

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

FRANCIELE CRISTINA CAVALHEIRO BRIESCH

SIMULAÇÃO DE UM SISTEMA DE EMULAÇÃO DE AEROGERADORES

**Alegrete, RS
2016**

FRANCIELE CRISTINA CAVALHEIRO BRIESCH

SIMULAÇÃO DE UM SISTEMA DE EMULAÇÃO DE AEROGERADORES

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Felipe Bovolini Grigoletto

**Alegrete, RS
2016**

B853s Briesch, Franciele Cristina Cavalheiro
Simulação de um Sistema de Emulação de
Aerogeradores / Franciele Cristina Cavalheiro Briesch.
113 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) --
Universidade Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA,
2016.

"Orientação: Felipe Bovolini Grigoletto".

1. Processamento de Energia. 2. Aerogerador. 3.
Controle. 4. Simulação. I. Título.

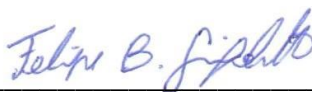
FRANCIELE CRISTINA CAVALHEIRO BRIESCH

SIMULAÇÃO DE UM SISTEMA DE EMULAÇÃO DE AEROGERADORES


Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em: 20 de junho de 2016.

Banca examinadora:



Prof. Dr. Felipe Bovolini Grigoletto
Orientador
UNIPAMPA



Prof. Ma. Natalia Braun Chagas
UNIPAMPA



Prof. Me. Guilherme Sebastião da Silva
UNIPAMPA

Dedico esse trabalho ao meu marido Tiago Andrei, aos meus pais Renato e Sirlei e à minha irmã Larissa, por me apoiarem em todos os momentos decisivos para a minha formação pessoal e profissional.

AGRADECIMENTO

Agradeço a Deus, por ter me dado saúde e forças para enfrentar as dificuldades encontradas e me fazer chegar até aqui.

Agradeço aos meus pais, Renato e Sirlei, e a minha irmã Larissa, que sempre estiveram do meu lado, dando-me total apoio para minhas ações.

Agradeço ao meu marido Tiago Andrei, pelo incentivo e apoio em todos os momentos desta trajetória.

Agradecimento também ao meu orientador Prof. Dr. Felipe Bovolini Grigoletto, pelo suporte dado na elaboração deste trabalho de conclusão de curso.

Aos meus amigos da Engenharia Elétrica, que sempre me acompanharam no decorrer do curso de graduação.

Enfim, a todos que acompanharam e contribuíram de certo modo para a realização deste trabalho de conclusão de curso.

“Tudo o que um sonho precisa para ser realizado é alguém que acredite que ele possa ser realizado”.

Roberto Shinyashiki

RESUMO

A energia elétrica é de fundamental importância no desenvolvimento industrial e socioeconômico de um país, com isso, a busca por novas fontes de energia vem alavancando a diversificação e ampliação das matrizes energéticas mundiais com o objetivo de suprir a demanda por esta energia. Desta forma, a energia gerada a partir dos ventos vem crescendo com o auxílio de incentivos realizados por órgãos públicos e através da visão empreendedora de diversas empresas que investem nesta área, com o objetivo de diversificar a matriz energética. Contudo, ainda há a necessidade de aumentar os investimentos em pesquisas e projetos para ampliar a capacidade de geração eólica. A captação da energia provida dos ventos é realizada principalmente por meio de aerogeradores, onde suas características físicas, além das características do vento influenciam diretamente na geração. Com isso, torna-se inviável dispor em laboratórios de pesquisa, aerogeradores de variados tamanhos e formas para avaliar a geração de energia eólica, necessitando-se assim de um mecanismo para emular as características do aerogerador para um estudo detalhado deste sistema. Neste sentido, este trabalho propõe o desenvolvimento de um emulador de turbina eólica, constituído de um motor de corrente contínua (CC) operando como máquina primária, e acoplada mecanicamente a um gerador síncrono de corrente alternada (CA), que disponibilizará energia elétrica gerada para o consumo. Este sistema foi modelado no software Matlab/Simulink, com o propósito de representar as características e comportamento do aerogerador. A partir desta modelagem, foi possível fazer o controle do conjugado/velocidade da máquina de corrente contínua que atua como máquina primária, possibilitando simular diferentes situações operacionais por meio de uma síntese de série temporal dos ventos e analisar os coeficientes aerodinâmicos de beta (β), coeficiente de potência (C_p), relação de velocidade (λ), velocidade do vento (v_v) e potência extraída pela turbina (P_t). Desta forma, realiza-se uma análise a partir das simulações, com base na condições de operação impostas e a influência na geração eólica, possibilitando visualizar a viabilidade do emulador proposto.

Palavras-chave: Emulador turbina eólica, Motor CC, Gerador CA, Síntese de série temporal dos ventos, Controle.

ABSTRACT

The electricity is of fundamental importance in the industrial and socio-economic development of a country, therefore, the search for new energy sources has been leveraging the diversification and expansion of the global energy mix in order to meet the demand for this energy. Thus, the energy generated from the wind has been growing with the help of incentives made by government agencies and by the entrepreneurial vision of several companies that invest in this area with the aim of diversifying the energy matrix. However, there is still the need to increase investment in research and projects to increase the capacity of wind generation. The capture of wind energy provided is mainly carried out by means of wind turbines, where its physical characteristics, in addition to wind characteristics directly influence generation. Thus, it is not feasible to have in research laboratories, wind turbines of varying sizes and shapes to evaluate the wind power generation, thus requiring up a mechanism to emulate the wind turbine characteristics for a detailed study of this system. Thus, this work proposes the development of a wind turbine emulator, consisting of a direct current motor (DC) operating as a primary machine, and mechanically coupled to a synchronous generator of alternating current (AC), which will provide electricity generated for consumption. This system was modeled in Matlab/Simulink software, in order to represent the characteristics and behavior of the wind turbine. From this modeling, it was possible to control the torque/speed DC motor which acts as a primary machine, allowing to simulate different operating conditions by means of a time series synthesis of the winds and analyzing the aerodynamic coefficient beta (β), power coefficient (C_p), speed ratio (λ), wind speed (v_w) and power extracted by the turbine (P_t). Thus, we perform an analysis from simulation based on the imposed operating conditions and the influence on wind generation, allowing to visualize the viability of the emulator.

Keywords: Emulator wind turbine, DC motor, AC generator, Synthesis of time series of the winds, control.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Turbina eólica de Brush.	26
Figura 1.2 – Aerogeradores La Cour.	27
Figura 1.3 – Turbinas F. L. Smidth.	28
Figura 1.4 – Aerogerador Gedser (200kW, 24m).	28
Figura 1.5 – Aerogerador Bônus de 30kW.	29
Figura 1.6 – Aerogerador Nordtank de 55kW.	30
Figura 3.1 – Turbina de eixo vertical.	45
Figura 3.2 – Turbina de eixo horizontal.	46
Figura 3.3 – Componentes de uma turbina eólica.	48
Figura 3.4 – Diagrama de velocidades e forças atuantes sobre as pás da turbina. ..	50
Figura 3.5 – Máquina de indução com rotor tipo gaiola de esquilo.	52
Figura 3.6 – Máquina de indução duplamente alimentado.	53
Figura 3.7 – Máquina síncrona.	54
Figura 3.8 – Curva típica $C_p(\lambda, \beta)$	59
Figura 3.9 – Fluxo de ar de entrada e saída da turbina.	59
Figura 3.10 – Distribuição de Rayleigh.	65
Figura 4.1 – Arquitetura de um aerogerador.	69
Figura 4.2 – Analogia de um aerogerador através da representação da turbina por um motor CC.	69
Figura 4.3 – Turbina E-53/800kW, modelo ENERCON.	70
Figura 4.4 – Curva de potência da turbina E-53/800kW, modelo ENERCON.	71
Figura 4.5 – Modelo dinâmico da turbina.	71
Figura 4.6 – Diagrama simplificado do sistema dinâmico da turbina.	73
Figura 4.7 – Modos de operação da turbina.	75
Figura 4.8 – Modelo máquina real representada no PSIM.	79
Figura 4.9 – Representação da malha de corrente.	80
Figura 4.10 – Representação da malha de velocidade.	82
Figura 4.11 – Interligação do modelo dinâmico da turbina com o controle da MCC.	82
Figura 4.12 – Controle do ângulo de passo.	83
Figura 4.13 – Controle do MPPT.	84
Figura 5.1 – Modelagem do emulador utilizando a Rampa.	88
Figura 5.2 – Gráfico de $Beta$	88

Figura 5.3 – Gráfico do C_p .	89
Figura 5.4 – Gráfico relação de velocidade (λ).	90
Figura 5.5 – Gráfico de ω_t .	90
Figura 5.6 – Gráfico da potência.	91
Figura 5.7 – Modelagem do emulador utilizando Degraus.	92
Figura 5.8 – Gráfico degrau de velocidade.	93
Figura 5.9 – Gráfico de $Beta$.	93
Figura 5.10 – Gráfico do C_p .	94
Figura 5.11 – Gráfico do ω_t .	95
Figura 5.12 – Gráfico da potência.	95
Figura 5.13 – Gráfico degrau de velocidade.	96
Figura 5.14 – Gráfico de $Beta$.	97
Figura 5.15 – Gráfico do C_p .	97
Figura 5.16 – Gráfico relação de velocidade (λ).	98
Figura 5.17 – Gráfico do ω_t .	99
Figura 5.18 – Gráfico da potência.	100
Figura 5.19 – Modelagem do emulador: Síntese de série temporal do vento.	101
Figura 5.20 – Gráfico síntese temporal de ventos.	102
Figura 5.21 – Gráfico da $Beta$.	102
Figura 5.22 – Gráfico do C_p .	103
Figura 5.23 – Gráfico relação de velocidade (λ).	104
Figura 5.24 – Gráfico do ω_t .	104
Figura 5.25 – Gráfico da potência.	105
Figura A.1 – Máquina CC.	113

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Tabela comparativa de leilões de energia elétrica.....	32
Tabela 2.1 – Comparação de métodos dos trabalhos abordados na revisão bibliográfica.	40
Tabela 3.1 – Classificação do aerogerador.....	56

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

a.C. – Antes de Cristo;

AC – Corrente Alternada;

AEP – Produção anual de energia;

ANATEM – Análise de estabilidade eletromecânica;

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica;

ATPDRAW – Alternative Transient Program Draw;

Beta – Ângulo de passo

CA – Corrente Alternada;

CC – Corrente Contínua;

CEPEL – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica;

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito

DC – Corrente Contínua;

DFIG – Double Fed Induction Generator (Gerador de indução de dupla alimentação);

DRAG – Forças de arrasto;

DSP – Processador Digital de Sinais;

EOG – Extreme Operating Gust

FDP – Função Densidade de Probabilidade;

FP – Fator de potência;

FTMF – Função de Transferência em Malha Fechada;

GIDA – Gerador de Indução Duplamente Alimentado;

IEC – International Electrotechnical Commission;

LABView – Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench;

LIFT – Forças de sustentação;

Matlab – Matrix Laboratory;

MCC – Máquina de Corrente Contínua;

MPPT – Maximum Power Point Tracking (Ponto de Máxima Extração de Potência);

OPC – Open Platform Communications;

PI – Proporcional + Integral;

Pitch – Ângulo de passo;

Pref – Potência de referência;

Proinfa – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas;

PSCAD – Power Systems Computer Aided Design

PWM – Modulação por largura de pulso;

Qtd – Quantidade de usinas geradoras;

SCADA – Supervisor Control and Data Acquisition (Sistema de supervisão e aquisição de dados);

UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change

VRML – Virtual Reality Modeling Language;

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	25
1.1	Origem dos ventos	25
1.2	História da energia eólica	26
1.3	Contextualização	31
1.4	Objetivos	33
1.4.1	Objetivos Gerais	33
1.4.2	Objetivos Específicos	34
1.5	Estrutura do Trabalho	34
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	37
3	SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA.....	45
3.1	Aerogerador	45
3.1.1	Classificação do Aerogerador	45
3.1.2	Aspecto Construtivo do Aerogerador.....	47
3.1.3	Aerodinâmica das pás.....	49
3.1.4	Classificação do aerogerador quanto ao gerador empregado	51
3.2	Modelagem do Aerogerador	57
3.2.1	Potência Aerodinâmica	57
3.2.2	Controle Aerodinâmico	63
3.3	Síntese de Séries Temporais de Vento.....	64
3.3.1	Distribuição de Rayleigh.....	65
3.3.2	Modelo de Turbulência.....	66
4	METODOLOGIA PARA SIMULAÇÃO DE UM AEROGERADOR.....	69
4.1	Metodologia Proposta	69
4.2	Modelagem do Aerogerador	70
4.3	Modos de Operação da Turbina	74
4.4	Controle da Turbina.....	77
4.4.1	Controlador PI.....	78
4.4.2	Controle Máquina CC (MCC).....	78
4.4.3	Controle do Ângulo de Passo das Pás (Beta).....	83
4.4.4	Controle MPPT	84
5	RESULTADOS DE SIMULAÇÕES	87
5.1	Simulação em Rampa.....	87

5.2	Simulações em Degrau.....	92
5.3	Simulação com Síntese de Série Temporal de Vento	100
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	107
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	109
	ANEXO A	113

1 INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, estudos vem sendo realizados na área de geração de energia elétrica, com ênfase nas possíveis implicações e impactos ambientais que podem causar. De forma a reduzir os danos decorrentes do consumo de energia, as fontes renováveis entram como uma forma alternativa na matriz energética. (MARTINS, et al., 2008)

No âmbito do aproveitamento de energia eólica, a demanda por projetos de pesquisa e desenvolvimento tem aumentado, na expectativa de conhecer melhor a disponibilidade deste recurso, tanto como o despacho e operação dessas usinas. Contribuindo assim para o desenvolvimento da tecnologia para a conversão de energia eólica em energia elétrica. (FILHO, 2009)

1.1 Origem dos ventos

O vento é um recurso abundante no mundo e uma alternativa viável economicamente, considerado como uma fonte de energia limpa, renovável e inesgotável, além de não contribuir na emissão de gases que provocam o efeito estufa.

Como origem dos ventos, pode-se dizer que a radiação do Sol sobre a Terra provoca o aquecimento irregular sobre a superfície terrestre, pois a atmosfera aquece muito mais rápido nas regiões equatoriais do que no resto da terra, assim como o solo também aquece mais rápido do que os oceanos. Este diferencial de temperatura dá origem a um sistema de convecção atmosférica global: o ar quente é menos denso do que o ar frio e ascende a elevadas altitudes, assim move-se em direção ao norte e ao sul da região equatorial, enquanto o ar frio se move abaixo do ar quente.

Considerando que as superfícies terrestres interferem na corrente de ar, originando diferentes pressões atmosféricas, ou seja, originando o vento, que nada é além do movimento do ar entre os sistemas de pressão à medida que tentam equilibrar-se.

Desta forma, pode-se dizer que a energia do vento é basicamente a energia cinética de uma massa de ar em movimento, esta energia pode ser aproveitada através das turbinas eólicas. Para regiões onde a conexão com a rede elétrica convencional é difícil ou não existe, esta fonte de energia é considerada apropriada, porém necessariamente deve-se fazer outras avaliações da localidade para estudar a

viabilidade de instalação. Normalmente, nestas regiões é utilizado um gerador de indução auto excitado ou excitado por um banco de capacitores (ROCHA, et al., 1984). De acordo com pesquisas, estima-se que 1% a 2% da energia solar na terra seja convertida naturalmente em energia eólica.

Vale ressaltar, que os ventos são influenciados por diversos aspectos geofísicos, tais como a altura, relevo, obstáculos e rugosidade do solo. Esses fatores devem ser considerados na fase inicial do projeto para avaliar a viabilidade de instalação de uma turbina eólica em determinado local.

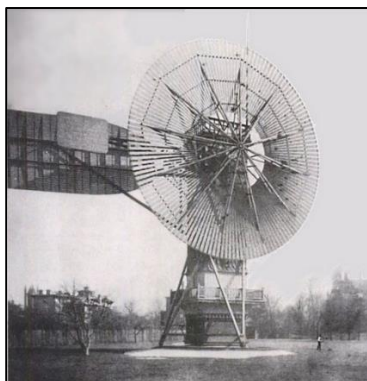
1.2 História da energia eólica

Um possível primeiro uso da energia do vento pelo homem foi no Egito, cerca de 3000a.C., os quais usavam para propulsar barcos a velas, muito usados em navegações.

Os moinhos de vento utilizados principalmente na moagem de grãos e bombeamento de água foram inventados na Pérsia em torno do século V e vem sendo utilizada há milhares de anos pelo homem.

Em 1888 o engenheiro Americano Charles Francis Brush construiu a primeira turbina eólica (Figura 1.1) de funcionamento automático para geração de eletricidade. Devido as condições da época, as dimensões eram inevitavelmente grandes (Rotor com 17m de diâmetro e 144 pás em madeira de cedro). Apesar das dimensões, a turbina gerava somente 12kW de eletricidade. A turbina funcionou por 20 anos atuando como um carregador de bateria.

Figura 1.1 – Turbina eólica de Brush.



Mais tarde, o meteorologista dinamarquês Poul la Cour (1846 a 1908), considerado o pioneiro da indústria eólica moderna, fabricou a primeira turbina eólica (Figura 1.2) comercializável, a qual foi instalada após a Primeira Guerra Mundial, durante um período de escassez generalizada de combustível. Poul fundou o primeiro centro de pesquisa na área da energia eólica em Jütland, onde ministrou os primeiros cursos a engenheiros eólicos e publicou a primeira revista mundial sobre energia eólica. Em 1918, cerca de 120 locais tinham uma turbina eólica, com geração de 20 a 35kW.

Figura 1.2 – Aerogeradores La Cour.



Fonte: BARBERO (2012, pág. 07)

Desta forma, pesquisadores de vários países voltaram suas atenções para a produção de energia elétrica. Estes desenvolveram turbinas com maiores capacidade de geração de energia, isto foi possível com o aumento nas dimensões das turbinas, como o aumento do diâmetro do rotor por exemplo. No entanto, como esta fonte de energia possui a característica de não ser constante, principalmente quanto à intensidade, houve pouco interesse na implantação da energia eólica para gerar eletricidade. Na medida em que o acesso à rede elétrica tornava-se constante, as turbinas eólicas eram substituídas. (SILVA, 2012)

Durante a Segunda Guerra Mundial de 1939 a 1945, a empresa de engenharia F.L. Smidth construiu várias turbinas eólicas (Figura 1.3) de duas e três pás, diferenciando-se pelo tipo de gerador, onde a de duas pás possuía um gerador CC e a de três pás um gerador CA assíncrono. Devido as grandes potências estarem em guerra, tornou-se necessária uma economia das suas reservas de combustíveis fósseis.

Figura 1.3 – Turbinas F. L. Smidth.



Fonte: BARBERO (2012, pág. 08)

Após alguns anos pós-guerra, Johannes Juul (1887-1969), engenheiro dinamarquês e aluno de Poul la Cour, construiu a primeira turbina eólica do mundo de 200kW chamada de aerogerador Gedser. Esta turbina (Figura 1.4) foi a pioneira das turbinas eólicas modernas, esta era equipada com sistemas de freios a ar na ponta da lâmina de emergência, que é liberado pela força centrífuga em caso de excesso de velocidade.

Figura 1.4 – Aerogerador Gedser (200kW, 24m).



Fonte: BARBERO (2012, pág. 08)

Após a segunda grande guerra, a matriz energética mundial normalizou com o petróleo, as grandes usinas hidrelétricas e o carvão retomaram o papel de principais responsáveis pela geração elétrica. Desta forma, não era mais economicamente

viável na época a utilização de turbinas eólicas em relação às outras fontes convencionais de geração. Então, as construções de turbinas eólicas passaram a ser para fins de pesquisa, de modo a aprimorar o desenvolvimento das pás e aperfeiçoamento do sistema de geração. (SILVA, 2012).

Na década de 70, após a primeira crise do petróleo, se reviveu o interesse pela energia eólica por vários países e com isso a busca por novas formas ecológica e economicamente viáveis de produção de energia. Em 1979 foram construídos dois aerogeradores Nibe de 630kW. Essas turbinas se tornaram muito caras e conseqüentemente o alto preço da energia tornou-se fundamental para argumentação contra a energia eólica.

Com a ajuda de programas de gestão e pesquisa internacional financiados pelo governo, bem como da criação de institutos de pesquisa, nos anos 80 novos métodos de produção de energias renováveis continuaram a ser investigados, desenvolvidos e implementados. A turbina Bônus de 30kW fabricada em 1980 foi um dos primeiros modelos fabricados, como mostra a Figura 1.5.

Figura 1.5 – Aerogerador Bônus de 30kW.



Fonte: BARBERO (2012, pág. 09)

O desenvolvimento da estação de energia eólica de 55kW, em 1981, marcou o avanço industrial e tecnológico para turbinas eólicas modernas (Figura 1.6). Foram reduzidos os elevados custos da energia eólica em aproximadamente 50%. Desta forma a indústria eólica se tornou muito mais viável.

Figura 1.6 – Aerogerador Nordtank de 55kW.



Fonte: BABERO (2012, pág. 09)

No ano de 1997, na cidade japonesa de Kyoto, um tratado internacional foi assinado com o objetivo de reduzir a emissão de gases responsáveis pelo estufa que se convencionou chamar de Protocolo de Kyoto (UNFCCC, 2015). Neste documento, os países signatários firmaram o compromisso de reduzirem as emissões de gases do efeito estufa em pelo menos 5,2% no período de 2008 à 2012 com base aos níveis do ano de 1990, sendo este considerado o primeiro período do compromisso. Para atingir as metas, os países envolvidos no tratado executaram diversas ações para contribuir com o objetivo, entre as principais metas destaca-se a reformulação dos setores de energia e transporte, desta forma as fontes energéticas renováveis ganharam mais espaço no mercado energético.

Alguns mecanismos foram criados com o objetivo de não comprometer a economia dos países que não atingissem as metas de redução, como o crédito de carbono por exemplo. Com isso uma das grandes favorecidas foi a geração de energia elétrica por fonte eólica que se beneficiou através da emissão de papéis de créditos de carbono.

