber%3D4460015>. Acesso em: 29 Mai. 2015.

FOX, Robert e MCDONALD, Allan. **Introdução à Mecânica dos Fluidos**. Rio de Janeiro: LTC, 2001.

FREEMAN J. e JORGENSON J. **Reference Manual for the System Advisor Model's Wind Power Performance Model**. EUA, 2014. Disponível em <<http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60570.pdf>>. Acesso em: 22 Fev. 2015

FONT et al. **System identification on the ECO 100 wind turbine**. Polônia, 2010. Disponível em: <http://members.chello.nl/s.kanev/downloads/publicaties/2010_EWEC.pdf>. Acesso em: 23 Jul. 2015.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (GWEC). **Global Statistics 2011**. Bruxelas, 2012. Disponível em: <<http://www.gwec.net/index.php?id=103&L=0%25252525B4>>. Acesso em: 10 Fev. 2015.

GREGOR E. et al. **Extension to Standard System Identification of Detailed Dynamics of a Flexible Wind Turbine System**. Holanda, 1993. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=325872>>. Acesso em: 12 Jun. 2015.

HAQUE M. E. et al. **Control of a Stand Alone Variable Speed Wind Turbine with a Permanent Magnet Synchronous Generator**. Disponível em: <<http://ro.uow.edu.au/engpapers/5406>>. Acesso: em 11 Set. 2015.

HAU Yue. **Wind Turbine Control Systems Analysis – Introduction to PID Controller Design**. EUA, 2014. Disponível em: <http://www.ee.columbia.edu/~lavaei/Projects/Yue_Hou.pdf>. Acesso em: 02 Abr. 2015.

HANSEN, Martin O. L. **Aerodynamics of Wind Turbines**. Inglaterra, 2008. Disponível em: <http://www.routledge.com/books/search/keywords/Aerodynamics_of_wind_turbines/page_1/published/>. Acesso em: 13 Fev. 2015.

HOSSAIN M. et al. **Future research directions for the wind turbine generator system**. EUA 2015. Disponível em: <www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115003962>. Acesso em: 09 Dez. 2015.

HUSSEIN, Mahmoud M. **Control of stand-Alone Variable speed Wind Energy Supply System**. EUA, 2013. Disponível em: <<http://www.mdpi.com/2076-3417/3/2/437>>. Acesso em: 30 Mar. 2015.

HOFFMANN Rolf. **A comparison of control concepts for wind turbines in terms of energy capture**. Alemanha, 2002. Disponível em: <<http://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/epda/000226/Diss.pdf>>. Acesso em: 31 Mar. 2015.

HOWELL Robert et al. **Wind tunnel and numerical study of a small vertical axis wind turbine.** Inglaterra, 2009. Disponível em: <<http://sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148109003048>>. Acesso em: 02 Nov. 2015.

IMO JAGUAR CUB. **Instruction Manual, compact Inverter.** Inglaterra: IMO Precision Controls Ltd, 2003.p:1-18.

JOHNSON G. L. **Wind Energy Systems.** EUA: Prentice Hall, 2001.p:8

JOZANI M. J. et al. **Wind turbina power curve modeling using advanced parametric and non-parametric methods.** EUA, 2014. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=6894235>>. Acesso em: 24 Set. 2015.

JORGE A. V. ALÉ et al. **Importância da calibração de anemômetros nos empreendimentos eólicos.** Disponível em: <www.pucrs.br/ce-eolica/2008/2008_02.pdf>. Acesso em: 13 Dez. 2015.

JÚLIO R. et al. **Linear and no-linear methods for prediction of peak load at university of Sao Paulo.** Brasil, 2015. Disponível em: <www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114005498>. Acesso em: 10 Nov. 2015.

JHA A. R. **Wind Turbine Technology.** EUA: CRC press, 2011.p: 233-248.

KAZAMI M. e GOUDAZI A.A **Novel Method for Estimating Wind Turbines Power Output Based On Least Square.** Irão,2012. Disponível em: <http://www.researchgate.net/publication/232769116_A_Novel_Method_For_Estimating_Wind_Turbines_Power_Output_Based_On_Least_Square_Approximation>. Acesso em: 17 Ago. 2015.

KAKETE V. L. **Study of Measurement and Control Aspects of Wind Tunnel.** India, 2014. Disponível em: <<http://www.ijireeice.com/upload/2014/march/IJIREEICE4B%20%20niraj%20study.pdf>>. Acesso em: 04 Abr. 2015.

KHAMLICHI A. et al. **Advanced Control of Wind Turbines.** Marrocos, 2011. Disponível em: <<http://www.intechopen.com/books/howtoreference/Fundamental-and-advanced-topics-in-wind-power/advanced-control-of-wind-turbines>>. Acesso em: 10 Fev. 2015.

KLEIN e NALBANT. **Power Factor Correction Incentives, Standards and Techniques.** EUA: PCIM, 1990.p:17- 40.

KIM M. G. e DALHOF P. H. **Yaw Systems for wind turbines - Overview of concepts, current challenges and design methods.** Alemanha, 2009. Disponível em: <http://iopscience.iop.org/1742-6596/524/1/012086/pdf/1742-6596_524_1_012086.pdf>. Acesso em: 15 Abr. 2015.

KULUNK Emrah. **Aerodynamics of Wind Turbines, Fundamental and Advanced Topics in Wind Power.** Croácia, 2011. Disponível em: <http://www.intechopen.com/books/fundamental-and-advanced-topics-in-wind-power/aerodynamics-of-windturbines>. Acesso em: 21 Mar. 2015

KRISHNAN R. et al. **Modeling, simulation, and analysis of variable-speed constant frequency power conversion scheme with a permanent magnet brushless DC generator.** EUA, 1990. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=103415>>. Acesso em: 27 Mai. 2015.