No Brasil, os incentivos para implantação de fontes renováveis de energia por parte do governo iniciaram dez anos após a instalação da primeira turbina de energia eólica no país em 1992, tal incentivo veio através do Programa de incentivo às fontes alternativas (Proinfa), a qual incentivava a utilização de fontes como eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. (EVOLUÇÃO ENERGIA EOLICA, 2015)

Embora ainda haja divergências entre especialistas e instituições na estimativa do potencial eólico brasileiro, vários estudos indicam valores extremamente consideráveis. Até poucos anos, as estimativas eram da ordem de 20.000MW. Hoje a

maioria dos estudos indica valores maiores que 60.000MW. Essas divergências decorrem principalmente da falta de informações (dados de superfície) e das diferentes metodologias empregadas. (ANEEL, 2015)

1.3 Contextualização

A energia elétrica está presente em diversos setores da atividade humana. O setor residencial, comercial, industrial, entre outros, são abastecidos com eletricidade provinda de usinas de geração de energia elétrica. Esta energia é extraída de fontes classificadas como renováveis ou não renováveis. O petróleo e seus derivados, por exemplo, podem ser consideradas fontes de energia não renováveis. Já a energia solar e eólica são consideradas renováveis, limpas e ecológicas. (PIRES, 2010).

Com o desenvolvimento tecnológico e socioeconômico mundial, aumentou-se a demanda quanto a geração de energia para suprir as necessidades dos consumidores. Devido tal aumento, surgiu também a necessidade de pesquisa e desenvolvimento de novas formas de geração de energia elétrica, de modo a reduzir os custos de produção e, principalmente, reduzir ao mínimo os impactos ambientais na geração.

Lembrando que na moderna rede de transmissão há centenas de geradores, cargas e milhares de barramentos, tornando os sistemas de potência muito complexos, interconectados e muito grandes, com isso, o elevado aumento na demanda de energia elétrica acarretou em maior complexidade da rede, além desta ficar altamente carregada. Deste modo, o transporte de grandes volumes de energia elétrica até os consumidores por longos percursos, causa um maior impacto ambiental, além do alto custo com extensas linhas de transmissão.

Com o objetivo de minimizar os custos de produção de energia elétrica, a exploração de fontes alternativas de geração e a implantação de pequenas centrais geradoras vêm recebendo apoio de formas variadas para aumentar a matriz energética nacional através de fontes renováveis. Porém, devido à falta de conhecimento técnico-científico e, conseqüentemente a falta de embasamento necessário quanto às informações e aos dados técnicos comprovados sobre a implantação e operação de usinas eólicas, mantém-nos dependentes de outros países para a implantação de novas centrais geradoras.

Uma forma de visualizar o crescimento da utilização de fontes renováveis de geração de energia elétrica é a forma como estas vêm tomando espaço nos leilões de energia elétrica. O que pode ser visualizado na Tabela 1.1, onde são exibidos alguns leilões de energia nos anos de 2014 e 2015.

Tabela 1.1 – Tabela comparativa de leilões de energia elétrica.

Leilão	Início vigência	Eólica			Hidrelétrica			Biomassa			Fotovoltaica		
		Qtd.	MWh	R\$/MWh	Qtd.	MWh	R\$/MWh	Qtd.	MWh	R\$/MWh	Qtd.	MWh	R\$/MWh
3/2014	2017	21	551	R\$ 129,97	1	417,6	R\$ 121,00	-	-	-	-	-	-
6/2014	2019	36	925,95	R\$ 136,01	3 ¹	43,88	R\$ 161,70	12	4010	R\$ 205,39	-	-	-
8/2014	2017	31	769,1	R\$ 142,44	-	-	-	-	-	-	31	889,66	R\$ 215,33
2/2015	2017	3	90	R\$ 177,47	-	-	-	8	389,43	R\$ 210,04	-	-	-
4/2015	2018	19	538,8	R\$ 181,11	7 ¹	66,175	R\$ 204,99	3	64,523	R\$ 212,42	-	-	-

¹ -PCH

Fonte: ANEEL (2015, sem paginação).

Não somente a geração eólica vem se destacando, mas também a fotovoltaica e biomassa vem conquistando o seu espaço, crescendo consideravelmente nos últimos anos.

A energia eólica tem se mostrado como uma alternativa viável para o fornecimento de energia, se inserindo como uma importante fonte no mercado energético mundial. Além de ser uma alternativa energética cada vez mais competitiva economicamente, um dos grandes incentivos para o uso desta forma de energia está nos baixos impactos ambientais causados por ela. (MONTEZANO, 2007).

Um dos fatores que leva a busca por esse recurso é a gama de vantagens que esta forma de geração de energia elétrica proporciona de um modo geral, entre elas:

- Ser um recurso de fonte inesgotável;
- Não possui geração de resíduos nem emissão de qualquer poluente;
- Menor agressão ao meio ambiente;
- Fonte barata de geração de energia;
- Pouca manutenção;

- Alta rentabilidade;
- Não utiliza combustível;
- Possibilita investimento em áreas improdutivas e não interfere na utilização do terreno para outros fins (pecuária, por exemplo);
- Construção modular, o que facilita a expansão.

Entretanto, também há desvantagens na aplicação deste tipo de geração de energia, porém estas não são muito impactantes se comparado a outras formas de energia. Algumas destas desvantagens podem ser destacadas:

- Fonte intermitente, uma vez que os ventos não são constantes e não há como garantir a coincidência de alta geração com o alto consumo;
- Ruído devido ao fluxo do vento nas pás, sendo necessário manter distância mínima de 200 metros de qualquer habitação.

Como a principal forma de captação da energia oriunda dos ventos é por meio de aerogeradores, este impacta diretamente por meio de suas características, além da variação do vento na energia gerada. Desta forma, torna-se impraticável dispor em laboratório de pesquisa, aerogeradores de diversos tamanhos e formas, torna-se imprescindível para o estudo de sistemas eólicos um mecanismo que emule as características de geração em laboratório de pesquisa, tornando possível simular dinamicamente as características e analisar o comportamento da mesma.

Portanto, a principal contribuição deste trabalho é emular uma turbina eólica, proporcionando um melhor entendimento e visualização do seu funcionamento, levando em conta a variação dos seus parâmetros e analisando como os mesmos influenciam.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivos Gerais

Este trabalho tem por objetivo desenvolver um sistema de emulação de turbina eólica, utilizando um motor CC (corrente contínua) operando como máquina primária, a fim de emular as características do aerogerador. Este motor é acoplado mecanicamente a um gerador síncrono CA (corrente alternada) que disponibilizará a energia elétrica gerada. Para representação dos parâmetros estáticos da turbina, faz-se a modelagem matemática dos mesmos, estruturando por meio de diagrama de

blocos no software Matlab/Simulink, permitindo simular e analisar as variáveis que influenciam diretamente na operação de um aerogerador.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Fazer a modelagem matemática dos parâmetros reais de um aerogerador;
- Representar a turbina eólica através do diagrama de blocos no *software* Matlab/Simulink;
- Fazer o controle da máquina primária, a fim de emular o comportamento do aerogerador;
- Simular o emulador para diferentes situações operacionais, usando uma síntese de série temporal de vento;
- Determinar a potência extraída pela turbina eólica para diferentes velocidades de vento;
- Analisar os efeitos causados na geração eólica devido as variações dos parâmetros: Coeficiente de Potência, λ , ângulo de passo (β) e a própria velocidade do vento quando variada;
- Encontrar os parâmetros ideais para o melhor rendimento do aerogerador e analisar a influência na operação do mesmo.

1.5 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho será composto por seis capítulos:

No primeiro capítulo apresenta-se a Introdução do trabalho, dividida em duas partes: Objetivos e Estrutura do trabalho. Esse capítulo traduz o foco da pesquisa, juntamente com a sua metodologia que será aplicada no desenvolvimento do modelo matemático e na simulação dos resultados.

O segundo capítulo faz uma Revisão Bibliográfica, na qual será analisada as diferentes formas de modelagem matemática e simulações para determinar os parâmetros de operação do aerogerador. Também destaca os diferenciais das mesmas.

No terceiro capítulo é abordado o Sistema de Geração Eólica, onde serão exibidas as características e especificações dos aerogeradores, bem como os fatores essenciais que influenciam na extração de energia eólica.

A metodologia proposta para simular um aerogerador é exibida no capítulo quatro, onde são apresentados os modos operacionais, equacionamento e modelagem do sistema de emulação.

No capítulo cinco, são expostos os resultados obtidos através das simulações. Por meio de gráficos pode-se visualizar o comportamento dos parâmetros do aerogerador submetidos a velocidades de ventos variáveis e fixas.

No sexto capítulo apresentam-se as conclusões fundadas com base nos resultados obtidos neste trabalho, em comparação com os resultados esperados.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O sistema de geração de energia eólica tem repercutido na matriz energética, como uma forma alternativa de energia limpa. Com a implementação desse tipo de energia, estudos vem sendo realizados no passar dos anos, buscando sancionar as formas de operação e funcionamento de uma turbina eólica, juntamente com a viabilidade no fornecimento de energia elétrica.

Com base no emulador de uma turbina eólica, segue a abordagem de alguns trabalhos destacados na literatura, juntamente com suas metodologias implementadas para a questão.

Neto, et al. (2005), apresenta três tipos de topologias de turbinas: com gerador de indução com rotor tipo gaiola, com gerador de indução de dupla alimentação e com gerador síncrono com ímãs permanentes. Na modelagem foi considerada conexão à rede através de conversor de frequência e operação à velocidade variável com implementação do controle de forma a maximizar a extração da potência. A partir disso, foram desenvolvidos no ATPDRAW os algoritmos de simulação.

Rangel, et al. (2006), aborda a modelagem de aproveitamento eólico através de máquinas síncronas de velocidade variável, realizada pelo CEPEL no programa ANATEM (Análise de estabilidade eletromecânica), ou seja, a turbina é modelada por uma equação algébrica que relaciona a potência gerada a velocidade do vento, levando em conta que esta potência também é influenciada pelo C_p (Coeficiente de Potência) da turbina, este depende do ângulo de inclinação da pá (Pitch) e da razão de velocidade da ponta das pás. Com a utilização do gerador síncrono, sabe-se que este tipo de equipamento pode eliminar o uso da caixa de engrenagens usada no acoplamento da turbina com o gerador síncrono, aumentando-se o número de pólos do gerador para se obter a frequência desejada. Assim, foi representada a máquina síncrona e o conversor CA/CC/CA no ANATEM a partir de modelos pré-definidos (gerador síncrono e velocidade variável), enquanto o controle da turbina foi modelado usando o recurso de controladores definidos pelo usuário (malha de controle). Entretanto, a partir das simulações, foi possível variar a velocidade do vento e a malha de controle (componente reativo da corrente do inversor) utilizada para controlar o FP (fator de potência) na barra terminal do parque eólico, observando-se que quando variada negativamente a velocidade do vento ocorre a diminuição da potência mecânica entregue na turbina e o mesmo para a velocidade do gerador. Também

ocorre a diminuição o ângulo da posição da pá da turbina, causando um aumento no C_p , neste caso o (ângulo da pá) não é nulo para potência inicial despachada.

Montezano (2007) apresenta um modelo dinâmico de um aerogerador provido de um gerador síncrono multipolar (60 a 70 pólos), operando em baixa rotação, dispensando o uso de multiplicador de velocidade. Com isso, o controle de ângulo de passo é realizado em Realidade Virtual utilizando a linguagem VRML (*Virtual Reality Modeling Language*).

Mendes (2008), comprova a implementação do controle de um motor de indução que reproduz as características estáticas e dinâmicas de uma turbina eólica, onde é feita a montagem de um motor de indução em gaiola de esquilo alimentado por um inversor PWM, controlado via um processador digital de sinais (DSP), acoplado ao eixo de um gerador de indução de rotor bobinado ligado na configuração de dupla alimentação (DFIG). A modelagem matemática dos componentes, bem como dos fenômenos de uma turbina é realizado o desenvolvimento das estratégias de controle do motor e validadas por simulações computacionais.

Rocha (2008) aborda o desenvolvimento de uma turbina eólica em uma bancada experimental, em que a partir de um modelo da turbina é possível reproduzir os efeitos causados por variações na dinâmica do vento, fenômenos aerodinâmicos, mecanismos de controle de passo das pás e características do sistema de transmissão. Neste trabalho um sistema é implementado por duas máquinas de indução trifásica do tipo gaiola de esquilo, acionado por um inversor de frequência que é controlado por um microcomputador em tempo real e acoplando-se diretamente entre si. Desta forma, foi possível realizar estudos da qualidade de energia na conexão no sistema de geração eólica.

Salles (2009) retrata em sua tese o desenvolvimento de modelos computacionais de turbinas eólicas com distintos tipos de geradores elétricos, dando ênfase ao gerador de indução duplamente alimentado. Tal modelo é validado por meio de comparações entre os resultados da aplicação das fórmulas propostas e de simulações, utilizando uma simplificação dos sistemas dinâmicos desenvolvidos.

Ramos e Silva (2011) apresentam o comportamento do gerador de indução duplamente alimentado (GIDA) exposto à variação da velocidade do vento incidente em suas pás. As simulações utilizam o Matlab/Simulink, juntamente com métodos de controle para melhor utilização do gerador eólico, onde para cada caso simulado um método de controle é indicado para o melhor desempenho e proteção do sistema, com

isso a eficiência do sistema de controle bem como a atuação do sistema de proteção estabelece a desconexão da turbina em situação de operação crítica.

Em outro trabalho, Rech, et al. (2012) apresenta a modelagem e a simulação de uma turbina eólica, ou seja, no trabalho é realizado a simulação de um sistema de geração de energia elétrica através de uma turbina eólica, submetidos a diversas velocidades de vento, obtendo-se como resultado uma determinada potência e torque em função da velocidade angular da turbina. Esta modelagem foi simulada no Simulink/Matlab através do diagrama de blocos, se mostrando eficiente, além de atingir resultados próximos aos reais.

Moreira, et al. (2012), apresenta no seu trabalho um estudo teórico de um sistema de obtenção de energia elétrica através de uma turbina eólica, o qual este sistema é modelado a partir de condições reais de funcionamento, além de considerar as perdas mecânicas e a inércia do gerador e turbina. O sistema foi modelado no Simulink atribuindo diferentes valores para velocidades do vento e realizado o controle de torque do motor CC utilizando um microcontrolador, este que irá emular um sistema de turbina eólica. Desta forma, verifica-se que foi realizado o controle de torque do motor CC com atribuição de diferentes valores de velocidades de vento permitindo obter a potência gerada para cada qual.

Eckstein (2012) relata o desenvolvimento de um simulador de turbinas eólicas de velocidade variável, considerando uma turbina de eixo horizontal com três pás. Para tal, este trabalha com modelagem de turbulência, sendo composta pela velocidade média e série temporal de turbulência do vento. Neste trabalho, fez-se uso do software Matlab/Simulink com auxílio do software Elipse SCADA. Foi considerada também a modelagem das rajadas de vento (segundo Extreme Operating Gust – EOG). O desenvolvimento do simulador foi dividido em duas partes, uma constitui as equações e cálculos (realizadas no Simulink) e a outra é a interface (gerada no Elipse SCADA), e a comunicação entre os dois softwares foi o OPC, evidenciando a satisfação de operação da turbina eólica com a realidade, o qual se obteve a máxima potência de saída obedecendo os limites de construção da pesquisa.

Silva (2012) aborda a emulação de uma turbina eólica e controle do gerador de indução para um sistema eólico em uma bancada experimental, tendo como objetivo controlar a gerador de forma que o conjunto gerador/turbina opere no ponto de máxima extração de energia dos ventos. Para isto, considerou-se um sistema baseado em um motor de indução rotor gaiola de esquilo, acionado por um conversor

comercial e controlado em tempo real, além das variações na dinâmica dos ventos, os fenômenos aerodinâmicos, multiplicador mecânico e controle de passo das pás. Para tanto, foi feita a simulação do controle do gerador de indução acionado por uma turbina eólica, utilizando suas variáveis (torque mecânico, potência mecânica e velocidade de referência), controlando a velocidade de rotação da turbina.

Conforme vimos nesta revisão bibliográfica, diferentes métodos são abordados com o propósito de emular uma turbina eólica a partir da modelagem e simulação dos parâmetros aerodinâmicos e obter maior precisão nos resultados, tornando-os mais próximos do real.

Par melhor comparar os métodos relatados neste capítulo, segue a Tabela 2.1 para visualização, juntamente com suas especificações e os resultados alcançados através dos métodos por eles propostos.

Tabela 2.1 – Comparação de métodos dos trabalhos abordados na revisão bibliográfica.

Autor	Especificações	Metodologia	Tipo simulação	Resultados
NETO, et. al. (2005)	3 Topologias de turbina são usadas: -Gerador de indução tipo gaiola; -Gerador de indução de dupla alimentação; -Gerador síncrono com ímãs permanentes.	Conexão à rede através de conversor de frequência, operação à velocidade variável com implementação de controle.	Software ATPDRAW para simular uma usina eólica de 10 turbinas de 1MW cada.	A ferramenta utilizada é apta para analisar o impacto da conexão de usinas à rede elétrica. Foi possível analisar as consequências dos possíveis distúrbios e deduzir as possíveis soluções. Também possibilitou controle de potência, melhorando o desempenho dinâmico do sistema.
RANGEL, et. al. (2006)	Máquina síncrona de velocidade variável	Modelagem matemática que relaciona potência gerada e velocidade do vento, considerando as variáveis CP, λ e beta.	Software ANATEM.	A partir da variação da velocidade do vento e malha de controle, foi possível controlar o FP e com isso o melhor desempenho das variáveis consideradas.
MONTEZANO (2007)	Gerador síncrono multipolar	Modelagem dinâmica de um aerogerador em Realidade Virtual	Realidade virtual utilizando linguagem VRML.	Através da ferramenta VRML é possível visualizar o comportamento de um aerogerador, possibilitando alterar a velocidade de vento incidente.

Autor	Especificações	Metodologia	Tipo simulação	Resultados
MENDES (2008)	Motor de indução gaiola de esquilo alimentado por um PWM e acoplado ao eixo de um gerador de indução de rotor bobinado ligado em dupla alimentação	Modelagem matemática e controle do motor de indução reproduzindo as características estáticas e dinâmicas de uma turbina.	Sistema supervisorio utilizando o LABView e implementação em bancada experimental.	Através da simulação computacional foi validada a estratégia de controle e comprovado através da modelagem matemática a possibilidade de simular as características da turbina. A simulação da turbina e seus efeitos tornaram viável a utilização da bancada experimental para realizar estudo de geração de energia eólica.
ROCHA (2008)	Utilizada duas máquinas de indução trifásica gaiola de esquilo acoplada entre si.	Modelagem de uma turbina eólica com os parâmetros pré-configurados, a fim de reproduzir o seu comportamento em tempo real.	Bancada experimental controlada em tempo real através do Simulink.	Foi possível o estudo da influência de fenômenos aerodinâmicos, mecanismos de controle da pá e na conversão de energia. A dinâmica da máquina não foi satisfatória para bruscas variações de velocidade do vento em curto períodos de tempo, porém, devido os erros só ocorrerem em situações exageradas, os resultados são considerados satisfatórios
SALLES (2009)	Gerador de indução duplamente alimentado	Desenvolvimento de um método analítico para investigar a estabilidade de geradores.	SimPowerSystems ferramenta do Matlab/Simulink	O modelo é validado a partir das comparações entre os resultados da aplicação de fórmulas e simulações. Sendo possível controlar a potência mecânica variando sua velocidade de operação.
RAMOS e SILVA (2011)	Gerador de indução duplamente alimentado	Fazer o uso de métodos de controle para o gerador eólico de modo a contemplar o melhor desempenho e proteção do sistema.	Matlab/Simulink	Foi realizado o controle para os métodos, estabelecendo a desconexão da turbina para uma situação crítica.
RECH, et. al. (2012)	Turbina eólica sem especificação do tipo de gerador.	Modelagem e simulação da turbina eólica, variando a velocidade do vento e obtendo-se a potência e torque em função da velocidade angular.	Matlab/Simulink	As simulações mostraram-se satisfatórias, com resultados próximos aos reais.

Autor	Especificações	Metodologia	Tipo simulação	Resultados
MOREIRA, et. al. (2012)	Motor CC acoplado ao gerador de indução	Modelagem da turbina eólica a partir de condições reais de funcionamento. Sendo realizado o controle de torque do motor CC acoplado ao gerador de indução.	Matlab/Simulink	A partir do emulador, foi atribuído diferentes velocidades de vento e realizado o controle do motor CC. Permitindo obter a potência gerada.
ECKSTEIN (2012)	Motor síncrono de ímã permanente conectado à rede elétrica	Simulador de turbina eólica de velocidade variável, fazendo a modelagem da turbulência (composta pela velocidade média e série temporal do vento) e rajadas de vento.	Matlab/Simulink (cálculos) e Elipse/SCADA (interface). Feita a comunicação entre os dois softwares pelo OPC	Os resultados mostraram-se satisfatórios na operação da turbina com a realidade, obtendo a máxima extração de potência na saída.
SILVA (2012)	Motor de indução gaiola de esquilo acionado por uma turbina	Controle de um gerador de indução utilizando suas variáveis e controlando a velocidade de rotação da turbina.	PSCAD/EMTD C- bancada experimental	Foi alcançado o objetivo de simular distintas turbinas com constantes de inércia e perfis de ventos diferentes. Tanto na simulação como na atividade em bancada, o controle de ângulo de beta mostrou-se eficiente para limitar a potência extraída em velocidades superiores a nominal.

Fonte: Autoria própria (2016).

Os métodos utilizados por cada autor seguem a mesma linha: representar uma turbina eólica a partir de uma máquina síncrona ou de indução. Outro aspecto abordado é a modelagem matemática, esta é realizada a partir das propriedades aerodinâmicas da turbina, a fim de evidenciar o desempenho e obter valores próximos aos valores ótimos de operação do aerogerador.

Também é ressaltado o uso da bancada experimental, tanto como o uso dos softwares para as simulações, o qual empregado mais frequentemente é o Matlab/Simulink, que serve de auxílio através de diagramas de blocos para modelar as características estáticas da turbina e obter através de formas de ondas o comportamento de torque, controle de ângulo de passo, controle de potência, relação da velocidade na ponta das pás e potência. Além disso, estas variáveis podem sofrer

alteração no seu comportamento quando as mesmas são submetidas a diferentes velocidades de ventos, estas velocidades de vento são obtidas a partir de uma síntese de série temporal do vento, inseridas nas simulações.

Tendo em vista a abordagem de algumas metodologias de operação de uma turbina eólica, conforme Tabela 2.1, salienta-se que os métodos foram viáveis para cada simulação realizada, tanto nas simulações em softwares como nas em bancadas, mostrando-se eficientes e de grande importância na comprovação dos resultados juntos aos reais.

Levando em conta os objetivos deste trabalho, considerou-se um emulador de turbina eólica, usando um motor CC acoplado a um gerador síncrono CA. Para a modelagem matemática foram usadas as variáveis aerodinâmicas de uma turbina e modeladas nos diagramas de blocos do Simulink/Matlab. Também foi realizado o controle da máquina CC e ângulo de passo (β), de tal forma a manter a máxima potência extraída pela turbina. Com isso, considerando uma síntese de série temporal de vento para as simulações, pode-se estudar o comportamento das variáveis adotadas e prever o comportamento da turbina quando as mesmas são alteradas devido ao aumento ou diminuição da velocidade do vento.

A metodologia empregada neste trabalho, embora semelhante com algumas metodologias já utilizadas, tem o diferencial em fazer uma análise com o uso da síntese de série temporal de ventos e uma análise usando uma velocidade de referência (valor maior que o nominal e menor que o nominal) e comparada com a velocidade nominal de operação. Em ambos os casos, será possível visualizar o comportamento das variáveis (C_p , λ , β , P_t e ω_t) e a velocidade do vento como atingir os modos de operação do sistema.

Desta forma, a efetivação e comprovação da metodologia serão apresentadas nos capítulos seguintes.

3 SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA

3.1 Aerogerador

A conversão da energia cinética dos ventos em energia elétrica é possível nos aerogeradores através do conjunto de processos ocorridos nos componentes do aerogerador. O vento incide sobre as pás que, acopladas ao rotor, geram o movimento rotacional dos componentes, esta energia mecânica de rotação é convertida em energia elétrica através dos geradores elétricos. Desta forma, a quantidade de energia gerada depende da velocidade do vento, diâmetro do rotor e do rendimento de todo o sistema.

3.1.1 Classificação do Aerogerador

As turbinas são classificadas quanto à orientação do eixo, sendo turbinas de eixo horizontal e turbinas de eixo vertical.

As turbinas de eixo vertical (Figura 3.1) possuem algumas vantagens como a ausência de mecanismos de acompanhamento para variações da orientação do vento, como um leme para orientação, por exemplo, uma vez que não é necessário orientar a turbina conforme o sentido do vento e a possibilidade de se instalar a caixa de engrenagens e o gerador elétrico no solo, possuindo um projeto de menor complexidade.

Figura 3.1 – Turbina de eixo vertical.



Por outro lado, a turbina de eixo vertical possui a desvantagem do controle da potência ser mais complexo em ventos elevados. Rotores de eixo vertical podem ser movidos por forças de arrasto (DRAG) e por forças de sustentação (LIFT).

Com a utilização turbinas de eixo horizontal (Figura 3.2) é possível ajustar a inclinação das pás e, desta forma, controlar a potência extraída do vento. As pás são movidas por forças aerodinâmicas de sustentação e forças de arrasto, porém os rotores de eixo horizontal são predominantemente movidos por forças de sustentação, sendo necessário possuir um mecanismo de acompanhamento para variações da orientação do vento que garanta que o disco varrido pelas pás esteja sempre em posição perpendicular ao vento. Este tipo de turbina é o mais utilizado em sistemas de geração de energia eólica, normalmente composto por 3 pás.

Figura 3.2 – Turbina de eixo horizontal.



Fonte: CRESESB– CEPEL (2015, Não Paginado)

Pode-se também classificar os sistemas de geração eólica quanto a forma de operação do gerador (FERREIRA, 2005). Classificam-se estes sistemas em: Sistemas conectados à rede elétrica, sistemas isolados e sistemas híbridos.

Os sistemas eólicos conectados à rede enviam toda a energia produzida à rede elétrica, desta forma não necessitam de armazenadores de energia. Estes sistemas normalmente constituem usinas de geração eólica de grande porte conectada à um sistema de grande porte.

Os sistemas isolados, também conhecidos por sistemas autônomos, necessitam de um banco de baterias para fazer o armazenamento de energia, este por sua vez necessita de um dispositivo para controle do processo de carregamento das baterias. Em casos de corrente alternada, é necessário a utilização de um inversor para a alimentação. Este dispositivo é controlado com o objetivo de operar no ponto ideal para o melhor aproveitamento energético, desta forma pode-se trabalhar de forma a extrair a máxima energia dos ventos (SILVA, 2012). Estes sistemas normalmente são utilizados em regiões em que não se encontra uma rede elétrica convencional disponível.

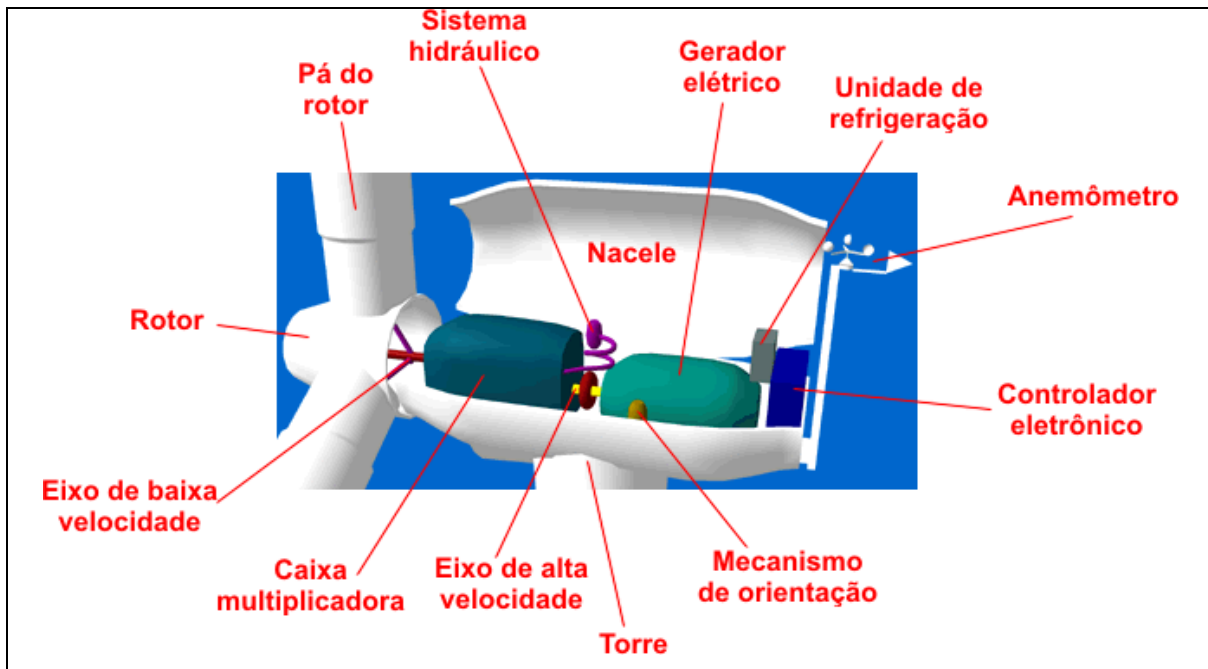
Os sistemas híbridos são constituídos pela aplicação de várias fontes de energia elétrica trabalhando em paralelo. Para otimizar e obter um melhor aproveitamento da energia gerada por estas fontes, este sistema necessita um controle de carga e condicionamento de potência. Estes sistemas são usualmente utilizados em regiões isoladas, porém para utilização por um número maior de usuários em relação aos sistemas isolados.

As turbinas eólicas também podem ser classificadas quanto ao tamanho em turbinas de pequeno, médio e grande porte. Sendo pequeno porte as turbinas com baixa capacidade de geração de energia, no máximo 10kW (CRESESB, 2015). Turbinas de médio porte possuem capacidade de geração entre 10 e 250kW, normalmente utilizados em sistemas híbridos (CRESESB, 2015). Já as turbinas de grande porte possuem capacidade de geração acima de 250kW e são utilizadas em parques eólicos.

3.1.2 Aspecto Construtivo do Aerogerador

Tendo em vista uma turbina eólica de eixo horizontal, considerada neste trabalho, é composta pelos principais subconjuntos: torre, rotor, caixa de transmissão, gerador elétrico, mecanismo de controle:

Figura 3.3 – Componentes de uma turbina eólica.



Fonte: Adaptado de DANISH – WINDPOWER (2015, Não Paginado).

Resumidamente será apresentado as componentes da turbina:

- Anemômetro: Dispositivo responsável pela medição da velocidade do vento e transmite para o controlador;
- Caixa multiplicadora: Faz a interligação entre eixo de baixa velocidade com o eixo de alta velocidade e aumenta a rotação de, aproximadamente, 10-60rpm, para aproximadamente 1200-1800rpm, que é a velocidade requerida para geradores assíncronos. Existem configurações que não utilizam caixa de engrenagem, devido à utilização de geradores que operam em baixa velocidade;
- Controlador: É utilizado para a partida e/ou desligamento da turbina, através do monitoramento de todas as partes da turbina;
- Eixo de alta velocidade: Aciona o gerador assíncrono;
- Eixo de baixa velocidade: O eixo é acoplado às pás do aerogerador;
- Freio: O freio a disco pode ser mecânico, elétrico ou hidráulico, e é utilizado como um sistema auxiliar para parar a turbina em condições adversas de operação;
- Gerador elétrico: O gerador mais utilizado é o assíncrono, embora algumas turbinas utilizem geradores síncronos;

- Mecanismo de orientação direcional: Utilizado para direcionar o rotor quando o vento muda de direção;
- Medidor de direção do vento: Mede a direção do vento e comunica com o mecanismo de orientação direcional;
- Nacele: Protege todos os componentes da turbina incluindo o conjugado de acionamento, o gerador, mancais e demais acoplamentos;
- Pás: O vento incide sobre as pás gerando uma força de sustentação, que irá mover o rotor;
- Passo: Utilizado para limitar a potência de saída para valores do vento acima da velocidade nominal eólica;
- Rotor: É constituído pelas pás e pelo cubo do rotor;
- Torre: A torre é a responsável pela sustentação da turbina e podem ser construídas em aço tubular, treliças ou concreto. Como a velocidade do vento aumenta com a altura, as torres são altas para capturar mais energias;

Contudo, o sistema eólico é constituído por vários componentes, dentre eles, alguns citados acima, que devem trabalhar em harmonia de forma a obter um maior rendimento do mesmo.

3.1.3 Aerodinâmica das pás

Conforme já informado anteriormente, a turbina eólica converte a energia cinética do vento em energia mecânica através da movimentação das pás devido a incidência dos ventos. O fluxo de ar sobre as pás geram duas forças, força de sustentação e força de arrasto. Sendo uma perpendicular à direção de movimento do fluxo de ar sobre a pá, esta força é chamada de força de sustentação. A outra força possui a mesma direção do movimento do fluxo de ar sobre a pá, esta por sua vez é chamada de força de arrasto.

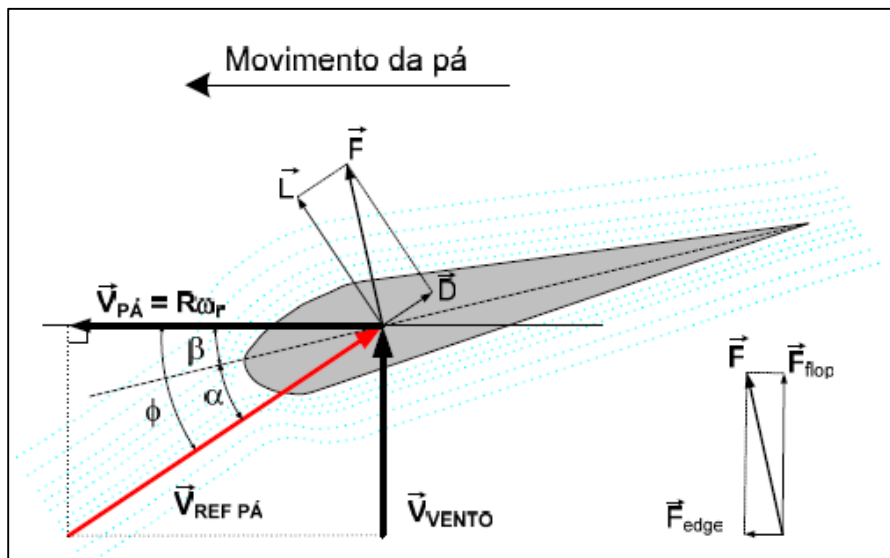
Para um melhor aproveitamento do fluxo de ar, as pás da turbina são projetadas de modo a ter comportamento aerodinâmico semelhante ao de uma asa de avião (WindPower, 2014). A força de sustentação, perpendicular ao fluxo do ar na pá, é gerada pela diferença de pressão causada pela diferença de velocidade do fluxo de ar nos dois lados da pá. A força de arrasto por sua vez, é gerada devido ao escoamento do fluxo de ar sobre a pá. Segundo (BURTON, 2001), as forças de arrasto

e sustentação no rotor de uma turbina eólica são influenciadas pela densidade do ar, área varrida pela pá e o quadrado da velocidade do vento.

As turbinas baseadas nas forças de arrasto possuem limitação quanto a velocidade das pás, pois esta não pode possuir velocidade maior que a velocidade do vento. As turbinas baseadas na força de sustentação são as mais utilizadas em sistemas eólicos com a finalidade de geração elétrica. (SILVA, 2012)

A Figura 3.4 abaixo ilustra a seção transversal de uma pá da turbina eólica em movimento. O deslocamento é gerado pelas forças aerodinâmicas sobre as pás.

Figura 3.4 – Diagrama de velocidades e forças atuantes sobre as pás da turbina.



Fonte: ROCHA (2008, Pág. 13).

\vec{V}_{VENTO} = Velocidade absoluta do vento incidente sobre a pá;

$\vec{V}_{PÁ}$ = Velocidade tangencial da seção da pá;

$\vec{V}_{REF_PÁ}$ = Resultante vetorial de $\vec{V}_{VENTO} - \vec{V}_{PÁ}$;

α = Ângulo de ataque;

β = Ângulo de passo;

\vec{D} = Componente resultante da força de arrasto;

\vec{L} = Componente resultante da força de sustentação;

\vec{F} = Força resultante da pá;

\vec{F}_{flap} = Componente da força resultante na pá, na direção normal ao plano de movimento;

\vec{F}_{edge} = Componente da força resultante na pá, na direção tangencial ao plano de movimento.

É possível observar vários parâmetros importantes através da figura acima no desempenho da turbina. Podemos citar o ângulo de passo (β), que pode ser controlado por meio de um servomecanismo e o ângulo de ataque (α), que é o ângulo entre a velocidade relativa do vento e a linha de corda, esta linha interliga as extremidades da pá.

O ângulo de ataque influencia diretamente na intensidade da força de sustentação e força de arrasto, de forma que esta força possui seu valor máximo quando o ângulo de ataque se aproximar de 15° , reduzindo conforme o ângulo é aumentado. O controle de passo e estol das pás é alterado através destas alterações de ângulo. Já a força de arrasto é máxima quando o ângulo de ataque é próximo de 90° e mínimo para um ângulo de 0° . Portanto é mais indicado expressar a potência desenvolvida pelo rotor eólico em função do ângulo de passo, devido ser de mais simples medição e controle.

3.1.4 Classificação do aerogerador quanto ao gerador empregado

O gerador elétrico tem a função de transformar energia mecânica em energia elétrica. A turbina pode gerar eletricidade em dois modos de operação: conectada à rede através de conversor ou conectada diretamente à rede.

Quando conectado à rede através de conversores, faz-se geralmente o uso de gerador síncrono em conjunto com conversor de tensão em back-to-back para conectar-se à rede ou ao gerador de indução duplamente alimentado. Para este tipo de operação, a velocidade de rotação é variável e regulada de acordo com a máxima extração de potência extraída do vento pela turbina.

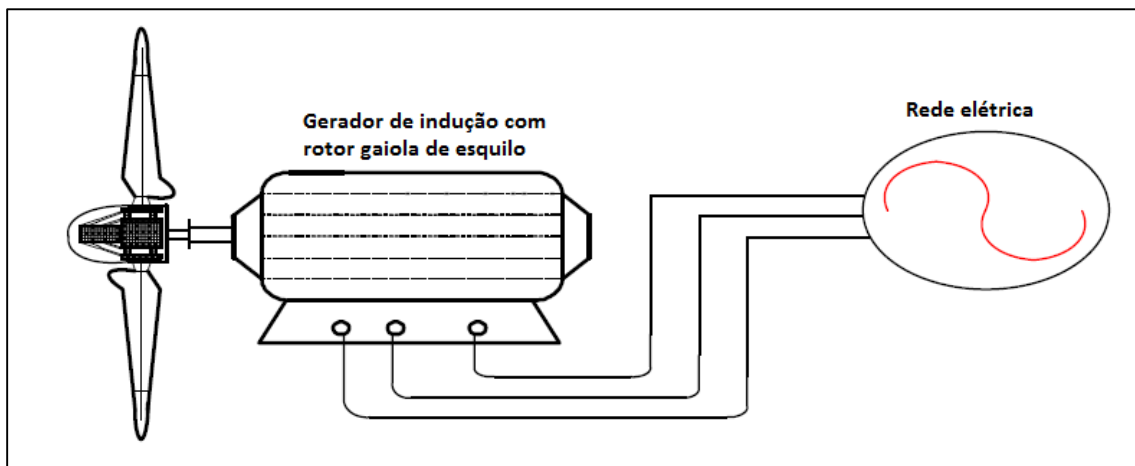
Para o caso do gerador ser conectado diretamente à rede, faz-se uso do gerador de indução tipo gaiola de esquilo, com velocidade de rotação aproximadamente constante, independente da velocidade do vento. Para este tipo de operação a velocidade de rotação é inversamente proporcional ao número de pólos da máquina e diretamente proporcional a frequência da rede.

De acordo com (WENZKE, 2007), algumas turbinas de grande porte dispensam o uso do multiplicador de velocidade, pois utilizam o gerador síncrono de ímãs permanentes que operam com baixa rotação.

3.1.4.1 Gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo

Esse gerador de indução do tipo gaiola de esquilo opera com velocidade rotacional praticamente constante, independente da velocidade do vento, pois os terminais do estator são ligados à rede diretamente como mostra a Figura 3.5, desta forma não necessita-se de controle.

Figura 3.5 – Máquina de indução com rotor tipo gaiola de esquilo.



Fonte: SILVA (2012, Pág. 05).

Pelo fato da velocidade de rotação ser constante, a turbina é acoplada ao gerador através de uma caixa de transmissão, para que a velocidade de rotação da turbina que é menor se adapte com a velocidade do gerador que é maior.

Os geradores de indução em gaiola apresentam uma das configurações mais utilizadas em sistemas de geração eólica, tem baixo custo e manutenção simples, porém, vem perdendo vez com o desenvolvimento de novas tecnologias de velocidade variável. Além de apresentar como desvantagens a falta de possibilidade de regulação de tensão e de frequência, e a operação apenas em velocidade fixada pela frequência da rede quando o gerador está conectado diretamente à rede elétrica.

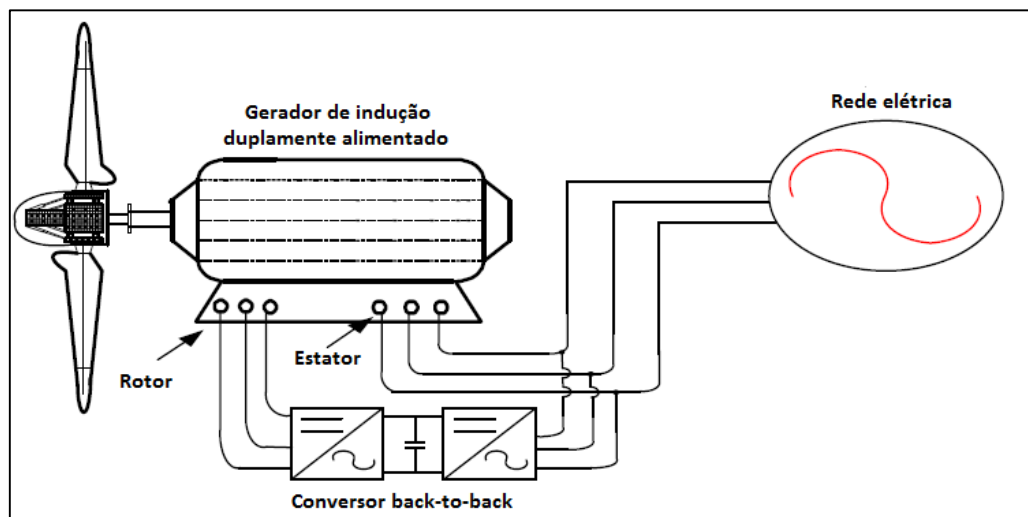
De acordo com (MENDES, 2008), a substituição deste tipo de sistema, está ocorrendo devido aos distúrbios da rede causados à turbina, embora seu custo inicial seja baixo, a sua manutenção se torna um custo elevado.

3.1.4.2 Gerador de indução duplamente alimentado

Para este tipo de operação, a velocidade de rotação é variável e regulada de acordo com a máxima extração de potência extraída do vento pela turbina.

O gerador de indução duplamente alimentado tem seu estator conectado diretamente à rede elétrica e seu rotor é alimentado através de dois conversores back-to-back, conforme a Figura 3.6.

Figura 3.6 – Máquina de indução duplamente alimentado.



Fonte: SILVA (2012, Pág. 05).

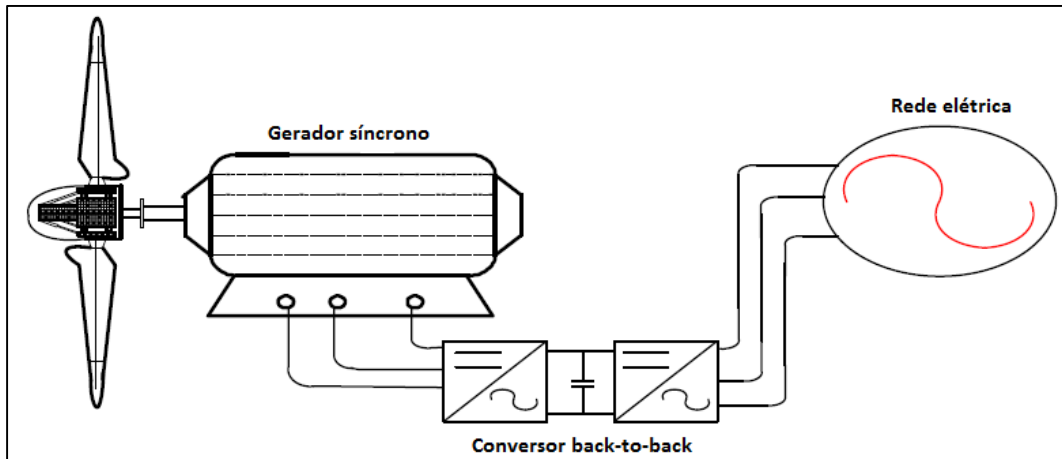
Uma das vantagens deste tipo de gerador é o custo reduzido do conversor e redução nas perdas na conversão de potência do sistema. É indicado para aplicações em alta potência.