KRAUTER S. **Geração eólica.** Brasil, 2010. Disponível em: <www.solar.coppe.ufrj.br/eolica/eol_txt.htm>. Acesso em: 18 Nov. 2015.

KULKARNI V. et al. **Simulation of honeycomb-screen combinations for turbulence management in a subsonic windtunnel.** Índia, 2010 Disponível em: <[sciencedirect.com/science/article/pii/S0167610510001145](http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0167610510001145)>. Acesso em: 13 Dez. 2015

KIDWIND SCIENCE SNACK. **Understanding Coefficient of Power and Betz Limit** .EUA, 2011. Disponível em: <http://learn.kidwind.org/sites/default/files/betz_limit_0.pdf>. Acesso em: 15 Fev. 2015.

KHALED B. et al. **A Condition Monitoring System for Wind Turbine Generator Temperature by Applying Multiple Linear Regression Model.** EUA, 2013. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6666910>>. Acesso em: 09 Nov. 2015.

KUMAR SURESH et al. **A comprehensive review on wind turbine power curve modeling techniques.** Índia, 2013. Disponível em: <www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113007296>. Acesso em: 11 Nov. 2015.

LJUNG L. e GLAD T. T. **Modeling of Dynamic Systems** EUA, 1994. Disponível em: <<ftp://ftp.unicauca.edu.co/Facultades/FIET/DEIC/Materias/Sistemas%20Dinamicos/Ljung%20,%20Lennart%20-%20Modeling%20Of%20Dynamic%20Systems.pdf>>. Acesso em: 20 Ago. 2015.

LASSIG J. e Colman J. **Wind Turbines Aerodynamics.** Argentina, 2012. Disponível em: <www.intechopen.com/download/pdf/36825>. Acesso em: 14 Ago. 2015.

LORENZO F. e MARIO M. **Control for Wind Power.** Itália 2011. Disponível em: <<http://ieeecss.org/sites/ieeecss.org/files/documents/IOCTPart408ControlForWindPower-HR.pdf>>. Acesso em: 29 de Jun. 2015.

LARSON M. G, e BENGZON, F. **The Finite Element Method: Theory, Implementation and Applications.** Suecia, 2013. Disponível em: <<http://www.springer.com/978-3-642-33286-9>>. Acesso em: 17 Dez. 2015.

LIMA R. Q. **Identificação de Parâmetros pelo Método dos Mínimos Quadrados Não Linear.** Brasil, 2009. Disponível em: <www.puc-rio.br/pibic/relatorio_resumo2009/relatorio/mec/roberta.pdf>. Acesso em: 17 Ago. 2015.

LE-YI W. e WEN-XIAO Z. **System Identification: New Paradigms, Challenges, and Opportunities.** China, 2013. Disponível em: <www.sciencedirect.com>. Acesso em: 21 Ago. 2015.

LEE Y. et al. **Diodo rectifiers.** Hong Kong, 2000. Disponível em: <<https://maaplibrary.files.wordpress.com/2014/05/10-diode-rectifiers.pdf>>. Acesso em: 02 Jun. 2015.

LOBATO P. et al. **The Switched Reluctance Generator for Wind Power Conversion.** Portugal, 2000. Disponível em: <<http://www.aedie.org/9CHLIE-paper-send/301-lobato.pdf>>. Acesso em: 03 Abr. 2015.

LOWSON B. **Wind Power Technology and Economics.** Inglaterra, 2005. Disponível em: <http://www.mpoweruk.com/wind_power.htm>. Acesso em 28 Jul. 2015.

LE T. HA. **Fundamental time-domain wind turbine models for wind power studies.** EUA, 2007. Disponível em: <www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148106003466>. Acesso em: 06 Nov. 2015.

LYDIA M. et al. **Wind rasoure estimation using wind speed and wind power curve models.** Índia, 2015. Disponível em: <www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115003250>. Acesso em: 10 Nov. 2015.

LI WENYAN et al. **Dynamic control of a wind turbines.** EUA, 2009. Disponível em: <<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.150.4862&rep=rep1&type=pdf>>. Acesso em: 12 Nov. 2015.

MARIMUTHU et al. **A critical review of factors affecting Wind turbine and solar cell system power production.** India, 2014. Disponível em: <<http://www.technicaljournalsonline.com/ijaers/VOL%20III/IJAERS%20VOL%20II%20ISSUE%20II%20JANUARY%20MARCH%202014/429.pdf>>. Acesso em: 14 Fev. 2015.

MOHAN, N. et al. **Power Electronics Converters, Application and Design.** EUA, 2011. Disponível em: <http://ece.ut.ac.ir/Classpages/S92/ECE078/Mohan_Power_Electronics_Converters_Applications_Design_3rd_OCRed-Good%20PDF.pdf>. Acesso em: 28 Mai. 2015.