Como desvantagem, pode-se destacar o fato de ser ligada diretamente à rede, com isso tornando-se susceptível a perturbações/distúrbios da rede, além de possuir um maior custo de manutenção.

3.1.4.3 Gerador síncrono

O gerador síncrono pode ser conectado à rede através de conversores, ou seja, em conjunto com conversor de tensão em back-to-back, como mostra a Figura 3.7.

Figura 3.7 – Máquina síncrona.



Fonte: SILVA (2012, Pág. 05).

O uso de geradores síncronos é mais recente, porém vem se destacando no mercado de geração de energia eólica pelo seu sistema de operação com velocidade variável. Este tipo de gerador é conectado à rede através de conversores estáticos e dispensa o uso da caixa de transmissão do sistema devido ao seu número alto de pólos.

Segundo Chapman (2005), o rotor do gerador é acionado por uma máquina primária, que produz um campo magnético girante dentro dessa máquina. Com isso, é induzido um conjunto de tensões trifásicas nos enrolamentos do estator.

Como parte do gerador, os enrolamentos de uma máquina são chamados de enrolamentos de campo e enrolamentos de armadura. Os enrolamentos de campo produzem o campo magnético, sendo o principal da máquina, já nos enrolamentos de armadura é induzida a tensão principal.

Os pólos magnéticos do rotor de um gerador síncrono podem ser construídos de duas maneiras: salientes ou não salientes. Os rotores com pólos salientes apresentam uma descontinuidade no entreferro ao redor do núcleo de ferro, neste caso torna-se visível a saliência dos pólos. Já em rotores com pólos não salientes (ou

lisos), os enrolamentos são encaixados e nivelados com a superfície do rotor, ou seja, o entreferro é constante ao redor do núcleo de ferro. Os mais usados em rotores de quatro ou mais pólos são os de pólos salientes, já para menos pólos (dois e quatros), são usados os rotores de pólos não salientes.

Como o nome já diz, no gerador síncrono existe um sincronismo entre a frequência elétrica gerada e a velocidade mecânica de rotação do gerador, em que uma corrente contínua é aplicada no eletroímã do rotor. Desta forma, a taxa de rotação dos campos magnéticos da máquina está relacionada com a frequência elétrica do estator, representada pela equação (3.1). (CHAPMAN, 2005)

$$f_{se} = \frac{n_m \cdot P}{120} \quad (3.1)$$

onde:

f_{se} é a frequência elétrica em Hz;

P é o número de pólos;

n_m é a velocidade mecânica do campo magnético, em rpm.

Caracterizando melhor o gerador síncrono, costuma-se usar em conjunto com o conversor de tensão conectado à rede, considerando que o ajuste de frequência da rede é realizado através de conversores de corrente alternada (CA), corrente contínua (CC), corrente alternada (CA), (CA-CC-CA). Onde é possível regular a frequência de modo a trabalhar no ponto máximo de aproveitamento da energia dos ventos. O controle da potência mecânica transmitida é realizado por meio do ajuste do ângulo de passo das pás, também chamado de controle de pitch. (CASTRO, 2005)

Este modelo de gerador apresenta a desvantagem de quando ligado à rede pode apresentar um problema de instabilidade caso este não mantenha uma velocidade de rotação constante no sistema, pois sua velocidade depende da velocidade de rotação do sistema.

Considerando que as turbinas eólicas de grande porte podem operar tanto com gerador de indução utilizando a caixa multiplicadora, como também utilizar o gerador síncrono do tipo de imã permanente, neste caso como opera com baixa rotação dispensa a caixa multiplicadora do sistema de geração eólica.

O gerador síncrono de ímãs permanentes apresenta uma série de vantagens em relação ao gerador de indução, como:

- Não possui perdas no seu circuito de campo;
- Não precisa de circuitos extensos de excitação;
- Dispensa o uso da caixa de engrenagens, pois opera em baixa velocidade de rotação;
- Gera menores custos em manutenção, pois dispensa o uso de escovas e caixa de engrenagens.

Levando em conta que este gerador é conectado à rede através de conversores back-to-back, permitindo também a operação com velocidade variável e máxima extração de potência do sistema para diferentes pontos de operação.

Desta forma, quando associados ao gerador, os dispositivos de controle e eletrônica de potência influenciam diretamente nas características de operação dos aerogeradores, de modo que quanto maior a amplitude das variações de rotação permissíveis, maior é a faixa de operação e melhor o desempenho dos sistemas de geração eólica.

A Tabela 3.1 exibe resumidamente as classificações que envolvem um aerogerador, conforme abordado no decorrer do item 3.1.

Tabela 3.1 – Classificação do aerogerador.

CLASSIFICAÇÃO DO AEROGERADOR			
Eixo vertical		Eixo horizontal	
Desnecessidade de orientar a turbina conforme sentido do vento, porém possui complexo sistema de controle de potência para ventos elevados.		Ajuste da inclinação das pás, possibilitando fazer o controle da potência extraída do vento. Tipo mais utilizado em sistemas de geração eólica.	
AERODINÂMICA DAS PÁS			
Força de sustentação	Força de arrasto	Ângulo de passo	Ângulo de ataque
Perpendicular à direção de movimento do fluxo de ar sobre a pá.	Mesma direção do movimento do fluxo de ar sobre a pá. Possui limitação quanto a velocidade das pás.	Pode ser controlado de modo a alterar o ângulo das pás.	É o ângulo entre a velocidade do vento e a linha de corda, esta que interliga as extremidades da pá.
CLASSIFICAÇÃO DO AEROGERADOR QUANTO AO TIPO DE GERADOR			
Conectado diretamente à rede		Conectado à rede através de um conversor	
Utiliza um gerador de indução tipo gaiola de esquilo ou no caso de turbinas de grande porte, dispensam o uso de multiplicador de velocidades, no qual pode-se utilizar o gerador síncrono de ímãs permanentes, operando em baixa rotação. A velocidade de rotação é constante independente da velocidade do vento.		Faz-se uso de um gerador síncrono com conversor ou gerador de indução duplamente alimentado. A velocidade de rotação é variável e regulada de acordo com a potência extraída do vento pela turbina.	

Fonte: Autoria própria (2016).

Com base na Tabela 3.1, tomou-se como base para este projeto um aerogerador de eixo horizontal, devido sua maior aplicação e por possuir uma gama maior de possibilidades de variação de parâmetros para obtenção de resultados mais diversificados.

3.2 Modelagem do Aerogerador

Como a ênfase deste trabalho é emular o comportamento do aerogerador, ressalta-se que para fazer esta modelagem é necessário conhecer o funcionamento deste sistema, com isso, serão desconsiderados os esforços mecânicos do aerogerador e consideradas apenas as componentes estáticas e dinâmicas para o sistema de emulação.

As propriedades que compõem a modelagem do sistema de emulação serão apresentadas na sequência, junto com suas especificações de operação e funcionamento.

3.2.1 Potência Aerodinâmica

A energia dos ventos, ou energia cinética, é resultado do aquecimento das massas de ar provocado pela radiação solar, o qual provoca o movimento dessas massas de ar.

Apenas uma parcela da energia cinética do vento que atinge a área varrida pelas pás da turbina é convertida em energia mecânica no rotor. A conversão da energia cinética dos ventos acarreta em uma redução da velocidade logo após sua passagem pelas pás do aerogerador. (RASILA, 2003)

Dentre as fontes renováveis de energia, a energia eólica possui grande potencial em diversas regiões, além de se tornar umas das mais promissoras formas de geração elétrica, apesar de representar ainda uma pequena parcela da energia elétrica gerada mundialmente. (SILVA, 2012)

Então a potência total disponível uma massa de ar em movimento, quando entra em contato com a turbina eólica é dada por (3.2):

$$P_{vento} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_v^3 \quad (3.2)$$

onde:

ρ é a densidade do ar em kg/m^3 ;

A é a área varrida pelas pás da turbina eólica em m^2 ;

v_v é a velocidade do vento em m/s .

Substituindo A (área das pás $A = \pi R^2$) na equação (3.2), temos:

$$P_{vento} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi R^2 \cdot v_v^3 \quad (3.3)$$

A turbina gira devido às forças de sustentação e arrasto, a sua eficiência varia de acordo com o ponto de operação da máquina, dependendo do ângulo de passo (β) e da relação entre a velocidade da ponta das pás (λ) e a velocidade do vento.

$$\lambda = \frac{\omega_T \cdot R}{v_v} \quad (3.4)$$

onde:

ω_T : Velocidade angular da turbina eólica;

R : Raio das pás da turbina eólica;

v_v : Velocidade do vento.

A potência total extraída do vento é dada pela potência total contida no vento multiplicada pelo Coeficiente de potência (C_p).

$$P_{total} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_v^3 \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad (3.5)$$

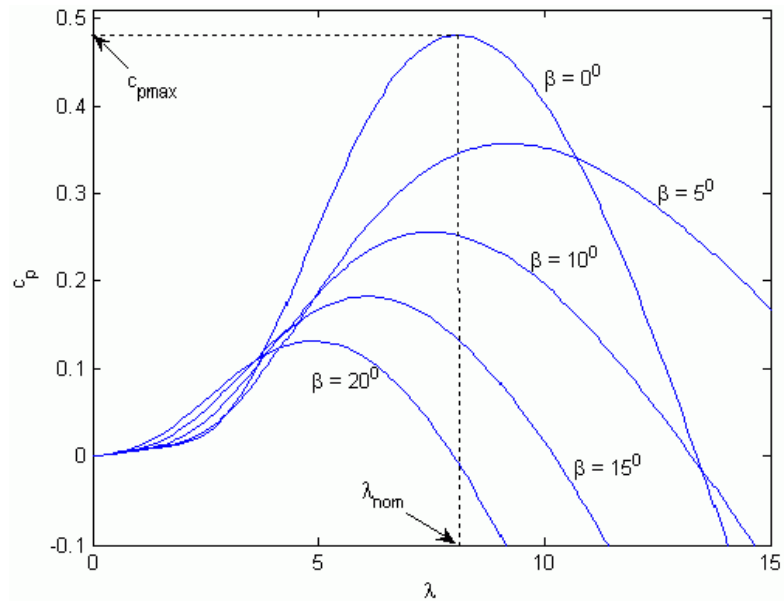
onde:

β : é o ângulo de passo;

λ : é a relação entre a velocidade da ponta das pás e a velocidade do vento.

A Figura 3.8 abaixo representa a curva típica do $C_p(\lambda, \beta)$ de uma turbina.

Figura 3.8 – Curva típica $C_p(\lambda, \beta)$.

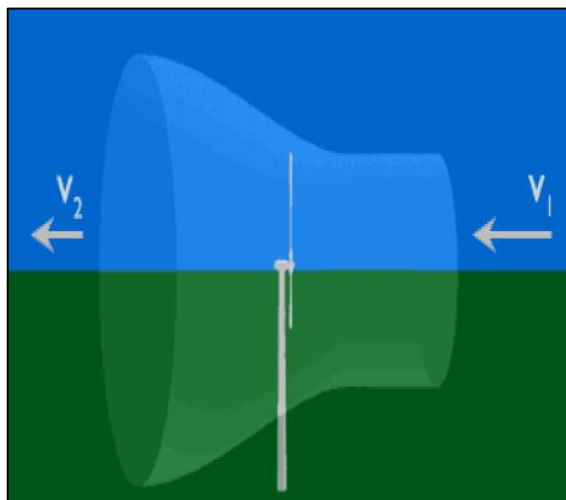


Fonte: Adaptado de ECKSTEIN (2012, Pág. 31).

As curvas características mostradas no gráfico representam o Coeficiente de Potência em função de λ e β de uma turbina ideal, com o C_p máximo.

Como uma turbina nunca pode extrair toda a energia cinética do vento, sua velocidade diminui de v_1 para v_2 . Para conservação da massa, se a velocidade diminuir, a seção do tubo de corrente considerado aumenta. Isto pode ser visualizado na Figura 3.9.

Figura 3.9 – Fluxo de ar de entrada e saída da turbina.



Fonte: DANISH – WINDPOWER (2015, Não Paginado).

Supõe-se que, com vento contra a hélice tem uma velocidade v_1 na seção transversal A_1 , enquanto que a velocidade v_2 corresponde com à seção transversal A_2 jusante da zona onde a hélice está localizada. No plano que contém a hélice, a seção transversal da área do rotor possui área A , sendo v a velocidade do vento na mesma (velocidade útil). Assimilamos a hélice a um disco de área A que capta parte da energia do ar em movimento que chega a ele, então $v_2 < v_1$. Pode-se dizer também que v_2 nunca é zero devido ao fato de não ser possível retirar toda a energia cinética do ar.

O fluxo de massa é constante, portanto pode-se dizer que:

$$Q_m = \rho Q = \rho A_1 v_1 = \rho A_2 v_2 = \rho A v \quad (3.6)$$

Podemos expressar a potência útil transferida pelo vento para a turbina de duas maneiras:

I) Perda de energia cinética do vento por unidade de tempo ao passar pela hélice:

$$P_{util} = \frac{\Delta E_k}{\Delta t} = \frac{E_{k1} - E_{k2}}{\Delta t} = \frac{1/2 \rho A d (v_1^2 - v_2^2)}{\Delta t} = \frac{1}{2} \rho A v (v_1^2 - v_2^2) \quad (3.7)$$

II) O trabalho gerado pela força do vento por unidade de tempo sobre a área A :

$$P_{util} = F v = \frac{\rho A d (v_1 - v_2)}{\Delta t} v = \rho A v^2 (v_1 - v_2) \quad (3.8)$$

Através da 3ª Lei de Newton, diz-se que:

$$\text{Força vento} = -\text{Força sobre o vento} = -m(v_2 - v_1)/\Delta t = \rho A v (v_1 - v_2) \quad (3.9)$$

Das equações (3.7) e (3.8) anteriores temos que:

$$\frac{1}{2} \rho A v (v_1^2 - v_2^2) = \rho A v^2 (v_1 - v_2) \quad (3.10)$$

Como $(a^2 - b^2) = (a + b)(a - b)$, podemos dizer que a equação (3.10) pode ser escrita:

$$v = \frac{(v_1 + v_2)}{2} \quad (3.11)$$

Substitui-se esta resultante, na equação (3.10) para a potência da turbina, e fazendo a alteração $v_2 = v_1$, e que $0 < b < 1$:

$$P_{util} = \frac{1}{2} \rho A \left(\frac{v_1 b v_1}{2} \right) (v_1^2 - b^2 v_1^2) = \frac{1}{4} \rho A v_1^3 (1 + b)(1 - b^2) \quad (3.12)$$

O valor máximo para a potência se obtém fazendo $\frac{dP_{util}}{db} = 0$, ficando:

$$(1 - b^2) + (1 + b)(-2b) = (1 + b)(1 - 3b) = -3b^2 - 2b + 1 = 0 \quad (3.13)$$

Soluções:

$$\begin{cases} b = -1 \text{ (sem sentido físico)} \\ b = 1/3 \rightarrow v_2 = (1/3)v_1 \end{cases} \quad (3.14)$$

De modo que a potência máxima pode ser encontrada substituindo na equação (3.12):

$$P_{util} = \left(\frac{16}{27} \right) \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \quad (3.15)$$

Quer dizer, o coeficiente de potência máximo, considerado ideal, de uma turbina eólica é:

$$C_p^{Betz} = \frac{16}{27} \approx 59\% \quad (3.16)$$

O Coeficiente de Potência (C_p) de uma turbina eólica, foi calculado em 1919 pelo Físico Albert Betz, este concluiu que nenhuma turbina eólica poderia converter mais que 59,3% de energia do vento, o mesmo também ficou conhecido como limite de Betz,.

O limite de Betz representa a máxima potência teórica que uma turbina ideal poderá extrair da energia cinética presente no movimento das massas de ar. Na prática, os coeficientes de desempenho são menores, devido as perdas mecânicas e elétricas em sistemas. (ECKSTEIN, 2012)

O coeficiente de potência em função do λ e do β , é dado por:

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \cdot \beta - C_4 \right) e^{\frac{-C_5}{\lambda_i}} \quad (3.17)$$

onde:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + C_6\beta} - \frac{C_7}{\beta^3 + 1} \quad (3.18)$$

A partir da equação (3.17), é possível obter um novo valor para o Coeficiente de Potência utilizando um modelo de turbina real, no qual variando os valores de λ e β de acordo com a velocidade variável do vento correspondente a tal ponto, obtém-se então um novo C_p , que estabelece a quantidade de potência que está sendo extraída do vento pela turbina eólica. Salientando-se que esta potência irá variar de acordo com a velocidade do vento e do coeficiente de potência $C_p(\lambda, \beta)$.

As turbinas eólicas são projetadas e controladas de modo a atingir e manter a potência nominal o máximo de tempo possível. Para isso ser possível, é necessário obter a mesma potência de saída para diversas velocidades do vento. Da mesma forma devem ser previstos mecanismos para controlar a potência com o objetivo de limitar a velocidade da turbina para valores maiores que a velocidade nominal de operação e, desta forma, evitar os esforços mecânicos excessivos provocados na turbina na incidência de ventos de velocidade elevada. (SILVA, 2012)

As turbinas também podem ser projetadas com controle de estol ou de passo, cuja existência de um sistema de controle para geração eólica é de extrema importância para uma operação segura com rastreamento da máxima potência e maior eficiência do mesmo. Os tipos de controle para variação do ângulo das pás serão apresentados a seguir.

3.2.2 Controle Aerodinâmico

Existem duas formas de fazer o controle aerodinâmico de uma turbina de grande porte e velocidades elevadas: pela variação do ângulo de passo (pitch control) ou pela aerodinâmica de pá fixa (stall control).

3.2.2.1 Ângulo de Passo

Sistemas de controle por ângulo de passo são baseados na regulação da potência conforme a incidência dos ventos sobre as pás da turbina com o objetivo de manter a potência de saída sempre constante.

Em modo de operação da turbina com ventos menores que o nominal, o ângulo de passo estará em um valor próximo de 0° .

Em situações em que a incidência de vento aumenta para valores superiores à velocidade nominal, pode-se controlar a potência produzida pela turbina através de um sistema ativo, permitindo ajustar o ângulo de passo. Este ajuste do ângulo de passo é realizado com o auxílio de um dispositivo mecânico capaz de girar as pás longitudinalmente. Com o aumento do ângulo de passo através do giro longitudinal das pás, reduz-se a parcela da força de sustentação na direção do movimento e com isso, conseqüentemente resulta na diminuição da potência produzida pela turbina para o valor de potência nas condições nominais. Ou seja, quando aumentado o ângulo de passo, acarreta em uma proporcional diminuição do torque e da potência mecânica nos rotores eólicos.

Este modelo de controle apresenta a vantagem dos esforços mecânicos produzidos pelo rotor sobre a torre e a estrutura da fundação do aerogerador com controle de passo ser consideravelmente menor que o provocado por turbinas com controle de estol. Com isso, os projetos estruturais da torre da turbina eólica necessitam de uma estrutura mecânica menor, resultando em diminuição de peso total.

Outra vantagem que o controle do ângulo de passo da pá que pode ser citada é para os casos de possíveis paradas emergenciais da turbina, sendo possível uma parada mais suave do sistema se comparada com turbinas que utilizam o torque de freio. Este controle também é utilizado para a partida simples de um aerogerador.

Porém o ajuste do ângulo de passo da pá requer dispositivos adicionais no cubo do rotor e conseqüentemente eleva os custos da parte mecânica.

3.2.2.2 Controle de Estol

Baseado em um sistema passivo que reage à velocidade do vento, no controle de estol as pás do rotor são fixas e não pode girar em torno do seu eixo longitudinal. O ângulo de passo é determinado de forma que opere na faixa próxima a velocidade nominal. O rotor trabalha com rotação praticamente constante e com o aumento da velocidade do vento, o ângulo de ataque aumenta até o descolamento do escamento na face superior das pás, fenômeno chamado de *estol* que dá o nome ao sistema, surgindo regiões de não escoamento. Desta forma a força de sustentação é reduzida e conseqüentemente a força de arrasto é aumentada.

Neste sistema uma leve torção longitudinal é feito em cada pá com o objetivo de evitar que o efeito de estol ocorra em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo.

O controle unicamente por estol é aplicado em turbinas de classes pequenas e médias, pois este controle é considerado arriscado se aplicado em turbinas de grande porte devido à intensidade dos esforços mecânicos e à instabilidade dinâmica.

Este sistema possui a vantagem de possuir uma estrutura de cubo do rotor mais simples, com menos número de peças móveis, resultando em menor custo com manutenção e possibilidade de defeitos.

3.3 Síntese de Séries Temporais de Vento

Com o objetivo de determinar a potência processada pelo sistema de conversão de energia eólica em energia elétrica utiliza-se, em conjunto com o modelo estático da turbina, uma série temporal de vento. As séries temporais de vento são medidas ou estimativas de velocidades do vento em dado determinado período de tempo. (GRIGOLETTO, 2013)

3.3.1 Distribuição de Rayleigh

A distribuição de Weibull é uma distribuição de probabilidade, sendo descrita conforme (3.19):

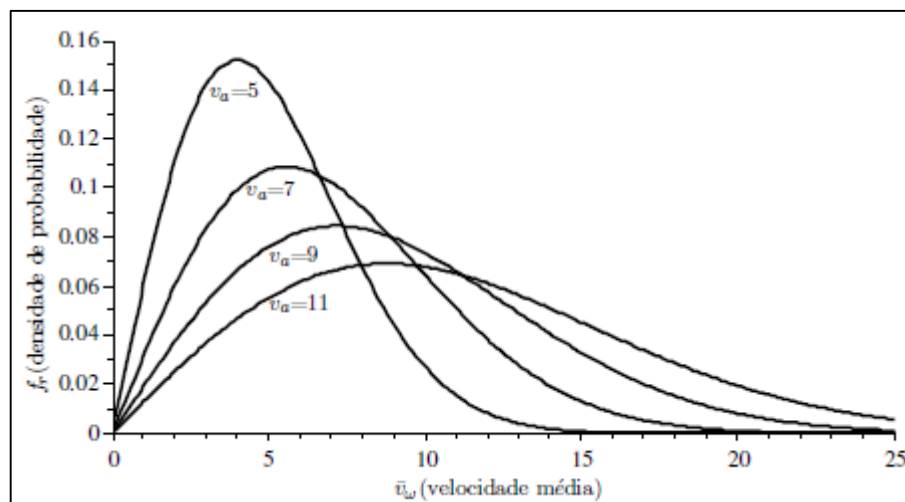
$$f_v(\bar{v}_\omega) = \frac{k}{a} \left(\frac{\bar{v}_\omega}{a} \right)^{(k-1)} e^{-\left(\frac{\bar{v}_\omega}{a}\right)^k} \quad (3.19)$$

onde k é o fator de forma, a é um parâmetro, v_a é a velocidade média anual e \bar{v}_ω é a velocidade média do vento em intervalos de 10 min. Para distribuição de Rayleigh utiliza-se uma forma diferenciada de distribuição de Weibull, com fator de forma $k = 2$ e $a = \frac{2}{\sqrt{\pi}}$, conforme exibido em (3.20).

$$f_r(\bar{v}_\omega) = \frac{\pi \bar{v}_\omega}{2v_a^2} e^{-\frac{\pi(\bar{v}_\omega)^2}{4v_a^2}} \quad (3.20)$$

A função densidade de probabilidade (FDP) da distribuição de Rayleigh em função da velocidade média do vento \bar{v}_ω para diferentes valores de velocidade média anual v_a pode ser visualizado na Figura 3.10:

Figura 3.10 – Distribuição de Rayleigh.



Fonte: GRIGOLETTO (2013, Pág. 125).

A partir da distribuição de Rayleigh (3.20) juntamente com a curva de potência da turbina eólica $P(v)$ pode-se determinar a produção anual de energia (AEP), conforme (3.21):

$$AEP = N_h \int_{v_{cut-in}}^{v_{cut-off}} f_r(\bar{v}_\omega) P(\bar{v}_\omega) d\bar{v} \quad (3.21)$$

onde N_h é o número de horas em um ano ≈ 8760 , v_{cut-in} é a velocidade do vento a partir da qual a turbina gera energia e $v_{cut-off}$ é a máxima velocidade em que a turbina permanece conectada à rede. (GRIGOLETTO, 2013)

A produção anual de energia pode ser calculada através de valores discretos do vento, conforme o procedimento descrito em (IEC-61400-12-1, 2005), ou seja:

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^{N_b} [F(V_i) - F(V_{i-1})] \left(\frac{F(V_{i-1}) - F(V_i)}{2} \right) \quad (3.22)$$

onde N_b é o número de faixas, \bar{V}_i é a velocidade média normalizada do vento na faixa i , P_i é a potência média normalizada média da faixa i , sendo assim podemos escrever:

$$F(\bar{V}) = 1 - e^{\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{\bar{v}\omega}{v_a}\right)^2\right)} \quad (3.23)$$

e $F(\bar{V})$ é a densidade de probabilidade acumulada.

3.3.2 Modelo de Turbulência

Normalmente utiliza-se duas componentes para analisar a série temporal de ventos, sendo elas: de longo prazo, representada pela velocidade média \bar{v} e de curto prazo representada pela turbulência de vento $v_t(t)$. Designa-se por turbulência o escoamento de um fluido de forma não linear. Desta forma pode-se escrever:

$$v_\omega(t) = \bar{v} + v_t(t) \quad (3.24)$$

O sinal $v_t(t)$ por sua vez é composto pela soma de duas parcelas conforme pode exibido em (3.25)

$$v_t(t) = r_{\omega n F}(t) + k_{\sigma} \bar{v} \quad (3.25)$$

sendo que k_{σ} é o coeficiente de turbulência longitudinal, obtido por medições de vento ou especificado pelas características do terreno (GRIGOLETTO, 2013; STANNARD; BUMBY, 2007).

Com o objetivo de geração da turbulência, define-se um ruído gaussiano, constituído por duas variáveis aleatórias r_1 e $r_2 \in \{0,1\}$, com distribuição uniforme. Este ruído pode ser escrito conforme (3.26):

$$r_{\omega n}(t) = \sqrt{-2 \ln(r_1)} \text{sen}(2\pi r_2) \quad (3.26)$$

Para a obtenção do sinal $r_{\omega n F}(t)$, a variável randômica $r_{\omega n}$ deve passar pelo filtro de von Karman (GRIGOLETTO, 2013; STANNARD; BUMBY, 2007). A função de transferência do filtro de von Karman, que permite a implementação através de uma função de transferência racional (NICHITA et al., 2002) é dada por (3.27).

$$G_{Karman}(s) = K_F \frac{(m_1 T_F s + 1)}{(T_F s + 1)(m_2 T_F s + 1)} \quad (3.27)$$

Considerando $m_1 = 0,4$ e $m_2 = 0,25$. O ganho K_F , do filtro varia com a constante de tempo T_F e da frequência de discretização (ECKSTEIN, 2012), isto é:

$$K_F = \sqrt{\frac{2\pi T_F}{B(x, y) T_s}} \quad (3.28)$$

onde $B(x, y)$ é a função beta de Euler e T_s é a frequência de amostragem. Outro ponto de suma importância com relação ao ganho K_F é que este deve ser calculado com o intuito de manter unitário o desvio padrão do sinal de saída.

A constante de tempo T_F está relacionada com as características do local, sendo representadas pelo comprimento de turbulência e é inversamente proporcional à velocidade média do vento: (GRIGOLETTO, 2013)

$$T_F = \frac{L}{\bar{v}} \quad (3.29)$$

sendo L o comprimento da turbulência e pode ser aproximado a $L \approx 6,5h$, onde h é a altura da torre da turbina (GRIGOLETTO, 2013; STANNARD; BUMBY, 2007).

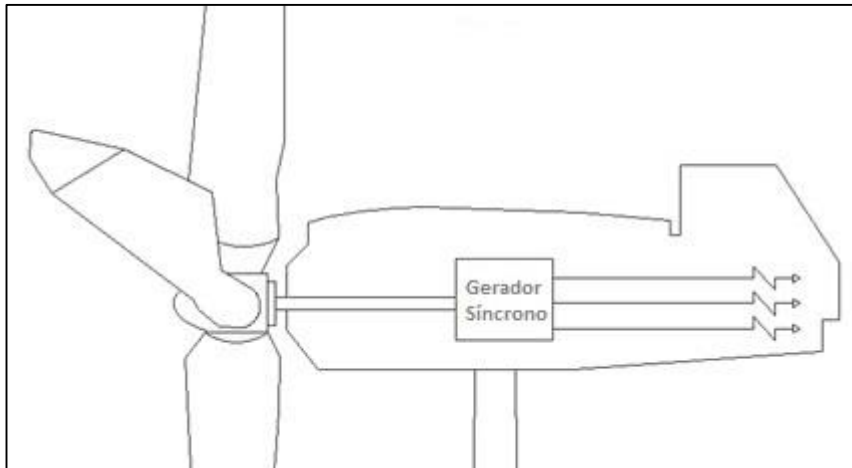
4 METODOLOGIA PARA SIMULAÇÃO DE UM AEROGERADOR

4.1 Metodologia Proposta

A metodologia apresentada neste trabalho, tem por objetivo emular o funcionamento de uma turbina eólica, apresentando as características aerodinâmicas que a envolvem e desta forma analisar o seu comportamento.

Este trabalho procura apresentar uma metodologia que emule uma turbina eólica esboçada na Figura 4.1:

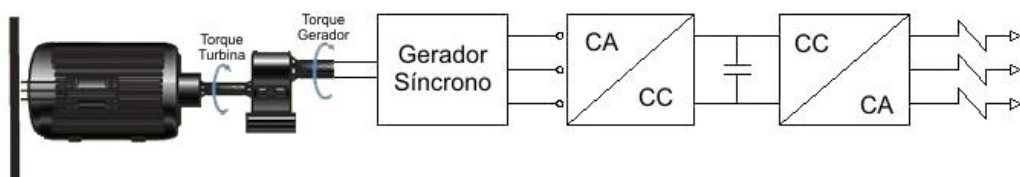
Figura 4.1 – Arquitetura de um aerogerador.



Fonte: Autoria própria (2016).

De acordo com a representação de um aerogerador na Figura 4.1, o mesmo pode ser exibido de forma análoga em diagrama de blocos na Figura 4.2.

Figura 4.2 – Analogia de um aerogerador através da representação da turbina por um motor CC.



Fonte: Autoria própria (2016).

A representação do sistema na Figura 4.2 traduz a emulação de uma turbina eólica, a qual apresenta um motor CC (máquina primária que emula a turbina), acoplado ao gerador síncrono CA (rotor da turbina), transformando a energia mecânica em elétrica, que após passar por inversores é injetada na rede (os inversores não são utilizados na modelagem do emulador para este trabalho).

Através desta representação, podemos modelar os seus parâmetros aerodinâmicos no Simulink/Matlab e analisar o seu comportamento a partir de diferentes velocidades do vento.

4.2 Modelagem do Aerogerador

Para o desenvolvimento da modelagem do aerogerador neste trabalho, foi considerada a turbina E-53/800kW, modelo ENERCON, a qual pode ser visualizada na Figura 4.3.

Figura 4.3 – Turbina E-53/800kW, modelo ENERCON.

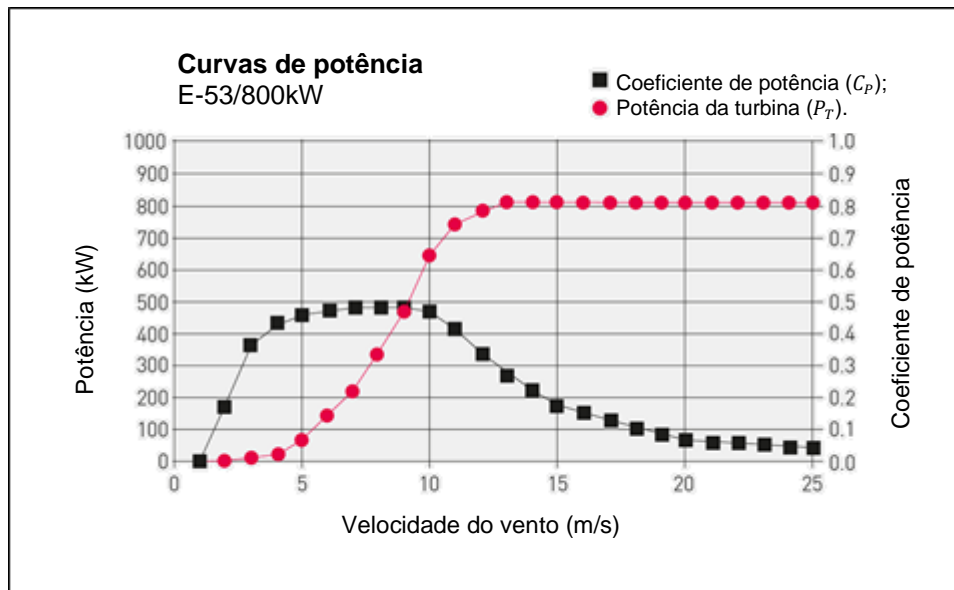


Fonte: ENERCON (2016, Não Paginado).

As medidas relevantes para a modelagem do sistema, com base na turbina considerada, apresentam-se: diâmetro do rotor 52,9m, ou seja, raio das pás (R) igual a 26,45m.

Na sequência, a Figura 4.4 apresenta as curvas características da turbina E-53/800kW.

Figura 4.4 – Curva de potência da turbina E-53/800kW, modelo ENERCON.

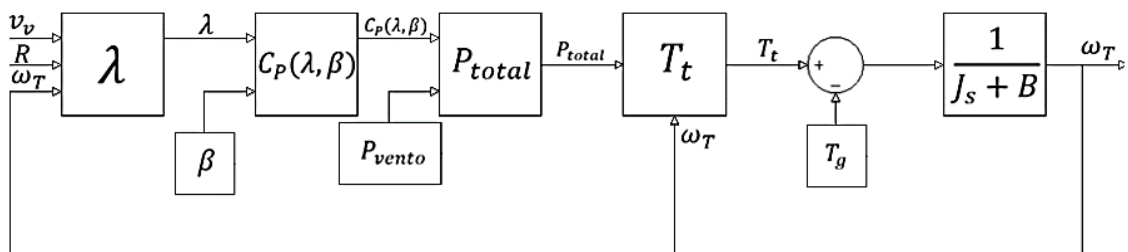


Fonte: Adaptado de ENERCON (2016, Não Paginado).

Como pode ser visualizado nas curvas características da turbina exibidas na Figura 4.4, apresenta a curva do coeficiente de potência (C_p) representada pela simbologia quadrada e a curva de potência (P_t) representada pela simbologia circular. Ambas as curvas são obtidas em função da velocidade de entrada do vento.

Tendo em vista o modelo da turbina escolhida, possibilitou a modelagem dinâmica do comportamento da turbina eólica e incrementado por diagrama de blocos, conforme exibido na Figura 4.5:

Figura 4.5 – Modelo dinâmico da turbina.



Fonte: Autoria própria (2016).

Através do modelo dinâmico esboçado na Figura 4.5, aplicando diferentes valores de entrada para a velocidade do vento (v_v), relaciona-se o seguinte roteiro de equacionamento.

No primeiro bloco, definem-se as entradas de velocidade do vento (v_v), raio (R) e velocidade angular da turbina (ω_T) para determinar o valor da relação entre a velocidade da ponta da pá e a velocidade do vento (λ) através da equação (4.1).

$$\lambda = \frac{\omega_T \cdot R}{v_v} \quad (4.1)$$

No segundo bloco, é definido o valor do coeficiente de potência (C_p) através das equações(3.17) e (3.18), utilizando o resultado para λ e a variável do ângulo de passo (β), além das constantes $C_1 = 0,39$, $C_2 = 116$, $C_3 = 0,4$, $C_4 = 5$, $C_5 = 16,5$, $C_6 = 0,089$ e $C_7 = 0,035$ que são determinadas empiricamente na literatura acadêmica.

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,39 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4 \cdot \beta - 5 \right) e^{\frac{-16,5}{\lambda_i}} \quad (4.2)$$

onde:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,089\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (4.3)$$

Já no terceiro bloco, determina-se a potência total do sistema por meio da equação (3.5), onde se utiliza como entrada o valor encontrado para $C_p(\lambda, \beta)$ multiplicado à potência do vento P_{vento} , equação(3.3). Considerando os valores de $\rho = 1,22kg/m^3$ e $A = \pi R^2$, onde $R = 26,45m$.

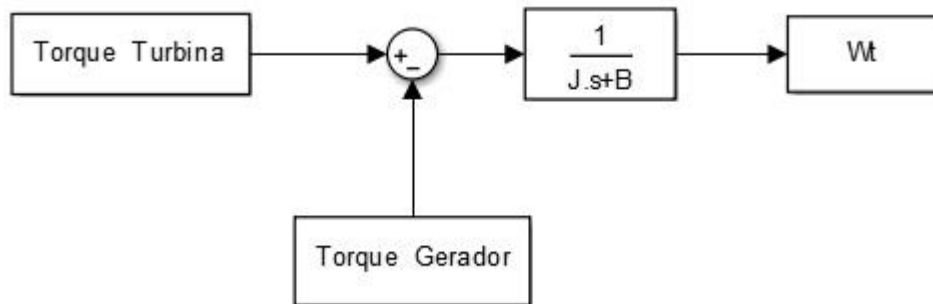
$$P_{total} = \frac{1}{2} \cdot 1,22 \cdot (\pi \cdot 26,45^2) \cdot v_v^3 \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad (4.4)$$

No quarto bloco, a potência dividida pela velocidade da turbina (ω_T) resulta no conjugado da turbina (T_t), conforme a equação (4.5)

$$T_t = \frac{P_{total}}{\omega_t} \quad (4.5)$$

Assim pode-se representar a equação dinâmica da turbina dada a partir do conjugado da turbina subtraído pelo conjugado do gerador, o qual resultará na velocidade angular da turbina (ω_T), conforme as equações (4.6) e (4.7), podendo ser visualizado na Figura 4.6.

Figura 4.6 – Diagrama simplificado do sistema dinâmico da turbina.



Fonte: Autoria própria (2016).

$$\tau_t - \tau_g = \omega_t \cdot (Js + B) \quad (4.6)$$

ou seja:

$$\frac{\omega_t}{\tau_t - \tau_g} = \frac{1}{(Js + B)} \quad (4.7)$$

Para determinar os valores do coeficiente de atrito (B) e momento de inércia (J), foram considerados valores reais da turbina E-53/800kW, os quais serão obtidos através dos seguintes valores: Velocidade nominal de operação (v_v) igual a 11m/s, raio igual a 26,45m e $\lambda_{opt} = 7,209$;

Para encontrar ω_T , fez-se uso da equação (3.4), obtendo $\omega_T \cong 3\text{rad/s}$.

Considerando 10% de perdas sobre a potência nominal, obteve-se o valor de 80kW. O qual será usado no cálculo dos coeficientes dinâmicos. Desta forma, pode-se determinar, através da equação (4.8), o coeficiente de atrito (B) da turbina.

$$P_{perdas} = \omega_T^2 \cdot B \quad (4.8)$$

$$B \cong 8888,89\text{kg} \cdot \text{m}^2/\text{s}$$

Para definir o valor do momento de inércia (J), considera-se uma constante de tempo igual a 30s, representado pela expressão:

$$\frac{J}{B} = 30 \quad (4.9)$$

$$J \cong 266666,67kg.m^2$$

Com base nos valores encontrados para os coeficientes J e B da turbina, os mesmos não foram considerados nas simulações devido aos seus valores elevados, pois desta forma estes não tornariam possível a obtenção de valores compatíveis pelo fato de as simulações serem realizadas em curto período de tempo e de um passo de simulação pequeno o qual necessitaria de coeficientes de valores muito menores. A partir disto foram considerados os valores de $J = 0,1kg.m^2$ e $B = 0,001kg.m^2/s$, valores estes tomados como referência para simulações.

Tendo em vista tais valores, pode-se escrever a função de transferência (F.T) conforme representada na equação (4.7).

$$F.T = \frac{1}{(0,1s + 0,001)} \quad (4.10)$$

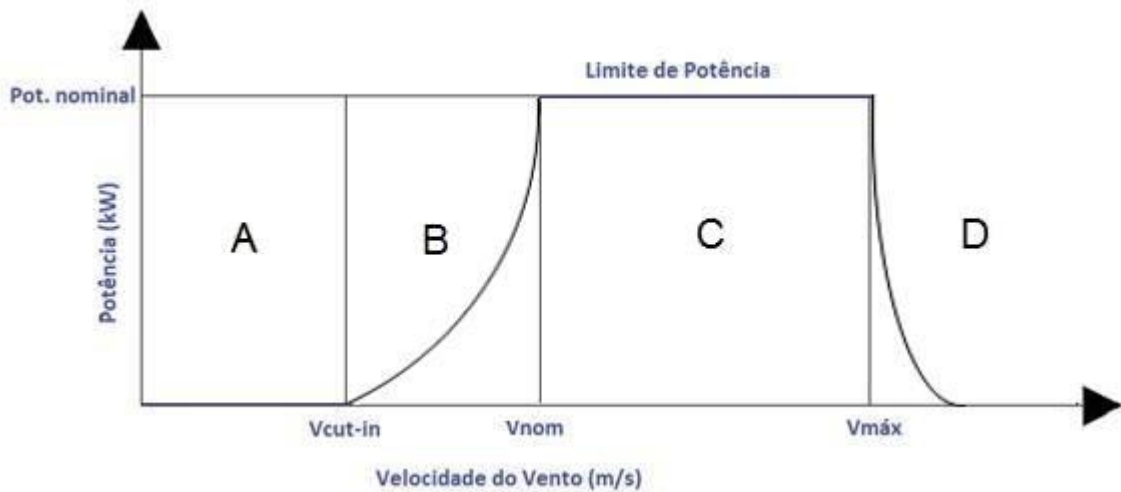
A partir destes parâmetros, é possível emular o comportamento dinâmico da turbina baseadas nas condições reais de operação.

4.3 Modos de Operação da Turbina

Para o cumprimento da metodologia, devem-se considerar os modos de operação da turbina, os quais podem ser considerados como de parada, partida, ponto de máxima extração de potência (MPPT), limitação de potência e limitação de potência para ventos elevados.

Os modos de operação podem ser expressos pelo gráfico da Figura 4.7, que mostra a relação da velocidade do vento em função da potência gerada.

Figura 4.7 – Modos de operação da turbina.



Fonte: Autoria própria (2016).

- Região A

A região A, compreende o modo em que o aerogerador não está em operação, ou seja, refere-se ao modo de parada. Isto ocorre quando a velocidade do vento for menor que a velocidade V_{cut-in} . Para velocidades do vento menores que V_{cut-in} a operação do sistema não é viável economicamente.

Neste modo a variável β da turbina terá um ângulo de passo de 90° e um Torque igual a 0N.m .

- Região B

Para velocidades do vento acima de V_{cut-in} o aerogerador opera na região B. Nesta região o aerogerador opera no modo de maximização da potência extraída (MPPT).