- MANWELL J. F. et al. **Wind Energy, Explained. Theory, design and application.** 2^a ed. John Wiley & Sons, 2009.p.33,119, 102, 103, 120.
- MARUTA T. et al. **Stability Augmentation of a Grid-connected Wind Farm.** EUA, 2009. Disponível em: <<http://www.springer.com/978-1-84800-315-6>>. Acesso em: 06 Mai. 2015.
- MUYEEN S. M. et al. **A Design Fuzzy Logic Controller for a Permanent Magnet Wind Generator to Enhance the Dynamic Stability of Wind Farms.** Abu Dhabi, 2009. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2076-3417/2/4/780/pdf>>. Acesso em: 06 de Mar 2015.
- MCKAY Phillip et al. **Turbine Wake Dynamics.** Croácia, 2012.Disponível em:<<http://cdn.intechopen.com/pdfs-wm/40860.pdf>>.Acesso em:10 Fev. 2015.
- MAZOR, Gedalya; HULEIHIL, Mahmoud. **Advances in wind power.** Croácia, 2012. Disponível em:<<http://dx.doi.org/10.5772/3376>>. Acesso em: 16 Fev. 2015.
- MENET Jean-Luc e BOURABAA N. **Increase In The Savonius Rotors Efficiency Via A Parametric Investigation.** Disponível em:<http://educyclopedia.karadimov.info/library/23_1400_jeanlucmenet_01.pdf>. Acesso em: 15 Jun. 2015>. Acesso em: 22 Jun. 2015.
- MASSIMO et al. **Arduino/Genuino UNO.** Itália, 2015. Disponível em :<<https://www.arduino.cc/en/Main/ArduinoBoardUno>>. Acesso em: 22 Ago. 2015.
- MONTORRO G. **Aerodinâmica e Teoria de VOO.** Brasil, 2014. Disponível em:<<http://aeroentusiasta.com/blog/wp-content/uploads/2014/04/Teoria-de-Alta-Velocidade.pdf>>. Acesso em: 22 Mai. 2015.
- MULJADI E. e BUTTERFIELD P. **Pitch-Controlled Variable-Speed Wind Turbine Generation.** EUA, 1999. Disponível em:<<http://www.nrel.gov/docs/fy00osti/27143.pdf>>. Acesso em: 24 Nov. de 2015.
- NEAMMENE B. et al. **Control Strategies for Variable-speed Fixed-pitch Wind Turbines.** Tailândia, 2010. Disponível em:<sciencedirect.com/Science/article/pii/S0360544215003126>. Acesso em: 12 Novembro 2015.
- MASSERAN N. Evaluating power density models and their statistical properties. Malaysia, 2015. Disponível em:<<http://www.intechopen.com/books/wind-power/control-strategies-for-variable-speed-fixed-pitch-wind-turbines>>. Acesso em: 12 Abr. 2015.
- NELSON V. **Wind Energy: Renewable Energy and environment.** EUA: CRC press 2009, p:86-87.

NIASAR A. HALVAEI et al. **Design and Implementation of a low-cost maximization power conversion system for brushless Dc generator.** Irão, 2015 Disponível em: <[sciencedirect.com/Science/article/pii/S2090447915001768](http://www.sciencedirect.com/Science/article/pii/S2090447915001768)>. Acesso em: 14 Novembro 2015.

NAKAMURA, K. e ICHINOKUR, O. **A Super-Multipolar Permanent Magnet Reluctance Generator Designed for Small-Scale Renewable Energy Generation.** Japão, 2012. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=6351842>>. Acesso: em 05 Mai 2015.

NAVAL A. **Fundamentals of AERODYNAMICS.** EUA, 2008. Disponível em: <www.netc.navy.mil/nasceweb/api/student_guides/aero_student_guide_7_april_2008.pdf>. Acesso em: 02 Dez. 2015.

PEAREN G. **Brushless alternators.** EUA, 2000. Disponível em: <<http://www.pearen.ca/dunlite/BrushlessAlternators.pdf>>. Acesso em: 28 Mai 2015.

PETER H. VAN EMDEN. **Accuracy of Wind Speed Data: a key-factor in the economic analysis of wind energy projects.** Holanda, 2008. Disponível em: <www.ekopower.nl/know_how_accur.htm>. Acesso em: 13 Dez 2015.

PINTELON R. E SCHOUKENS J. **System Identification: A Frequency Domain Approach.** EUA, 2012. Disponível em: <www.ieee.com>. Acesso em: 21 Jul. 2015.

PAO Lucy Y. e Kathryn E. Johnson. **A Tutorial on the Dynamics and Control of Wind Turbines and Wind Farms.** EUA, 2009. Disponível em: <<http://geosci.uchicago.edu/~moyer/GEOS24705/Readings/WindTutorial.pdf>>. Acesso em: 30 Mar. 2015.

PARDALOS M. P. et al. **Handbook of Wind Power Systems.** Springer, 2013. p:155

PILIING S. **Ajuste de curvas pelo método dos mínimos quadrados.** Brasil, 2014. Disponível em: <http://www1.univap.br/spilling/CN/CN_Capt5.pdf>. Acesso em: 24 Set. 2015.

PEAZ T. **Introduction to model validation.** EUA, 2009. Disponível em: <<http://www.sem.org/PDF/Lecture1-Paper.pdf>>. Acesso em: 22 Set. 2015.

POPE K. et al. **Effects of stator vane on power coefficients of a zephyr vertical axis wind turbine.** Canada, 2009. Disponível em: <www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148109004388>. Acesso em: 02 Nov. 2015.

PRITCHARD J. P. **Introduction to Fluid Mechanics**. JOHN WILEY & SONS, 2011.p:254-258

PREDESCEU M. **Wind tunnel assessment of samll direct drive wind turbines with permant magnets synchronous generator**. Itália, 2008. Disponível em:<www.icrepq.com/icrepq-08/287-predesceu.pdf>. Acesso em: 09 Nov. 2015.

QUEVAL L. **Measuring the Power Curve of a Small-scale Wind Turbine: A Practical Example**. Suíça, 2014. Disponível em:<<http://sciforum.net/conference/ece-1/paper/2338/download/pdf>>. Acesso em: 20 Ago. 2015.