De modo a ajustar os valores do perfil aerodinâmico para a região de MPPT, a velocidade da turbina deve ser ajustada de acordo com a velocidade do vento v_v , de forma a manter λ com valor ótimo. O valor ótimo para λ , λ_{opt} , é obtido através de (4.11). (GRIGOLETTO, 2013. Pág 125)

$$\frac{d}{d\lambda} C_p(\lambda, \beta) = 0 \quad (4.11)$$

O conjugado da turbina pode ser expresso de acordo com a equação (4.12)

$$T_g = \frac{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5 \cdot Cp(\lambda, \beta)}{(\lambda)^3} \cdot \omega_T^2 \quad (4.12)$$

Considerando que, em condições ótimas de operação, $\lambda = \lambda_{opt}$, temos que:

$$T_{g_{opt}} = k_{opt} \cdot \omega_T^2 \quad (4.13)$$

e:

$$k_{opt} = \frac{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5 \cdot Cp(\lambda_{opt}, \beta)}{(\lambda_{opt})^3} \quad (4.14)$$

Deste modo são considerados os seguintes valores para extração máxima de potência:

$\beta=0^\circ$ - considerado para o cálculo;

$\omega_T = 3rad/s$ – encontrado a partir da equação (3.4);

$T_{g_{opt}} = 2,963 \times 10^5 Nm$ – calculado a partir de (4.13);

$\lambda_{opt} = 7,209$ – encontrado a partir de (4.11);

$k_{opt} = 3,293 \times 10^4$ – calculado a partir de (4.14);

$C_{P_{opt}} \cong 0,49$ – calculado a partir de (3.17).

Levando em conta os valores encontrados para a região de MPPT, relaciona-se o C_p com a máxima potência extraída do vento e com ele as demais variáveis ótimas de operação da turbina.

A região de MPPT deste trabalho foi definida entre 5 a 11m/s, no momento que a velocidade do vento é maior que a velocidade nominal de 11m/s entra no controle de ângulo para a região C.

- Região C

A região C se caracteriza pelo modo de limitação de potência e começa quando a velocidade do vento atinge um valor maior que a velocidade nominal. Para limitar os esforços mecânicos ocasionados pelo aumento de velocidade, é realizado o controle de ângulo de passo que visa regular a velocidade angular do eixo com o valor nominal.

Assim, o controle de *pitch* (ângulo de passo) só vai ocorrer no momento que a velocidade do vento ultrapassar a velocidade nominal, neste caso, o ângulo de passo será aumentado. Isto significa que potência absorvida pela turbina será limitada a um valor máximo.

Caso a velocidade do vento ultrapassar a velocidade máxima definida, o aerogerador irá começar a operar no modo de limitação de potência para ventos elevados, reduzindo a potência extraída e a velocidade angular do eixo. Com isso, é usado novamente o controle de ângulo de passo para voltar ao modo de operação com extração de potência máxima.

- Região D

Caso a velocidade do vento aumente e ultrapasse o limite máximo de velocidade estabelecido, será desligada a turbina, ou seja, entrará no modo de desligamento.

Levando em conta os modos de operação recentemente abordados, pode ocorrer em qualquer um deles a mudança para o modo de desligamento. Este fato pode ocorrer quando a velocidade do vento passar do valor definido para velocidade de desligamento ou caso o operador desligue manualmente.

Tanto a potência como a velocidade angular tem seus valores diminuídos para este tipo de modo de operação, até a frenagem e parada da turbina.

4.4 Controle da Turbina

A turbina eólica é emulada por uma máquina primária CC, onde é realizado o controle da mesma com o controlador PI (Proporcional + Integral) de corrente e controlador PI de velocidade. Visando manter a estabilidade do sistema.

4.4.1 Controlador PI

Controlador PI (Proporcional + Integral) é um conjunto formado pela soma de uma ação proporcional e ação integral. A ação integral relaciona a taxa de variação do sinal de saída e entrada.

Assim, uma ação integral atua positivamente na resposta em um regime permanente, a ponto de reduzir ou até mesmo eliminar o erro em estado estacionário, porém, atua negativamente no regime transitório, devido ao fato de elevar o número de pólos, podendo desestabilizar o sistema, aumentando o tempo de acomodação.

Com o objetivo de balancear o sistema, melhorando a resposta transitória, faz-se uso da ação proporcional, desta forma a ação integral corrige o erro do estado estacionário e a ação proporcional mantém o sistema estável.

De acordo com Araújo (2007), o controlador pode ser representado pelas seguintes equações:

$$u(t) = K_p[e(t) + \frac{1}{\tau_i} \int_0^t e(T)] \quad (4.15)$$

$$uU(s) = \frac{(K_p s + K_i)}{s} E(s) \quad (4.16)$$

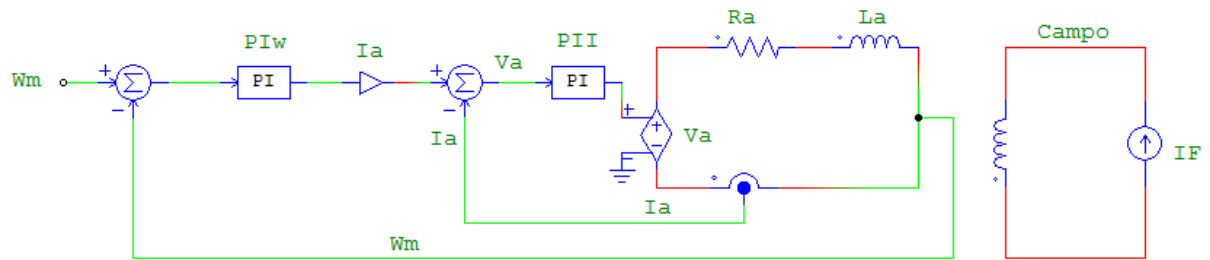
A partir da equação (4.16) será possível fazer a modelagem do controlador PI na máquina CC.

4.4.2 Controle Máquina CC (MCC)

O controle da MCC pode ser representado por um diagrama de blocos, modelado no Simulink, conforme exibido no ANEXO A. A partir deste modelo, foi realizada a abordagem multi-malhas, separando-se em malha interna e externa. A malha interna compreende a planta de corrente e o respectivo controlador. Por sua vez, a malha externa compreende a planta de velocidade e o controle de velocidade.

Substituindo a função de transferência da malha interna por uma máquina real, pode-se fazer o controle da corrente de campo e da tensão de armadura, que pode ser representado pela Figura 4.8.

Figura 4.8 – Modelo máquina real representada no PSIM.



Fonte: Autoria própria (2016).

A partir desta modelagem, é possível determinar a corrente de campo (I_F) em função da tensão de alimentação do campo (V_F) e a resistência do enrolamento de campo (R_F) através da equação (4.17). Para tal, considerou-se como referência um modelo com as seguintes especificações: $V_F = 300V$ e $R_F = 84,91\Omega$.

$$I_F = \frac{V_F}{R_F} = 3,53A \quad (4.17)$$

A partir do resultado encontrado para I_F , pode-se calcular a constante da máquina k_t através da equação (4.18).

$$k_t = k_E = L_{af} \cdot I_F \quad (4.18)$$

onde: $L_{af} = 0,3406$ (valor tabelado para indutância), obtendo $k_E = 1,2023$.

Após encontrado o valor para k_E , a tensão de armadura pode ser encontrada por meio da equação (4.19). Sendo: Φ o fluxo por pólo e ω_m corresponde à velocidade angular.

$$Ea = k_E \cdot \Phi \cdot \omega_m \quad (4.19)$$

Com isso, é possível determinar o torque da máquina com referência à corrente de armadura (I_a), conforme a equação (4.20)

$$\tau = k_t \cdot \Phi \cdot I_a \quad (4.20)$$

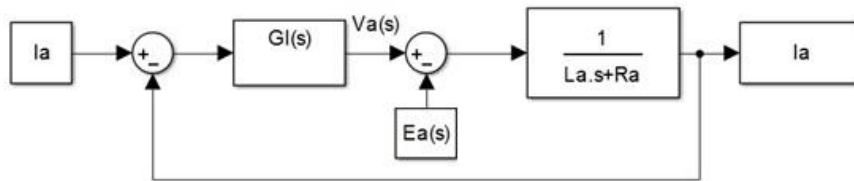
Tendo em vista as equações acima citadas, pode-se obter a função de transferência da malha fechada de corrente conforme (4.21):

$$I_a(s) = \frac{V_a(s) - E_a(s)}{L_a \cdot s + R_a}$$

$$\frac{I_a(s)}{V_a(s) - E_a(s)} = \frac{1}{L_a(s) + R_a} \quad (4.21)$$

Retomando o modelo de controle da MCC, exibida no ANEXO A, o mesmo pode ser dividido em duas malhas, sendo uma malha de corrente e outra uma malha de velocidade, representadas nas Figura 4.9 e Figura 4.10.

Figura 4.9 – Representação da malha de corrente.



Fonte: Autoria própria (2016).

De acordo com a Figura 4.9, a função de transferência de malha fechada (FTMF) da planta de corrente e controlador pode ser expressa por:

$$G_W(s) = K_{Pc} + \frac{K_{Ic}}{s} = \frac{K_{Pc}s + K_{Ic}}{s} \quad (4.22)$$

$$G_{MF}(s) = \frac{G_c(s) \cdot G_p(s)}{1 + G_c(s) \cdot G_p(s)} \quad (4.23)$$

$$G_{MF}(s) = \frac{\left(\frac{K_{Pc}s + K_{Ic}}{s}\right) \cdot \left(\frac{1}{L_a s + R_a}\right)}{1 + \left(\frac{K_{Pc}s + K_{Ic}}{s}\right) \cdot \left(\frac{1}{L_a s + R_a}\right)} \quad (4.24)$$

$$G_{MF}(s) = \frac{K_{Pc}s + K_{Ic}/L_a}{s^2 L_a + (K_{Pc} + R_a)s + K_{Ic}/L_a} \quad (4.25)$$

Para o projeto dos ganhos dos controladores proporcional-integral é utilizado como base a aproximação da FTMF a um modelo de segunda ordem conhecido

conforme (4.26), tornando possível obter o ganho e os valores para K_{PC} e K_{IC} a partir das expressões:

$$G \approx \frac{2\xi\omega_n s + \omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} \quad (4.26)$$

$$K_{PC} = \frac{2\xi\omega_b \cdot L_a}{\sqrt{2\xi^2 + 1 + \sqrt{(1 + 2\xi^2) + 1}}} \quad (4.27)$$

$$K_{IC} = \frac{\omega_b^2 \cdot L_a}{2\xi^2 + 1 + \sqrt{(1 + 2\xi^2)^2 + 1}} \quad (4.28)$$

Foram tomados como base os seguintes valores: $\omega_b = 1000 \text{rad/s}$, $R_a = 0,1113\Omega$, $L_a = 0,001558H$ e $\xi = 0,7$.

Substituindo na função de transferência(4.29), obteve-se:

$$F.T = \frac{1}{L_a s + R_a} \quad (4.29)$$

$$F.T = \frac{1}{0,001558s + 0,1113}$$

A partir destes valores é possível encontrar os valores de K_{PC} e K_{IC} por meio das equações (4.27) e (4.28), obtendo os seguintes valores: $K_{PC} = 1,1330$ e $K_{IC} = 412,7739$. Os quais valores foram substituídos na equação (4.30).

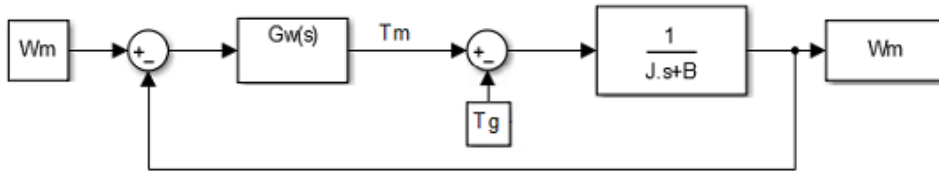
$$G_{PII} = \frac{K_{PC}s + K_{IC}}{s} \quad (4.30)$$

$$G_{PII} = \frac{1,1330s + 412,7739}{s}$$

Os valores obtidos foram modelados na malha de corrente da máquina CC. Foi considerado na modelagem o valor da banda passante para malha de corrente muito maior que o valor da banda passante da malha de velocidade, fazendo-se necessário para obter o desacoplamento dinâmico entre as malhas.

Através de equações análogas à malha de corrente, podem-se determinar os valores referentes à malha de velocidade, de acordo com a Figura 4.10.

Figura 4.10 – Representação da malha de velocidade.



Fonte: Autoria própria (2016).

Foram tomados como base os seguintes valores: $\omega_b = 10$, $J = 0,2053Kg.m^2$, $B = 0,007032Kg.m^2/s$ e $\xi = 0,7$. Substituindo na função de transferência (4.31), obteve-se:

$$F.T = \frac{1}{Js + B} \tag{4.31}$$

$$F.T = \frac{1}{0,2053s + 0,007032}$$

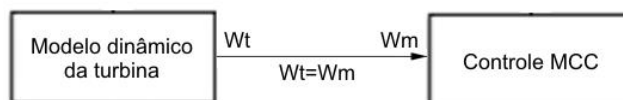
A partir desses valores é possível encontrar os valores de $K_{P\omega}$ e $K_{I\omega}$ através das equações (4.27) e (4.28), obtendo os seguintes valores: $K_{P\omega} = 1,493$ e $K_{I\omega} = 5,4392$, os quais valores foram substituídos na equação (4.32)

$$G_{PI\omega} = \frac{K_{P\omega}s + K_{I\omega}}{s} \tag{4.32}$$

$$G_{PI\omega} = \frac{1,493s + 5,4392}{s}$$

Tendo em vista os valores encontrados pelos equacionamentos anteriores, os mesmos foram substituídos na modelagem do controle da máquina CC. Este modelo do controle MCC será interligado no modelo dinâmico da turbina eólica demonstrada na Figura 4.5, esta interligação pode ser ilustrada conforme a Figura 4.11.

Figura 4.11 – Interligação do modelo dinâmico da turbina com o controle da MCC.



Fonte: Autoria própria (2016).

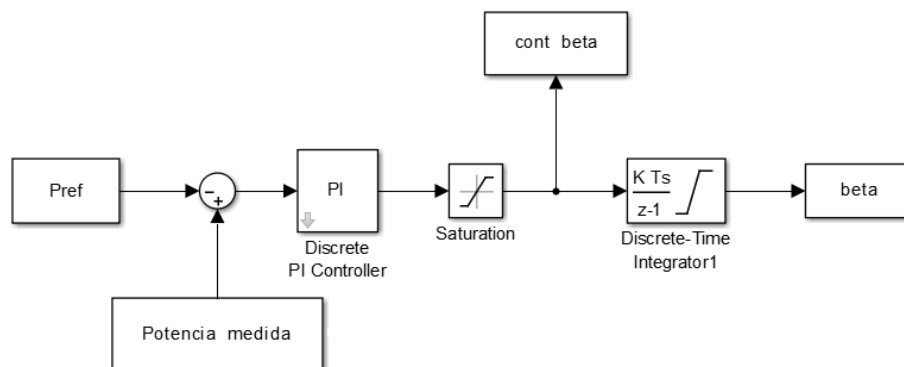
A partir das equações apresentadas pelo modelo dinâmico da turbina, juntamente com os critérios de operação estabelecidos, o mesmo resultará em uma velocidade (ω_t) e torque na turbina (T_t), estes considerados como referência para o controle da máquina CC, de acordo com a Figura 4.11. O torque de carga da MCC vai ser o mesmo que o torque do gerador síncrono, tendo por objetivo aplicar, no eixo, o torque que uma turbina real iria impor e o controle de velocidade é feito pelo gerador. Desta forma é possível obter o modelo do emulador proposto neste trabalho.

4.4.3 Controle do Ângulo de Passo das Pás (Beta)

O controle do ângulo de passo das pás, também conhecido como controle do ângulo beta, é usado para ajustar o ângulo das pás quando estas são atingidas por ventos com velocidades acima do limite estabelecido na região de MPPT.

Este sistema foi modelado no Simulink, juntamente com o modelo estático da turbina, visando fazer o controle de beta, sendo possível também utilizar limitadores para restringir a taxa máxima de variação do ângulo de passo. Na Figura 4.12 está representado o modelo.

Figura 4.12 – Controle do ângulo de passo.



Fonte: Autoria própria (2016).

Considerando que a potência medida (potência na turbina) é maior que a potência de referência (Pref), o sinal de erro na entrada do PI será positivo e fará com que o controlador atue, ajustando o ângulo das pás de modo a diminuir a potência extraída.

Caso a potência medida for menor que a potência de referência, o sinal de erro na entrada do PI é negativo, portanto o ângulo de beta será igual a 0° , operando na região de MPPT. Ou seja, a turbina irá operar na condição de máxima extração de potência do vento.

O ângulo beta está relacionado com o coeficiente de potência e com lambda, o qual é a razão entre a velocidade da ponta de pá e velocidade do vento. Desta forma pode-se estipular vários ângulos de beta para os diferentes valores de C_p .

O ângulo beta limite escolhido neste trabalho foi o de 15° . Assim, os valores de λ e C_p gerados pelos controladores ficarão limitados aos ângulos beta de 0° a 15° . Para efetuar este limite, utilizou-se o bloco “*Saturation*”, limitando a saída do controlador em 15° .

Pelo fato do beta ser um ângulo de passo, foi-se utilizado um bloco integrador de tempo discreto alterando assim o valor de beta conforme o passo discreto da simulação.

O controle de ângulo das pás são normalmente utilizado em turbinas de grande porte, ou seja, de alta capacidade de geração de potência, enquanto para turbinas de pequena escala são usualmente consideradas pás de ângulos fixos.

4.4.4 Controle MPPT

O controle do MPPT será realizado a partir de algumas condições de operação, os quais são visualizados na Figura 4.13.

Figura 4.13 – Controle do MPPT.



Fonte: Autoria própria (2016).

Com o objetivo de estabelecer os modos de MPPT para diferentes velocidades do vento foi utilizado os seguintes critérios de comparação, de acordo com a Figura 4.13.

Caso a variável “ V_v ” seja menor do que “ V_{v_min} ”, automaticamente a variável da potência medida será inferior a Potência de referência. Assim os operadores lógicos terão como saída um valor nulo não gerando nenhum valor de torque. O valor utilizado para V_{v_min} será de $5m/s$, portanto a turbina não entrará em operação.

Para que o sistema opere dentro destes limites pré-estabelecidos pelo MPPT, um controle lógico foi desenvolvido.

Se a variável “ V_v ” for maior do que “ V_{v_min} ” e a Potência de referência for maior do que a potência de medida, a porta lógica “AND” atribuirá o valor lógico “1” em sua saída gerando um valor de torque enquanto que a porta lógica “NOT” atribuirá um valor lógico “0”. Nesta situação, o critério estabelecido de operação será $5m/s \leq V_v \leq 11m/s$, a turbina entrará em operação na região de MPPT, ou seja, ela irá extrair a máxima potência do vento.

Se a variável “ V_v ” for maior do que “ V_{v_min} ” e a Potência medida for maior do que a potência de referência, o sinal na porta “AND” será igual a 1 e o sinal na saída da porta “NOT” será também “1” gerando um valor de torque maior. Neste caso, será necessário fazer o controle do ângulo das pás de modo a estabilizar a operação da turbina.

Os valores de torque gerados são subtraídos do torque calculado no diagrama de blocos. Essa subtração tende a garantir que a potência na saída da turbina não ultrapasse o valor máximo de potência determinado pelo valor da potência de referência.

A partir da metodologia apresentada, será possível comprovar a emulação da turbina por meio das simulações obtidas no Simulink, conforme exibidas no próximo capítulo.

5 RESULTADOS DE SIMULAÇÕES

Os modelos apresentados neste trabalho foram construídos através de diagramas de blocos no Simulink, com o objetivo de representar um aerogerador real.

Desta forma, este capítulo apresenta os resultados das simulações realizadas, a fim de validar as características estáticas e dinâmicas do aerogerador.

Para efetivação do trabalho, foram consideradas três situações: A primeira considera um sinal em rampa de 0 à 15m/s, a segunda situação considera dois degraus, sendo um degrau de 11m/s para 14m/s e outro de 11m/s para 3m/s e a terceira situação apresenta a síntese de série temporal de vento com diferentes velocidades de vento.

As simulações foram realizadas no MATLAB/Simulink em domínio contínuo. Devido as simulações dinâmicas envolverem dinâmicas muito lentas e muito rápidas, mecânicas e elétricas, o tempo total de simulação ficaria muito elevado, o que agregaria na necessidade de equipamentos de maior capacidade de processamento de dados para a realização das simulações.

Entretanto, com o intuito de reduzir o tempo total de simulação adotou-se um passo de resolução na solução de $1\mu s$ e uma dinâmica de tempo reduzido para cada tipo de simulação.

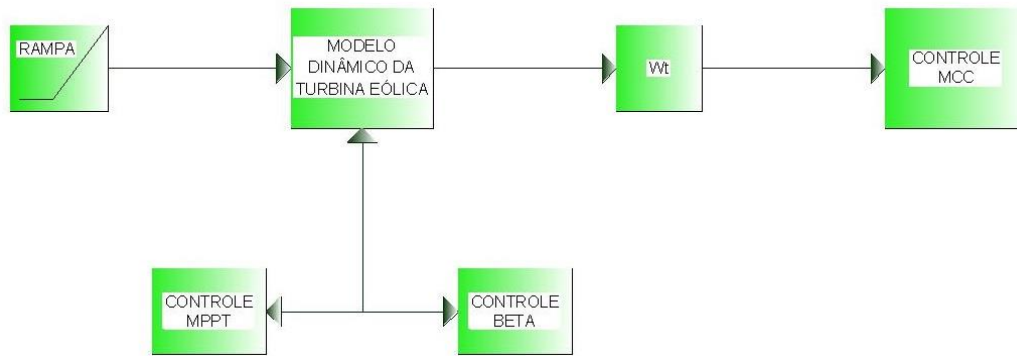
A seguir serão representados, os resultados obtidos para as simulações efetuadas.

5.1 Simulação em Rampa

De acordo com o diagrama de blocos, como mostra a Figura 5.1, foram realizadas simulações com as velocidades do vento de 0 a 15m/s em uma dinâmica de tempo reduzido de 1s.

O objetivo desta simulação será verificar o comportamento do sistema de controle se o mesmo está mantendo a geração de potência e a velocidade da turbina dentro da faixa desejada.