RAGHEB, M. **Wind Turbines Theory-The Betz Equation and Optimal Rotor Tip Speed Ratio**. EUA, 2011. Disponível em:<<http://www.intechopen.com/books/fundamental-and-advanced-topics-in-wind-power/wind-turbines-theory-the-betz-equation-and-optimal-rotor-tip-speedratio>>. Acesso em: 22 Fev. 2015.

RAGHEB, M. **Safety of wind systems**. EUA, 2014. Disponível em:<<http://www.windfarmaction.files.wordpress.com/2011/10/safety-of-wind-systems.pdf>>. Acesso em: 16 Abr. 2015.

RAGHEB, M. **Control of wind trubine**. EUA, 2009. Disponível em:<<http://mragheb.com/NPRE%20475%20Wind%20Power%20Systems/Control%20of%20Wind%20Turbines.pdf>>. Acesso em: 14 de Fev. 2015.

RAENG. **Wind Turbine Power Calculations**. Inglaterra, 2010. Disponível em:<<http://www.raeng.org.uk/publications/other/23-wind-turbine>>. Acesso em: 18 Fev. 2015.

RAMBABU S. A. **Modeling and Control Of A Brushless Dc Motor**.Dissertação de mestrado.India , 2007. Disponível em:<[ethesis .nitrkl.ac.in/4304/1/Modeling_andcontrol_of_a_brushless_DC_motor.pdf](http://thesis.nitrkl.ac.in/4304/1/Modeling_andcontrol_of_a_brushless_DC_motor.pdf)>. Acesso em: 27 de Mai. 2015.

RODRIGUES, G.G. **Identificação de Sistemas Dinâmicos Não-Lineares Utilizando Modelos NARMAX Polinomiais - Aplicação a Sistemas Reais**. Brasil, 2000. Disponível em:<<http://www.ppgee.ufmg.br/defesas/665M.pdf>>. Acesso em: 10 Ago. 2015.

ROOD GRAHAM. **Aviation Science & Development at Farnborong**. Inglaterra, 2011. Disponível em:<http://www.airscience.org.uk./FAST_Briefings_13_WindTunnels.pdf>.Acesso em 17 Fev. 2015.

SHAHAB S. et al. **Wind Turbine Power Curve Modeling Using Advanced Parametric and Nonparametric Methods**. Canada, 2014. Disponível

em:<<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=6894235>>. Acesso em: 18 Ago. 2015.

SJOBERG J. et al. **Nonlinear Black-box Modeling in System Identification: a Unified Overview.** França, 1995. Disponível em:<<http://sites.poli.usp.br/d/pmr5406/Download/papers/1742.pdf>>. Acesso em: 21 Jun. 2015.

SIMÕES M. Godoy et al. **Induction Generators for Small Wind Energy Systems.** EUA, 2006. Disponível em:<<http://inside.mines.edu/~msimoes/documents/pap10.pdf>>. Acesso em: 15 Mai. 2015.

SANZ, G. M. et al. **Wind energy systems, control engineering design.** CRC press, 2012.p: 15, 269-270, 273-274.

SOLIMAN S.A. et al. **Application of fuzzy linear regression algorithm to power system voltage measurements.** Canada, 1996 Disponível em: <www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779696012059>. Acesso em: 10 Nov. 2015

SCHLECHTINGEN M. et al. **Using Data-mining approaches for a wind turbine power curve Monitoring: A comparative study.** Alemanha, 2013. Disponível em:<<http://www.researchgate.net/publication/237080312>>. Acesso em: 10 Out. 2015.

SINGH et al. **PMBLDCG based stand-alone wind energy conversion system for small.** Índia, 2013 Disponível em:<<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6785618>>. Acesso em: 15 Mai 2015.

SAJADI A. et al. **An emulator for fixed pitch wind turbine studies.** EUA, 2015. Disponível em:<www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115303864>. Acesso em: 07 Dez. 2015.

SANTIAGO P. et al. **On the harmonic analysis of cup anemometer rotation speed: A principle to monitor performance and maintenance status of rotating meteorological sensors.** Espanha, 2015. Disponível em:<[sciencedirect.com/article/pii/S0263224115002973](http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0263224115002973)>. Acesso em: 12 Dez 2015.

TAMURA et al. **Wind Turbine Modeling.** EUA, 2009. Disponível em: <<http://www.springer.com/978-1-84800-315-6>>. Acesso em: 25 Jun. 2015.

TSAI W. K. et al. **A Data Approach Alternative at System Identification and Modeling Using the Self-organizing Associative Memory (SAM).** EUA, 1998. Disponível em:<<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=687246>>. Acesso em: 22 Jun. 2015.

TRIVELLATO F. et al. **The ideal power curve of small wind turbines from field data.** Itália, 2012. Disponível em:

<www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0167610512001286>. Acesso em: 11 Nov. 2015.

TIKHOMIROVA E. Provision of Electric Power to CS of TGP, Using Renewable Energy Sources (On the Examples of Wind Turbines). Dissertação (Mestrado em Energia eólica) - Programa de Pós-Graduação em Gestão e Engenharia Industrial. Suíça: Instituto Royal de Tecnologias.p:35, 2014.

UDHAYAKUMAR et al. Stand - Alone Wind Energy Supply System Using Permanent Magnet Synchronous Generator. Índia, 2013.

<<http://www.ijitee.org/attachments/File/v2i3/C0457022313.pdf>>. Acesso em: 29 Mai 2015.

VIHRIALA, Harri. Control Variable Speed Wind Turbines. 2002. Disponível em: <<https://dspace.cc.tut.fi/dpub/bitstream/handle/123456789/186/vihriala.pdf?sequence=3>>. Acesso em: 29 Mar. 2015.

WU W. et al. A Low-Speed, High-Torque, Direct-Drive Permanent Magnet Generator For Wind Turbines. Itália, 2000. Disponível em:<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=881049&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fxppls%2Fabs_all.jsp%3Farnumber%3D881049>. Acesso em: 09 Mai. 2015.

WAN Y. et al. Development of an Equivalent Wind Plant Power-Curve. EUA, 2010. Disponível em: <www.nrel.gov/docs/fy10osti/48146.pdf>. Acesso em: 19 Jun. 2015.

ZHU Y. et al. Novel maximum power point tracking control for permanent magnet direct drive wind energy conversion systems. China, 2012. Disponível em:<<https://www.mdpi.com/1996-1073/5/5/1398/pdf>> Acesso em: 24 Mai. 2015.

Apêndice A - Coeficiente de potência

```

function coeficientedepotenciaVelocidadedovento %Relação entre o coeficiente de,
                                                potência, ângulo de passo  $\beta$  e a velocidade do vento
clc
clear
close

Dens_ar = 1.225; % Densidade do ar

beta = 0:5:20; % Valores dos ângulos em grau

R=0.213; % Raio do Rotor

vento = 1:1:100; % Velocidade em Radianos por segundo

hold on

for Vrad = 1:1:300

for i=1:1:length(vento)

for j=1:length(beta)

lambda(i) = (Vrad*R)/(vento(i));

lambdai(i,j) = 1/(1/lambda(i)+0.008*beta(j)-(0.035/(beta(j)+1)));

cp(i,j)= 0.73*((151/lambdai(i,j)-0.58*beta(j)-0.002*beta(j).^2.14-13.2)*exp(-
18.4/lambdai(i,j)));

end
end
end

plot(vento,cp,'linewidth',4)
axis([5 50 0 0.5])
grid
xlabel('Velocidade do vento(m/s)')
ylabel('Coeficiente de potência, C_p')
legend('\beta=0°','\beta=5°','\beta=10°','\beta=15°','\beta=20°'),legend('boxoff');

```

Apêndice B - Coeficiente de potência versus velocidade das pontas das pás

function CP %Relação entre o coeficiente de potência, ângulo de passo β e a razão da velocidade das pontas pá do rotor para diferentes ângulos de passo

```
clc
clear
close
```

```
Dens_ar = 1.225; % Densidade do ar
```

```
beta = 0:5:20; % Valores do ângulo de passo em graus
```

```
R=0.213; % Raio do Rotor
```

```
Vrad = 1:1:600; %Velocidade angular do rotor em Radianos por segundo
```

```
hold on
```

```
for vento = 1:1:12
```

```
for i=1:1:length(Vrad)
```

```
for j=1:length(beta)
```

```
V(i)=(Vrad(i)*pi*R)/(30); % Conversão da velocidade angular do rotor em Radianos
por minutos
```

```
lambda(i) = (Vrad(i)*R)/(vento);
```

```
lambdai(i,j) = 1/(1/lambda(i)+0.008*beta(j)-(0.035/(beta(j)+1)));
```

```
cp(i,j)= 0.73*((151/lambdai(i)-0.58*beta(j)-0.002*beta(j).^2.14-13.2)*exp(-
18.4/lambdai(i)));
```

```
end
end
end
```

```
plot(lambda,cp,'linewidth',4)
```

```
axis([0 9 0 0.5])
```

```
grid
```

```
xlabel('Razão da velocidade das pás \lambda')
```

```
ylabel('Coeficiente de potência C_p')
```

```
legend('\beta=0°', '\beta=5°', '\beta=10°', '\beta=15°', '\beta=20°',2);legend('boxoff')
```

Apêndice C - Curva do torque da turbina

```
function torque % Relação entre o torque da turbina e velocidade angular do rotor
clc
clear
close
```

```
Dens_ar = 1.225; % Densidade do ar
```

```
R=0.213; % Raio do Rotor em m
```

```
beta=0;% Ângulo de passo da turbina (No pontos de máxima potência tem valor de zero) graus
```

```
Cp=0.44;%Coeficiente de potência da turbina
```

```
lambdax= 5.6;% Relação da velocidade das pontas da pá
```

```
eficiencia=0.901;%Eficiência global para turbinas de conexão direta com o gerador
```

```
Vrad = 1:1:5429; % Variação da Velocidade angular em rpm
```

```
vento = 1:1:12 ;%Velocidade do vento em m/s
```

```
Vrad1=1:1:3000;
```

```
hold on
```

```
for i=1:length(Vrad)
```

```
for j=1:length(vento)
```

```
for l=1:length(Vrad1)
```

```
Vrad2(i)=(Vrad(i) %Variação da Velocidade angular em rpm
```

```
lambda(i,j) = (Vrad(i)*pi*R)/(30*vento(j));
```

```
lambdai(i,j) = 1/(1/lambda(i,j)-0.03);
```

```
cp(i,j)= 0.73*((151/lambdai(i,j)-13.2)*exp(-18.4/lambdai(i,j)));
```

```
p(i,j)=0.5*Dens_ar*pi*R.^2*cp(i,j)*vento(j).^3;% Potência Mecânica para a
representação em relação a velocidade angular
```

```
p1(l)=0.5*Dens_ar*pi*R.^2*Cp*(((pi*Vrad1(l)*R)/(30*lambdax)).^3)*eficiencia;
```

```
Tg(l)= p1(l)/Vrad1(l);
```

```
Tr(i,j)= p(i,j)/Vrad2(i);
```

```
end
```

```
end
```

```
end
```

```
plot(Vrad2,Tr(:,12),'r','linewidth',2)
```

```
plot(Vrad2,Tr(:,11),'k','linewidth',2)
```

```
plot(Vrad2,Tr(:,10),'c','linewidth',2)
```

```
plot(Vrad2,Tr(:,9),'m','linewidth',2)
```

```
plot(Vrad2,Tr(:,8),'b','linewidth',2)
```

```
plot(Vrad2,Tr(:,7),'g','linewidth',2)
```

```
plot(Vrad2,Tr(:,6),'k','linewidth',2)
```

```
plot(Vrad2,Tr(:,5),'c','linewidth',2)
```

```
plot(Vrad2,Tr(:,4),'m','linewidth',2)
```

```
plot(Vrad2,Tr(:,3),'b','linewidth',2)
```

```
plot(Vrad2,Tr(:,2),'r','linewidth',2)
```

```
plot(Vrad2,Tr(:,1),'r','linewidth',2)
```

```
plot(Vrad1,Tg,'k--','linewidth',4)
```

```
axis([0 600 0 0.25])
```

```
xlabel('Velocidade de rotaçao em rpm (Vrad)')
```

```
ylabel('Torque turbina(N/m)')
```

```
legend('Vento= 12 m/s','Vento=11 m/s','Vento=10 m/s','Vento=9 m/s','Vento=8  
m/s','Vento=7 m/s','Vento=6 m/s','Vento=5 m/s','Vento=4 m/s','Vento=3 m/s','Vento=2  
m/s','Vento= 1 m/s','Torque gerador'),legend('boxoff')
```

```
grid on
```