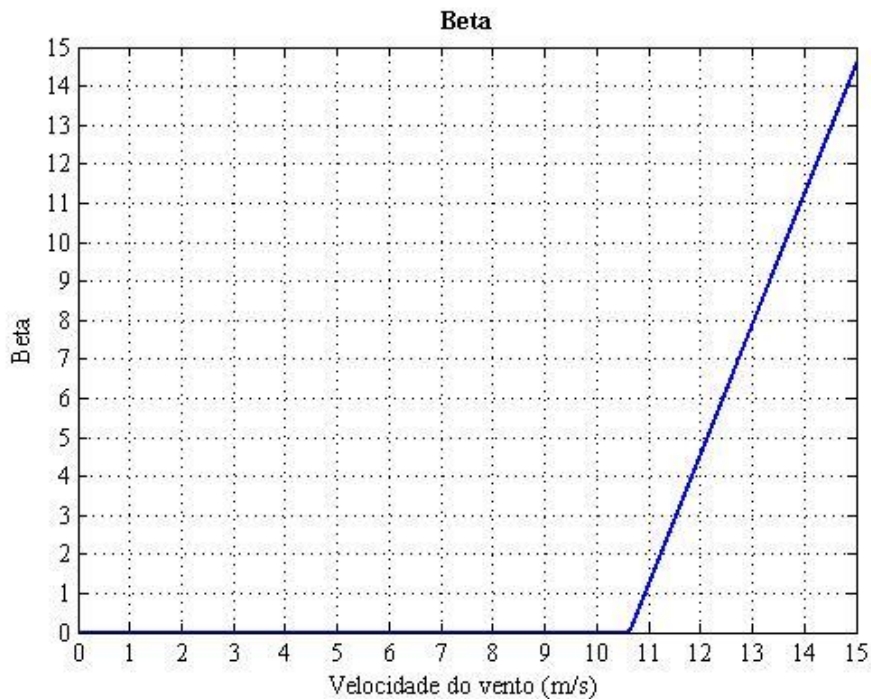
Figura 5.1 – Modelagem do emulador utilizando a Rampa.



Fonte: Autoria própria (2016).

Com base nos parâmetros de operação considerados, foram obtidos os seguintes gráficos.

Figura 5.2 – Gráfico de *Beta*.

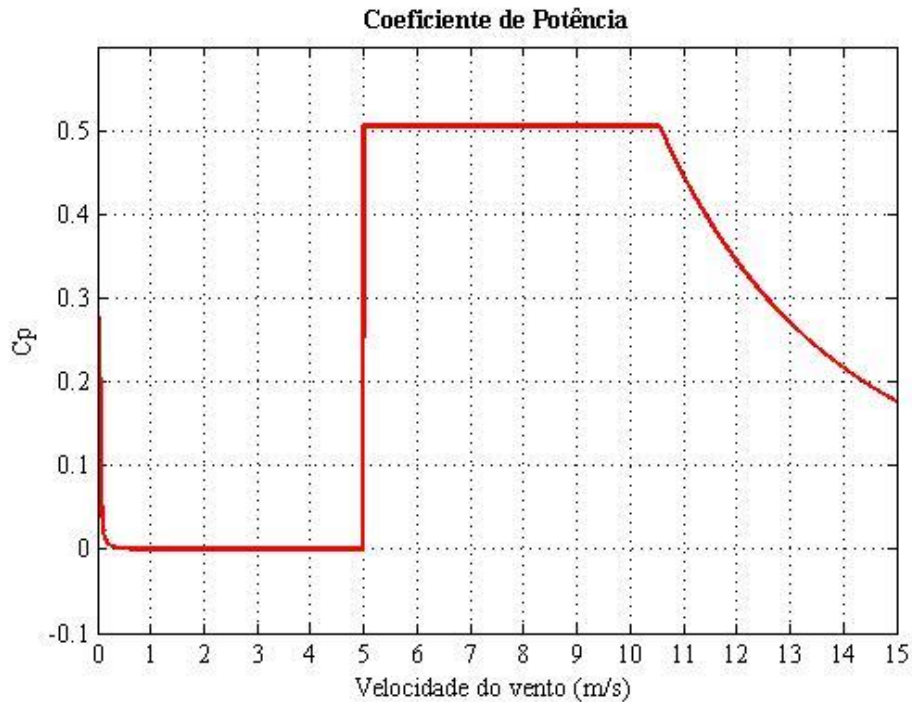


Fonte: Autoria própria (2016).

Na Figura 5.2 é possível visualizar o comportamento de Beta. O qual permanece com valor igual a zero até atingir velocidade nominal de aproximadamente 11m/s. Após ultrapassar este valor de velocidade, o seu valor é alterado através do

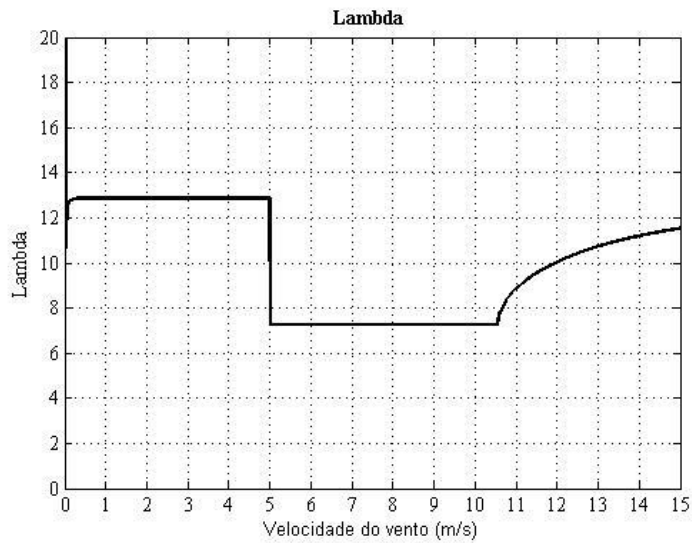
controle de beta, ou seja, ocorre o ajuste do ângulo das pás de tal forma de estabelecer o sistema de operação do aerogerador.

Figura 5.3 – Gráfico do C_p .



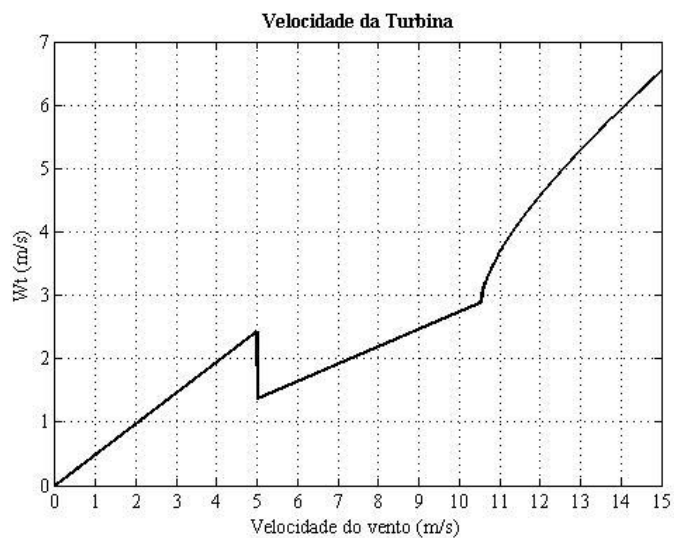
Fonte: Autoria própria (2016).

Na Figura 5.3, o C_p exibe as faixas de operação desejadas. Para velocidades menores que 5m/s, a turbina não entra em operação, permanecendo parada, e mantendo o C_p com valor igual a zero. Para velocidades de 5 a 11m/s, a região é considerada como MPPT, ou seja, o C_p terá um valor ótimo de aproximadamente 0,49. Para velocidades acima de aproximadamente 11m/s, ocorre o controle do ângulo de beta, ocasionando um declínio no valor de C_p . A potência será a mesma independente da velocidade da turbina, limitada pelo controle de beta em 800kW.

Figura 5.4 – Gráfico relação de velocidade (λ).

Fonte: Autoria própria (2016).

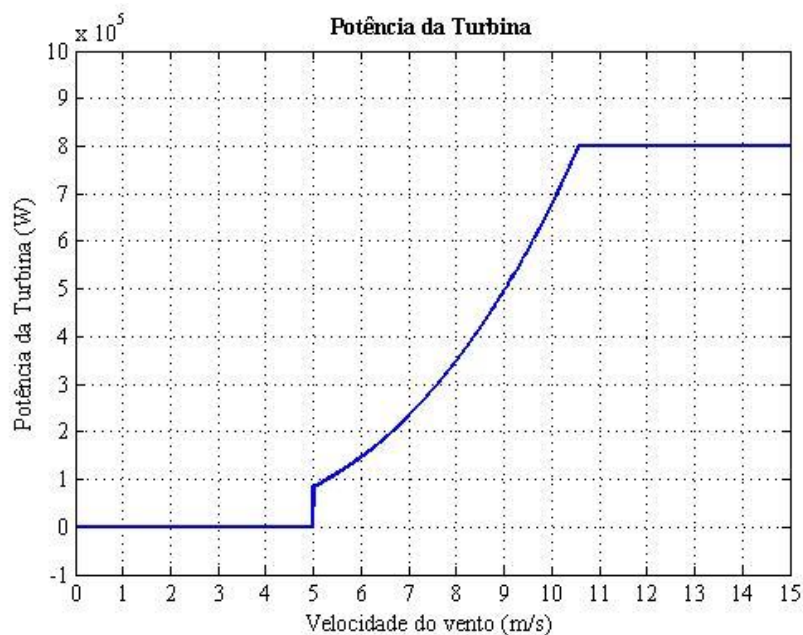
No gráfico exibido na Figura 5.4, observa-se o comportamento de λ para as faixas de velocidades de vento consideradas. Para a região de MPPT, λ atinge um valor ótimo de aproximadamente 7. Para valores abaixo da velocidade mínima estabelecida, λ possui valor constante acima de seu valor ótimo. Já para velocidades acima da velocidade nominal, conforme ocorre controle de beta, há uma variação no valor da relação de velocidade (λ), tendendo a aumentar.

Figura 5.5 – Gráfico de ω_t .

Fonte: Autoria própria (2016).

A Figura 5.5 ilustra o comportamento da velocidade da turbina em relação à velocidade do vento. Conforme a variação da velocidade do vento, o torque irá variar alterando a velocidade da máquina. Mantendo uma velocidade de aproximadamente de 3rad/s na região de MPPT, ou seja, para uma velocidade de vento de 11m/s. Acima de 11m/s, ω_t tem tendência de aumentar seu valor.

Figura 5.6 – Gráfico da potência.



Fonte: Autoria própria (2016).

Na Figura 5.6, pode-se visualizar a variação da potência extraída pela turbina conforme a variação da velocidade do vento. São perceptíveis as faixas desejadas, onde a turbina entra em operação quando a velocidade do vento atinge a velocidade mínima de 5m/s, abaixo deste valor não há geração de potência. Na faixa de 5 a 11m/s, a potência estabelece um valor ótimo de operação conforme a velocidade do vento, ou seja, a extração de potência é máxima. Já para velocidades acima da velocidade nominal, opera-se com controle de beta, resultando numa limitação de potência, estabelecendo o valor máximo de operação, desta forma, a potência será a mesma independente da velocidade da turbina (800kW).

Na simulação em rampa pode se verificar os modos de operação do aerogerador, onde a geração de potência iniciou somente no momento em que a velocidade do vento atinge a velocidade mínima estabelecida. Também pôde-se

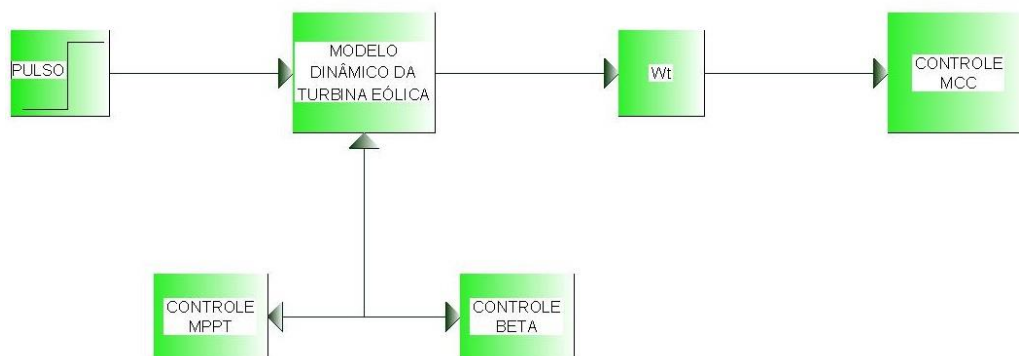
visualizar os parâmetros aerodinâmicos na região de MPPT, atingindo valores ótimos de operação.

Desta forma, pôde-se comprovar que as variáveis se comportaram de acordo com os resultados esperados, atendendo as especificações estimadas.

5.2 Simulações em Degrau

As simulações em degrau visam observar o comportamento do aerogerador em situações mais abruptas, utilizando degraus nas faixas de 11m/s para 3m/s e 11m/s para 14m/s. A modelagem do sistema pode ser visualizado na Figura 5.7.

Figura 5.7 – Modelagem do emulador utilizando Degraus.

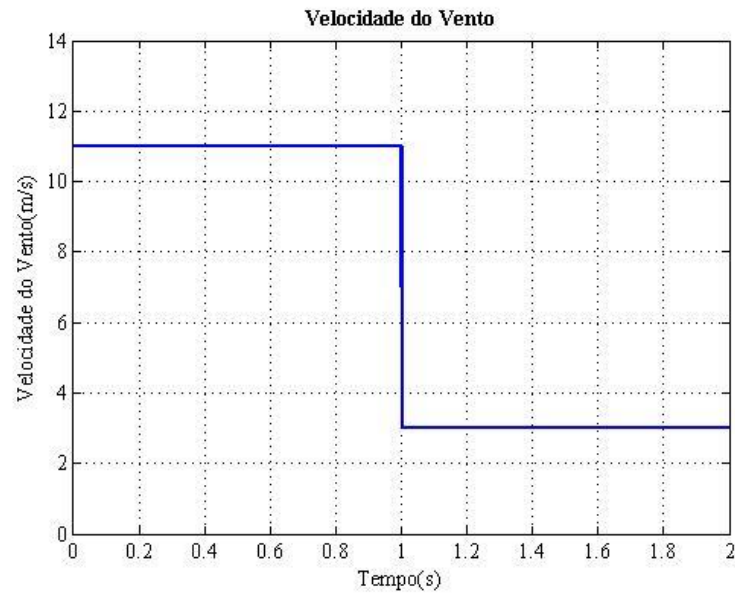


Fonte: Autoria própria (2016).

Para obtenção dos gráficos, utilizou-se um tempo reduzido de simulação de 2s para obtenção dos parâmetros de operação do aerogerador, os quais podem ser visualizados na sequência.

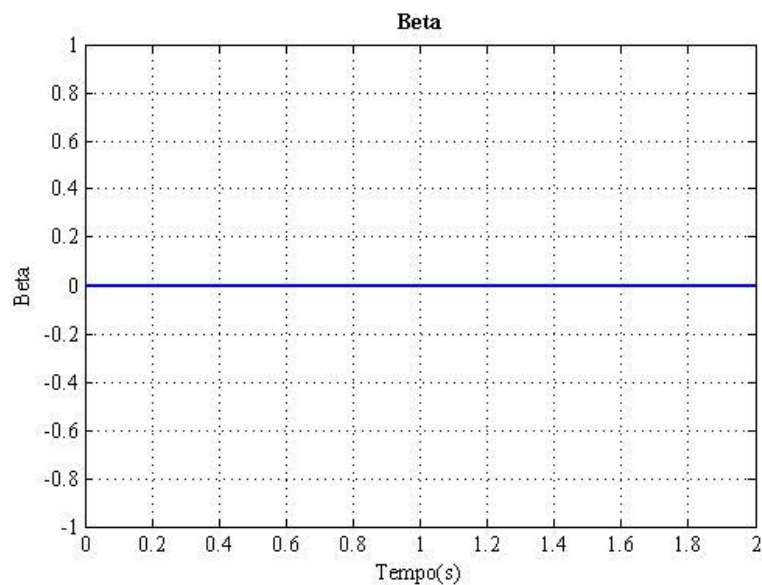
- **Degrau de 11m/s para 3m/s**

O objetivo desta simulação é variar o degrau com magnitude de 11m/s para magnitude final de 3m/s e visualizar através de gráficos o comportamento aerodinâmico por meio desta variação abrupta de velocidade.

Figura 5.8 – Gráfico degrau de velocidade.

Fonte: Autoria própria (2016).

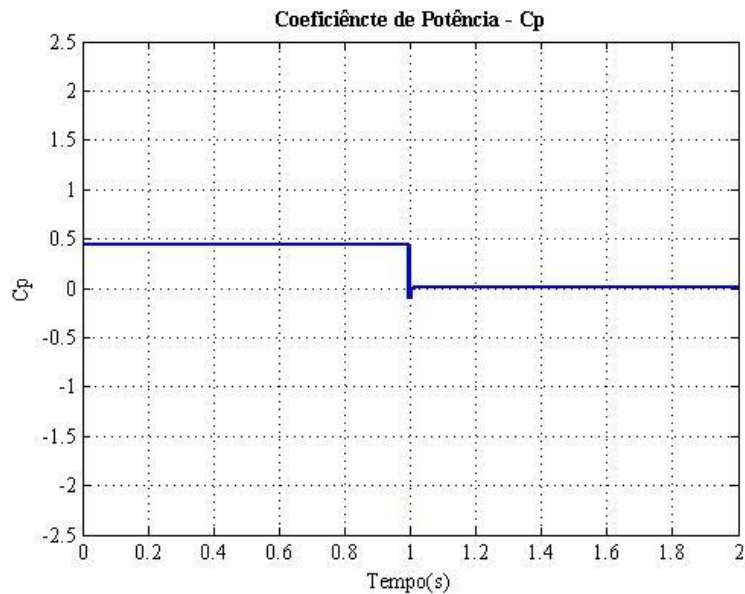
A Figura 5.8 apresenta o degrau de velocidade em 11m/s para 3m/s. Com base nestes valores, será possível obter os demais parâmetros aerodinâmicos apresentados na sequência.

Figura 5.9 – Gráfico de *Beta*.

Fonte: Autoria própria (2016).

Na Figura 5.9, pode-se visualizar que beta mantém-se com valor igual a zero, devido a velocidade do vento sofrer redução. Desta forma não houve ativação do controle do ângulo de passo, pois a velocidade não ultrapassou a velocidade nominal, mantendo o seu ângulo em um valor igual a 0° .

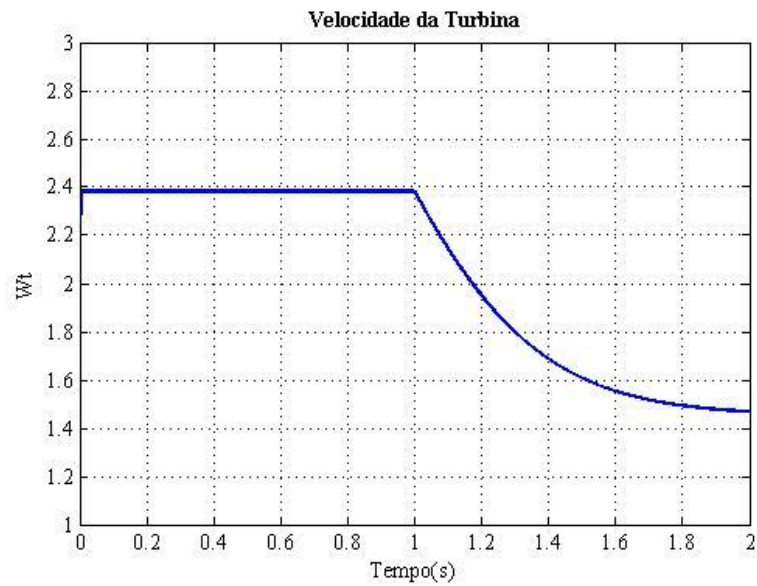
Figura 5.10 – Gráfico do C_p .



Fonte: Autoria própria (2016).

Na Figura 5.10, é possível visualizar o comportamento do C_p , o qual possui valor ótimo de operação, aproximadamente 0,49, quando permanece em 11m/s. Após ter uma variação abrupta para 3m/s, o valor de C_p se reduz a zero, pois este valor de velocidade se encontra abaixo da velocidade mínima estabelecida para o sistema, desta forma a turbina não entra em operação, conseqüentemente não haverá geração de potência.

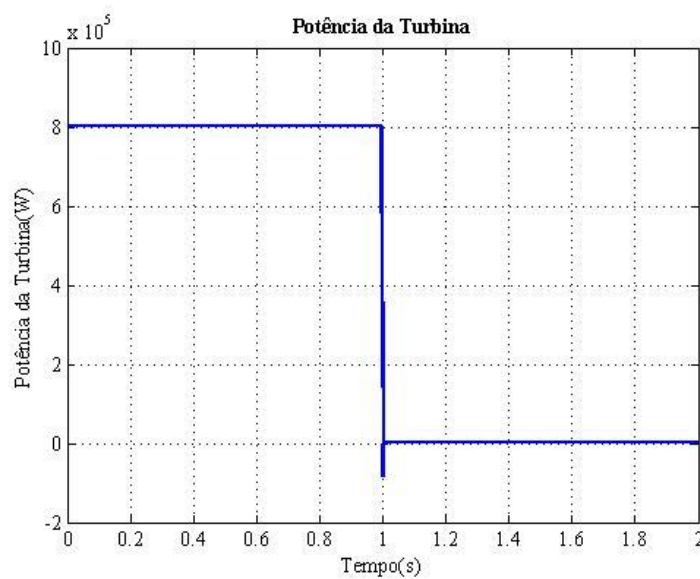
Figura 5.11 – Gráfico do ω_t .



Fonte: Autoria própria (2016).

Na Figura 5.11, é possível identificar a velocidade da turbina (ω_t), o qual mantém valor de aproximadamente 2,4m/s quando a velocidade do vento permanece em 11m/s. Após a redução de velocidade do vento para 3m/s, a velocidade da turbina decai suavemente, até a parada da turbina.

Figura 5.12 – Gráfico da potência.



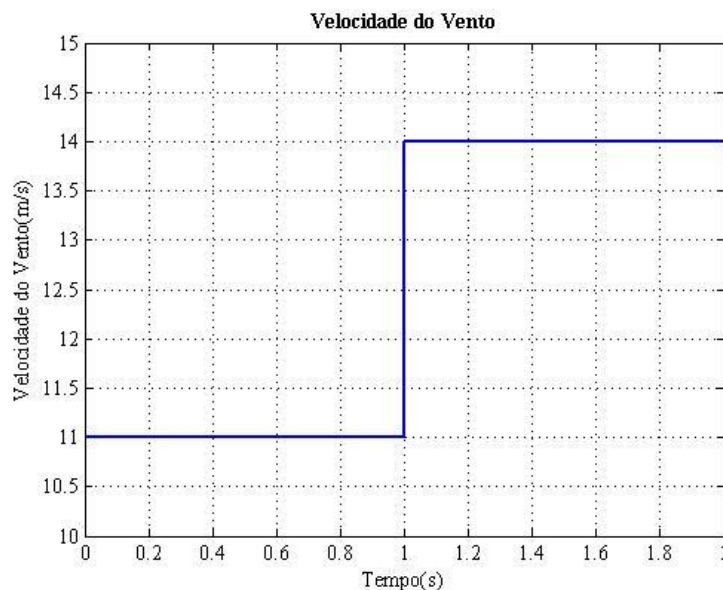
Fonte: Autoria própria (2016).