Apêndice D - Curva de potência Mecânica

```

function Pmecanico % Curva da potência mecânica com intersecção dos pontos de
                    potência máxima

clc
clear
close

Dens_ar = 1.225;%Densidade do ar

R=0.213; % Raio do Rotor

beta=0;% No pontos de máxima potência tem valor de zero graus

Cp=0.44;%Coeficiente de potência da turbina

Vrad1=1:1:3120;% Velocidade angular máxima de rotação do rotor da turbina

eficiencia=0.901;%Eficiência global para turbinas de conexão direta com o gerador

Vrad = 1:1:5429; % Variação da Velocidade angular do rotor em rpm

vento = 1:1:12; % Variação da Velocidade do vento em m/s

lambdax=5.6;%Relação da velocidade das pontas da pá

hold on

for i=1:length(Vrad)

for j=1:length(vento)

for l=1:length(Vrad1)

lambda(i,j) = (Vrad(i)*pi*R)/(30*vento(j));

lambdai(i,j) = 1/(1/lambda(i,j)-0.03);

cp(i,j)= 0.73*((151/lambdai(i,j)-13.2)*exp(-18.4/lambdai(i,j)));

p(i,j)=0.5*Dens_ar*pi*R.^2*cp(i,j)*vento(j).^3;% Potência Mecânica para a
representação em relação a velocidade angular

p1(l)=0.5*Dens_ar*pi*R.^2*Cp*(((pi*Vrad1(l)*R)/(30*lambdax)).^3)*eficiencia;%
Curva de potência ótima

end

end
end

```

```
end  
end
```

```
plot(Vrad,p(:,12),'k','linewidth',2)  
plot(Vrad,p(:,11),'b','linewidth',2)  
plot(Vrad,p(:,10),'r','linewidth',2)  
plot(Vrad,p(:,9),'m','linewidth',2)  
plot(Vrad,p(:,8),'b','linewidth',2)  
plot(Vrad,p(:,7),'g','linewidth',2)  
plot(Vrad,p(:,6),'k','linewidth',2)  
plot(Vrad,p(:,5),'c','linewidth',2)  
plot(Vrad,p(:,4),'m','linewidth',2)  
plot(Vrad,p(:,3),'b','linewidth',2)  
plot(Vrad,p(:,2),'r','linewidth',2)  
plot(Vrad,p(:,1),'r','linewidth',2)  
plot(Vrad1,p1,'--k','linewidth',2)
```

```
axis([0 6000 0 70])
```

```
grid on
```

```
xlabel('Velocidade de rotaçao em rpm (Vrad)')
```

```
ylabel('Potência Mecânica(W)')
```

```
legend('Vento= 12 m/s','Vento=11 m/s','Vento=10 m/s','Vento=9 m/s','Vento=8  
m/s','Vento=7 m/s','Vento=6 m/s','Vento=5 m/s','Vento=4 m/s','Vento=3 m/s','Vento=2  
m/s','Vento= 1m/s','maxima potência'),legend('boxoff')
```


Apêndice E - Eficiência da potência mecânica e elétrica

```

function Pmecanico % Curva da potência mecânica e do gerador
clc
clear
close

Dens_ar = 1.225;%Densidade do ar

R=0.213; % Raio do Rotor

beta=0;% No pontos de máxima potência tem valor de zero graus

eficiencia=0.901;%Eficiencia global para turbinas de conexao direta com o gerador

Vrad = 1:1:3100; % Variação da Velocidade angular em rpm

Vrad1=1:1:2410;

hold on

for i=1:length(Vrad)

for vento = 1:1:12

lambda(i) = (Vrad(i)*pi*R)/(30*vento);

lambdai(i) = 1/(1/lambda(i)-0.03);

cp(i)= 0.73*((151/lambdai(i)-13.2)*exp(-18.4/lambdai(i)));

p(i)=0.5*Dens_ar*pi*R.^2*cp(i)*vento.^3;% Potência Mecânica para a representação
em relação a velocidade angular

pg(i)= p(i)*eficiencia;

Vento = (Vrad*R*pi)/(30*lambda(i));

end

end

plot(Vento,p, 'b','linewidth',4)
plot(Vento,pg,'r','linewidth',4)
axis([0 15 0 70])

```

```
grid
xlabel('Velocidade do vento (m/s)')
ylabel('Potência (W)')
legend('Potência Mecânica','Potência Eléctrica',2),legend('boxoff')
```

Apêndice F - Coleta dos dados dinâmicos da turbina eólica

```

function varargout = aquisicaoDadosAerogerador(varargin)
% AQUISICAODADOSAEROGERADOR MATLAB code for
aquisicaoDadosAerogerador.fig
%   AQUISICAODADOSAEROGERADOR, by itself, creates a new
AQUISICAODADOSAEROGERADOR or raises the existing
%   singleton*.
%
%   H = AQUISICAODADOSAEROGERADOR returns the handle to a new
AQUISICAODADOSAEROGERADOR or the handle to
%   the existing singleton*.
%
%
AQUISICAODADOSAEROGERADOR('CALLBACK',hObject,eventData,handles,...)
calls the local
%   function named CALLBACK in AQUISICAODADOSAEROGERADOR.M with
the given input arguments.
%
%   AQUISICAODADOSAEROGERADOR('Property','Value',...) creates a new
AQUISICAODADOSAEROGERADOR or raises the
%   existing singleton*. Starting from the left, property value pairs are
%   applied to the GUI before aquisicaoDadosAerogerador_OpeningFcn gets called.
An
%   unrecognized property name or invalid value makes property application
%   stop. All inputs are passed to aquisicaoDadosAerogerador_OpeningFcn via
varargin.
%
%   *See GUI Options on GUIDE's Tools menu. Choose "GUI allows only one
%   instance to run (singleton)".
%
% See also: GUIDE, GUIDATA, GUIHANDLES

% Edit the above text to modify the response to help aquisicaoDadosAerogerador

% Last Modified by GUIDE v2.5 27-Aug-2015 09:57:36

% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name',    mfilename, ...
'gui_Singleton', gui_Singleton, ...
'gui_OpeningFcn', @aquisicaoDadosAerogerador_OpeningFcn, ...
'gui_OutputFcn', @aquisicaoDadosAerogerador_OutputFcn, ...
'gui_LayoutFcn', [] , ...
'gui_Callback', []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end

```

```

if nargin
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT

% --- Executes just before aquisicaoDadosAerogerador is made visible.
function aquisicaoDadosAerogerador_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles,
varargin)
% This function has no output args, see OutputFcn.
% hObject handle to figure
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
% varargin command line arguments to aquisicaoDadosAerogerador (see
VARARGIN)

% Choose default command line output for aquisicaoDadosAerogerador
handles.output = hObject;

% Update handles structure
guidata(hObject, handles);

% UIWAIT makes aquisicaoDadosAerogerador wait for user response (see
UIRESUME)
% uiwait(handles.figure1);
delete(instrfind({'Port'}, {'COM3'}))
clear a;
global a;
a = arduino('COM3');

% --- Outputs from this function are returned to the command line.
function varargout = aquisicaoDadosAerogerador_OutputFcn(hObject, eventdata,
handles)
% varargout cell array for returning output args (see VARARGOUT);
% hObject handle to figure
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Get default command line output from handles structure
varargout{1} = handles.output;

% --- Executes on button press in pushbutton1.
function pushbutton1_Callback(hObject, eventdata, handles)
clear akmamostrastempo;
global a k m amostras tempo;
tempo = str2double(get(handles.edit1, 'String')); %edit1 being Tag of ur edit box
amostras = tempo*120;

```

```

set(handles.textoAviso,'string', 'Coleta iniciada!');
set(handles.amostrasNumero,'string', num2str(amostras));
valorTensao = zeros(1,amostras);
valorCorrente = zeros(1,amostras);
valorVento = zeros(1,amostras);
valorPotencia = zeros(1,amostras);
for k=1:amostras
for m=1:20
    valorTensao(1,k) = valorTensao(1,k) + a.analogRead(0);
    valorCorrente(1,k) = valorCorrente(1,k) + a.analogRead(1);
    valorVento(1,k) = valorVento(1,k)+ a.analogRead(2);
end
    valorTensao(1,k) = (valorTensao(1,k)*0.0383164)/20;
    valorCorrente(1,k) = (valorCorrente(1,k)*0.001880)/20;
    valorVento(1,k) = (valorVento(1,k)*0.096)/20;
    valorPotencia(1,k) = valorTensao(1,k)*valorCorrente(1,k);
% if (valorVento(1,k) <= 10.8)
%valorPotencia(1,k) = 0;
% else

%end
    set(handles.valorTensao,'string', [num2str(valorTensao(1,k), 3), ' V']);
    set(handles.valorCorrente,'string', [num2str(valorCorrente(1,k), 3), ' A']);
    set(handles.valorPotencia,'string', [num2str(valorPotencia(1,k), 3), ' W']);
    set(handles.valorVento,'string', [num2str(valorVento(1,k), 2), ' Km/h']);
    pause(0.0001);
end
    set(handles.textoAviso,'string', 'Coleta finalizada!');
    matfile = fullfile('C:\Users\kuintas\Documents\Aquisição 1',
get(handles.nomeArquivo,'String'));
    save (matfile, 'valorTensao', 'valorCorrente', 'valorPotencia', 'valorVento');

% hObject handle to pushbutton1 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

function edit1_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit1 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit1_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit1 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.

```

```

% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

```

```

function nomeArquivo_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to nomeArquivo (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of nomeArquivo as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of nomeArquivo as a double

```

```

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function nomeArquivo_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
hObject handle to nomeArquivo (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

```

Apêndice G – Comparação entre o modelo teórico e o modelo experimental da turbina eólica

```

function Comparar
% O algoritmo compara os modelos da curva característica de potência elétrica teórica e
experimental da turbina eólica.

clc
clear all,
close all,

Dens_ar = 1.225;%Densidade do ar

R=0.213; % Raio do Rotor

beta=0;% No pontos de máxima potência tem valor de zero graus

eficiencia=0.901;%Eficiencia global para turbinas de conexao direta com o gerador

Vrad = 1:1:3100; % Variação da Velocidade angular em rpm

Vrad1=1:1:2410;

hold on

for i=1:length(Vrad)

for vento = 1:1:12

lambda(i) = (Vrad(i)*pi*R)/(30*vento);

lambdai(i) = 1/(1/lambda(i)-0.03);

cp(i)= 0.73*((151/lambdai(i)-13.2)*exp(-18.4/lambdai(i)));

p(i)=0.5*Dens_ar*pi*R.^2*cp(i)*vento.^3;% Potência Mecânica para a representação
em relação a velocidade angular

pg(i)= p(i)*eficiencia;

Vento = (Vrad*R*pi)/(30*lambda(i));

end

end

plot(Vento,pg,'k','linewidth',4)

```

```

% Dados do sistema
load('C:\Users\kuintas\Desktop\all\TURBINA111.mat') % Ficheiro contendo a
tensao,corrente,potencia e vento do sistema
valorVento= valorVento11.*(1000/3600)*(12/10)^0.31;
valorPotencia= 4.91.*(valorCorrente11.*valorTensao11);
%plot(valorVento,valorPotencia,'.g')
grid on
spd= valorVento; % speed corrected with Eq.(1)
Potencia = valorPotencia; % power correct with Eq.(2)
%hold

bin = [0:0.5:12];
for i = 1:length(bin)
    ind = find(spd>=(bin(i)-0.25) & spd<(bin(i)+0.25)); % 0.5m/s bins
    pts_bin(i) = length(ind); % bin nb of points
    if isempty(ind)
        pwr_bin(i) = NaN; vel_bin(i) = NaN; err_bin(i) = NaN;
    else
        pwr_bin(i) = mean(Potencia(ind)); % bin average power
        vel_bin(i) = bin(i); % bin average speed
        err_bin(i) = std(Potencia(ind)); % bin standard deviation
    end
end
ind10 = find(pts_bin>=10); % >10 min

plot(vel_bin,pwr_bin,'k--','linewidth',3)
grid on
legend('Modelo teórico','Modelo experimental',2), legend('boxoff')
xlabel('Velocidade do vento [m/s]'), ylabel('Potência Elétrica [W]'), axis([0 14 0 70])

```


Apêndice H - Estimação dos coeficientes da função linear por cada semi-reta

```
function Estimar
```

```
% O algoritmo estima os coeficientes que representam cada modelo matemático obtido, a comparação entre a potência elétrica medida e a estimada para diferentes números de semi-retas e a relação do erro quadrático médio  $\xi$  com o número de semi-retas.
```

```
clc
clear
close
```

```
Vento=[0 0.5 1 1.5 2 2.5 3 3.5 4 4.5 5 5.5 6 6.5 7 7.5 8 8.5 9 9.5 10 10.5 11 11.5 12];%Velocidade do vento medida
```

```
Potencia=[1.8387 1.5157 1.6519 1.6916 1.8551 2.5004 3.6013 4.7750 5.8239 7.8038 10.3208 12.9413 15.5746 18.6358 21.3027 25.2776 29.7201 34.0794 38.9224 44.5403 49.1304 54.7481 58.0228 59.4328 60.0024];%Potencia de saída do sistema
```

```
namostras = length(Potencia) %namostras é o número de pontos amostrados
```

```
erro1=0;
```

```
for n=1:namostras-1 %exemplo: namostras=3 =>n=1 ou 2 semiretas
```

```
    %Insira aqui seu código para geração da figura 40, substituindo a constante 6 semiretas por n.
```

```
    figure(n)
```

```
    plot(Vento,Potencia,'r','linewidth',3) %Relação do fluxo de vento com a Potência medida
```

```
    hold on
```

```
    k = ceil(namostras/n)
```

```
    k0 = 1;
```

```
    for w=1:n
```

```
        x = Vento(k0:k)
```

```
        y = Potencia(k0:k)
```

```
        A = zeros(length(x),1);
```

```
        for expoente=0:1;
```

```
            for dados=1:length(x);
```

```
                A(dados,expoente+1)=x(dados).^expoente;
```

```

end;
end;
coef=inv(A'*A)*(A')*y(:)% Estimação dos coeficiente
for i=1:length(x)
p(i) =coef(2)*x(i)+coef(1);
end
    erro1=sum((y-p).^2)/length(y)
    figure(n)
    plot(x,p,'k--','linewidth',4)
    title('Curva Característica do Aerogerador')
    xlabel('Velocidade do Vento [m/s]')
    ylabel('Potencia Elétrica [W]')
    legend('Medida','Modelada',2)
    grid on

    clear p
    k0=k;
    if w==n
        k=namostras;
    elseif (k+ceil(namostras/n))>namostras
        k=namostras;
    else
        k=k+fix(namostras/n);
    end
end
erro(1,n)=erro1;
%if n==7 break; end
end

figure(namostras)

```

```
n=[1:n]
plot(n,erro)
title('Erro Quadrático Médio entre a Potência Medida e a Estimada')
xlabel('Número de semiretas')
ylabel('Erro Quadrático Médio')
grid on
```