O gráfico apresentado na Figura 5.12 exibe a variação da potência gerada em relação ao degrau de velocidade do vento. Quando a velocidade se mantém em 11m/s, região de MPPT, a turbina extrairá o máximo de potência, igual a aproximadamente 800kW. Ao reduzir o valor da velocidade do vento para 3m/s, a turbina para de operar devido ao limite mínimo estipulado para o funcionamento, desta forma não há geração de potência no sistema, estabelecendo valor igual a zero.

- **Degrau de 11m/s para 14m/s**

O objetivo deste degrau é verificar o comportamento dinâmico da turbina com alterações abruptas de valores, com magnitude inicial de 11m/s e magnitude final de 14m/s. A seguir são apresentadas curvas geradas a partir das simulações realizadas.

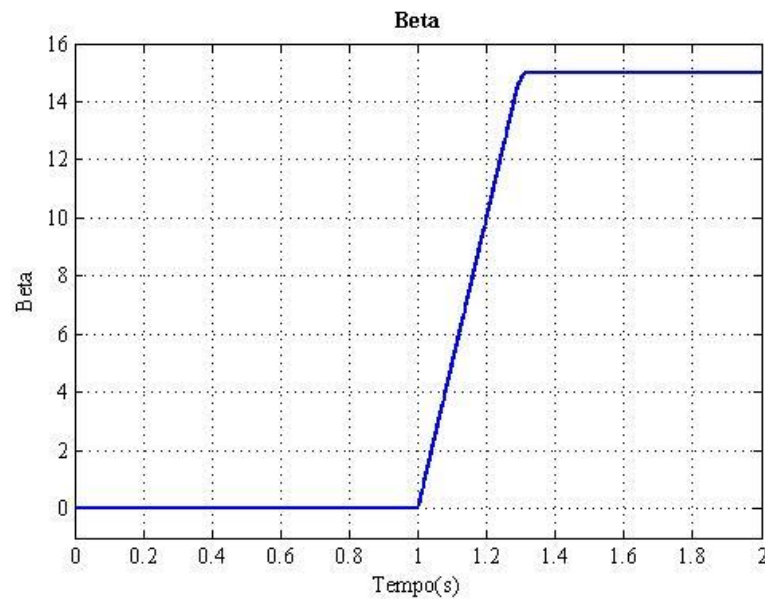
Figura 5.13 – Gráfico degrau de velocidade.



Fonte: Autoria própria (2016).

A Figura 5.13 apresenta o degrau de velocidade em 11m/s para 14m/s. Com base nestes valores, será possível obter os demais parâmetros aerodinâmicos apresentados na sequência.

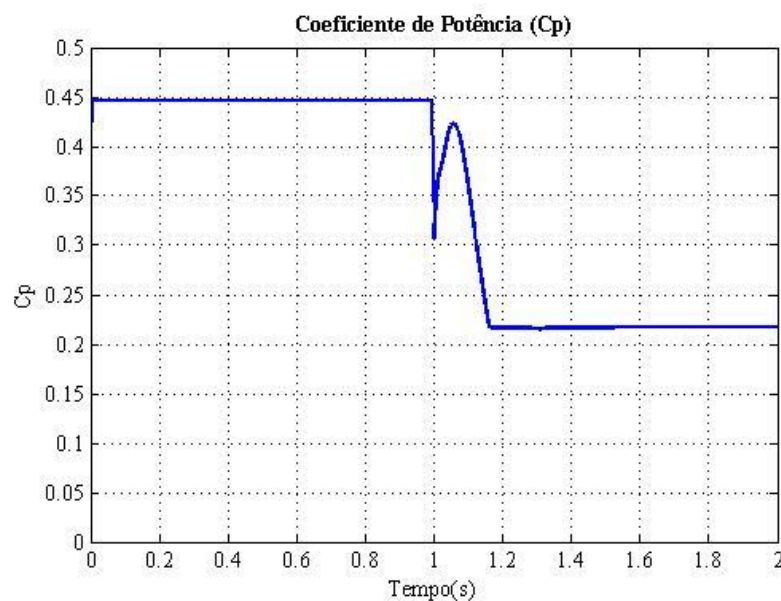
Figura 5.14 – Gráfico de β .



Fonte: Autoria própria (2016).

A Figura 5.14 exhibe o comportamento de beta em relação ao degrau de velocidade. Considerando a região de 11m/s, beta terá um valor ótimo, ou seja, com ângulo 0° . Ao sofrer aumento para 14m/s, beta sofre um elevado aumento, devido ao controle do ângulo de beta, estabelecendo-se em um valor máximo limitado a 15° .

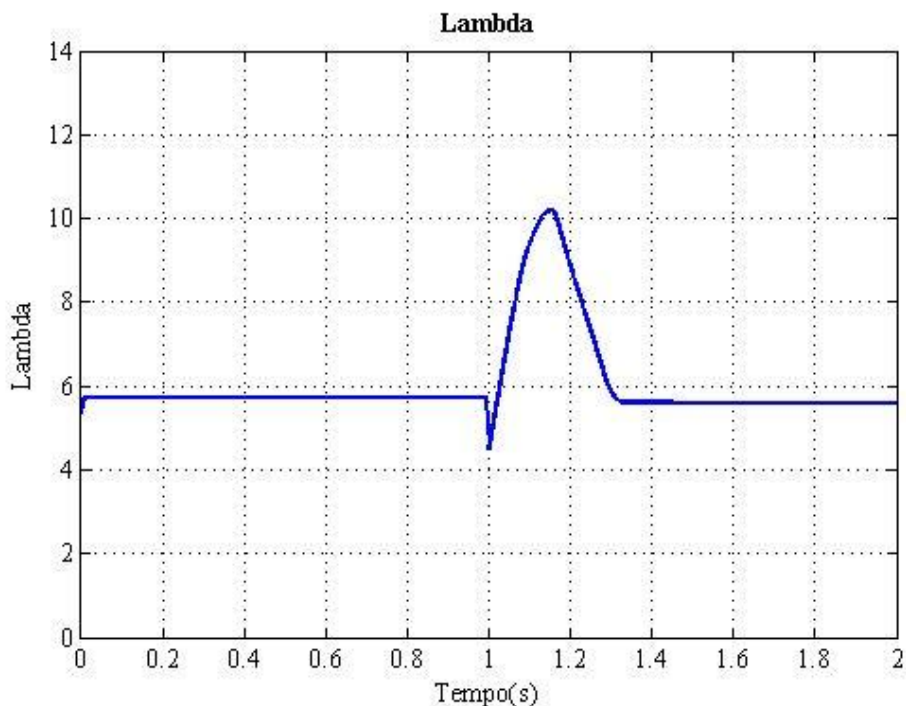
Figura 5.15 – Gráfico do C_p .



Fonte: Autoria própria (2016).

Na Figura 5.15, é possível visualizar o comportamento do C_p , o qual possui valor ótimo de operação, aproximadamente 0,45, quando permanece em 11m/s. Após sofrer acréscimo para 14m/s, o valor de C_p sofre uma pequena perturbação devido a não linearidade do modelo de controle do ângulo de beta, diminuindo seu valor e estabilizando em aproximadamente 0,2.

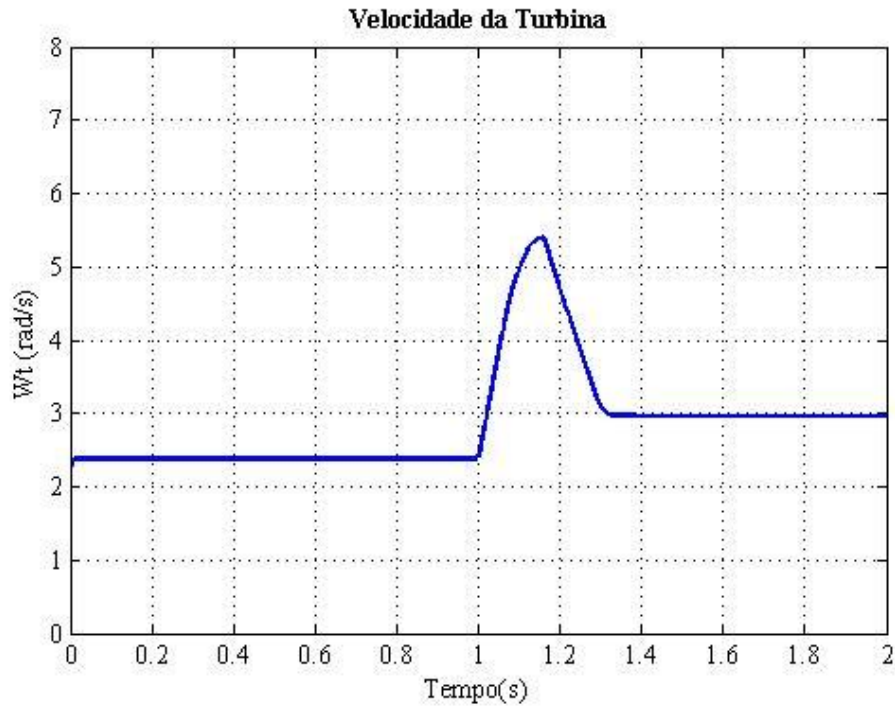
Figura 5.16 – Gráfico relação de velocidade (λ).



Fonte: Autoria própria (2016).

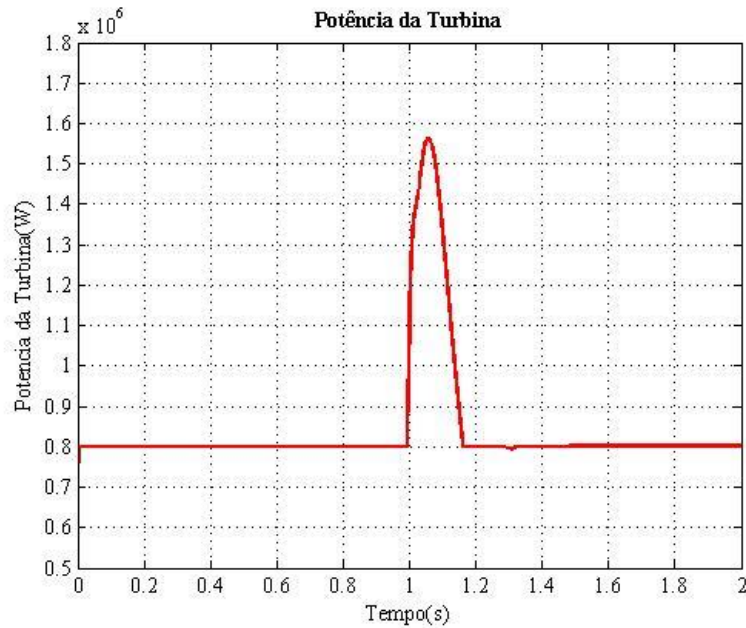
No gráfico exibido na Figura 5.16 visualiza-se a relação de velocidade (λ), a qual apresenta valor ótimo quando mantém-se em velocidade de 11m/s. Quando a velocidade passa para 14m/s, λ sofre um aumento, conforme pode-se perceber, a forma de onda sofre uma distorção devido a não linearidade do modelo de controle do ângulo de beta, este que é ativado após a velocidade do vento ultrapassar a velocidade nominal definida no sistema, tendendo a estabilizar novamente o valor de λ .

Figura 5.17 – Gráfico do ω_t .



Fonte: Autoria própria (2016).

Na Figura 5.17, é possível identificar a velocidade da turbina (ω_t), o qual mantém valor de aproximadamente 2,5rad/s quando a velocidade do vento permanece em 11m/s. Após a velocidade do vento aumentar para 14m/s, o torque irá variar alterando a velocidade da máquina, com isso, a velocidade da turbina sofre um aumento. A forma de onda sofre uma distorção devido a não linearidade do modelo de controle do ângulo de beta. Se estabilizando novamente em aproximadamente 3rad/s pelo controle do ângulo de beta.

Figura 5.18 – Gráfico da potência.

Fonte: Autoria própria (2016).

O gráfico apresentado na Figura 5.18 exibe a variação da potência gerada em relação ao degrau de velocidade do vento. Quando a velocidade se mantém em 11m/s, região de MPPT, a turbina extrairá o máximo de potência, igual a 800kW. Ao aumentar o valor da velocidade do vento para 14m/s, o valor de potência é elevado, sofrendo uma distorção devido a não linearidade do modelo de controle do ângulo de beta e posteriormente se estabiliza novamente ao valor nominal da potência de referência. Neste caso a turbina passa a limitar em um valor máximo de extração de potência, ou seja, será a mesma independente da velocidade da turbina

De modo macro, pode-se afirmar que as simulações em degrau mostraram-se compatíveis com os valores esperados, encontrando-se dentro dos valores estabelecidos para o emulador. Porém os resultados obtidos aproximam-se de valores reais, apresentando uma margem de erro aceitável para a proposta apresentada.

5.3 Simulação com Síntese de Série Temporal de Vento

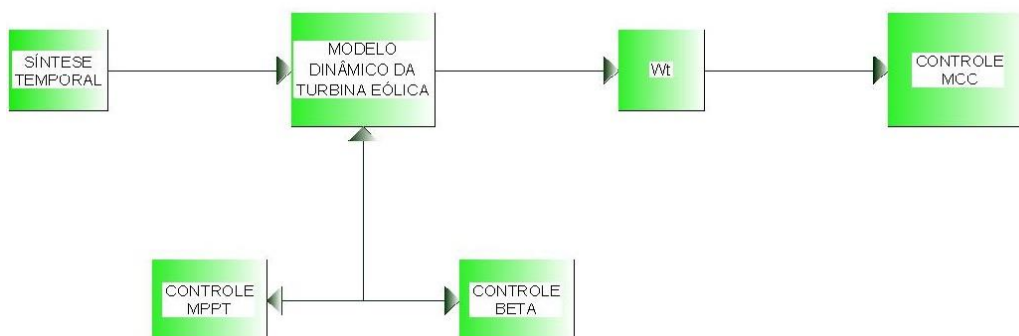
Para desenvolvimento desta simulação, foi empregada uma síntese de série temporal pré-definida, cujo modelo para síntese foi desenvolvido no capítulo 3, item 3.3, uma breve explanação do seu método de desenvolvimento e obtenção da mesma.

A partir do diagrama de blocos, ilustrado na Figura 5.19, foram realizadas as simulações com os parâmetros aerodinâmicos, de forma a visualizar o comportamento dos mesmos.

Nas simulações, poderá ser observado a série de síntese temporal do vento, quando a mesma se apresenta dentro dos limites estabelecidos pela MPPT, ou seja, quando apresenta uma velocidade média de 11m/s, gerando assim resultados capazes de comprovar melhor a funcionalidade da simulação do emulador.

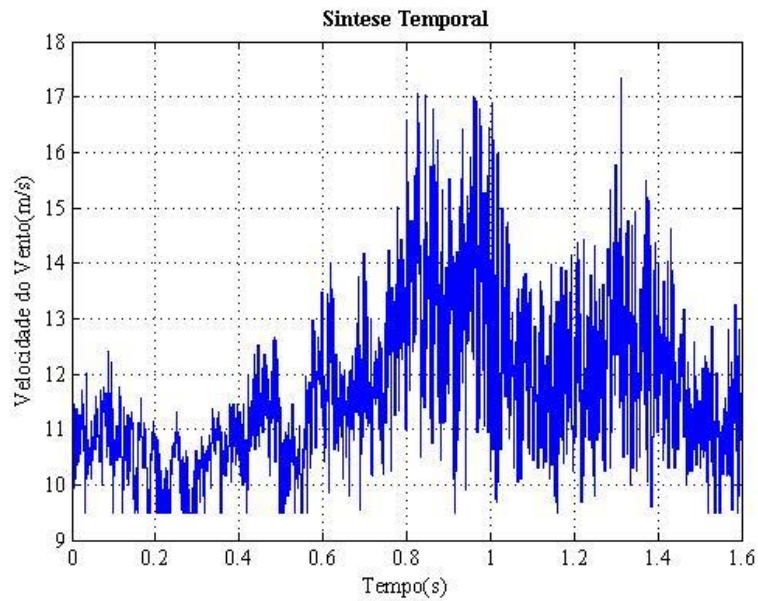
A síntese temporal em si possui um tempo total de 1,68s. Desta maneira, devido a dinâmica do sistema, a fim de reduzir o tempo total de simulação, foi utilizado o mesmo tempo da síntese.

Figura 5.19 – Modelagem do emulador: Síntese de série temporal do vento.



Fonte: Autoria própria (2016).

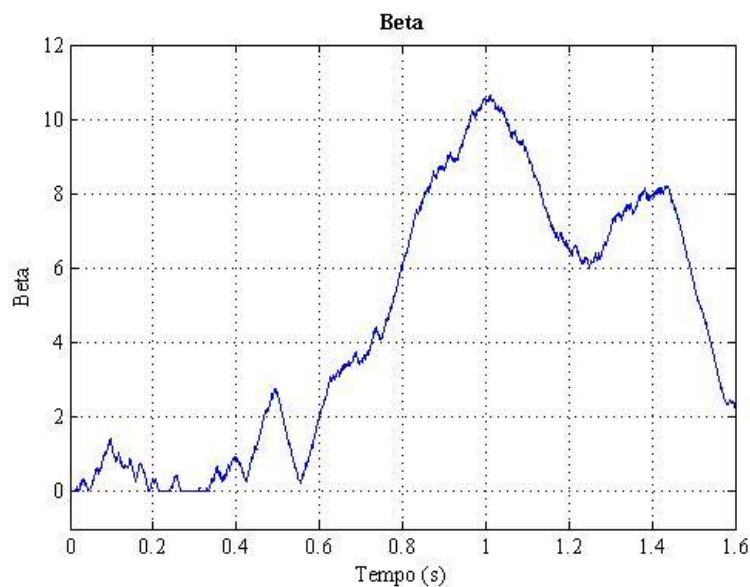
Com base nos parâmetros de operação considerados, foram obtidos os gráficos a seguir.

Figura 5.20 – Gráfico síntese temporal de ventos.

Fonte: Autoria própria (2016).

Na Figura 5.20, pode-se observar a variação da velocidade do vento obtida a partir da síntese de série temporal de ventos.

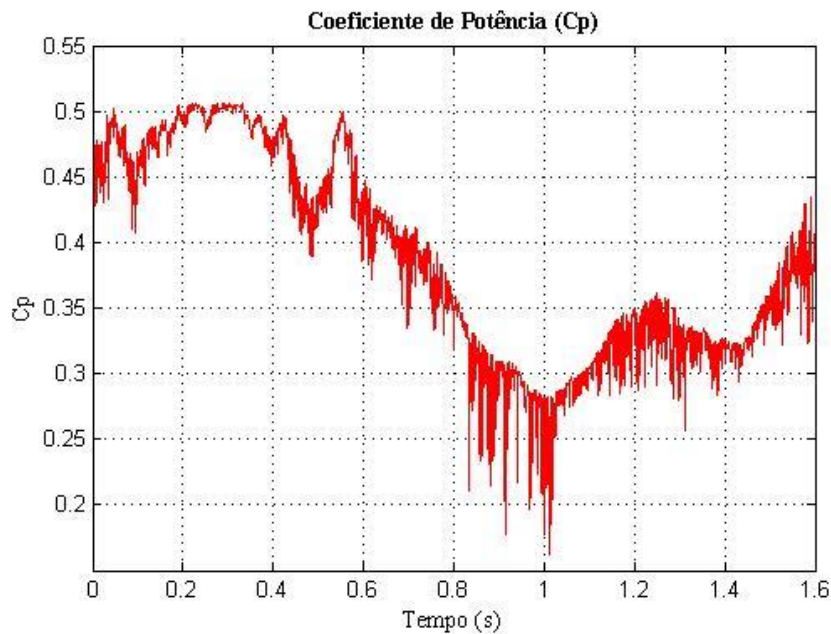
A partir deste comportamento, é possível obter as demais variáveis do aerogerador.

Figura 5.21 – Gráfico da *Beta*.

Fonte: Autoria própria (2016).

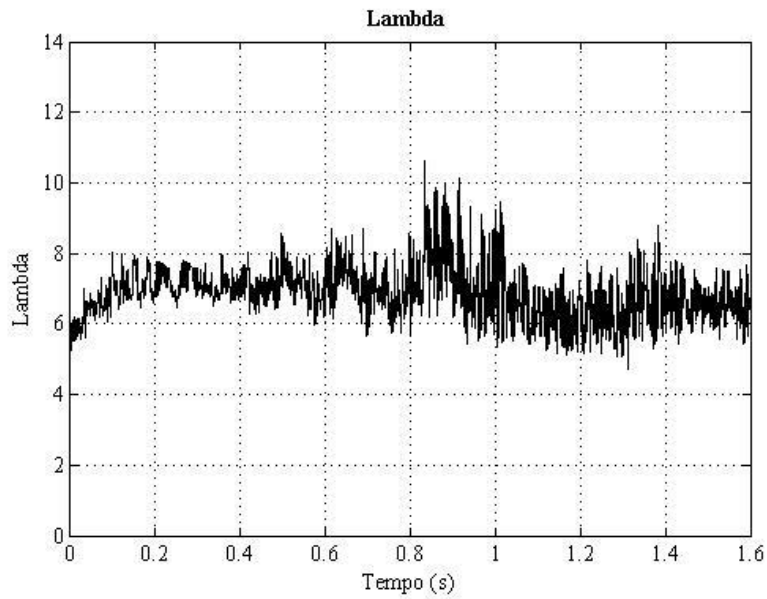
O gráfico exibido na Figura 5.21, apresenta o comportamento de beta (ângulo de passo), onde é possível observar a variação do ângulo conforme a alteração da velocidade do vento. Para valores de velocidade do vento maiores que a velocidade nominal de 11m/s, é efetuado o controle do ângulo de beta, variando de forma a limitar a geração de potência do sistema.

Figura 5.22 – Gráfico do C_p .



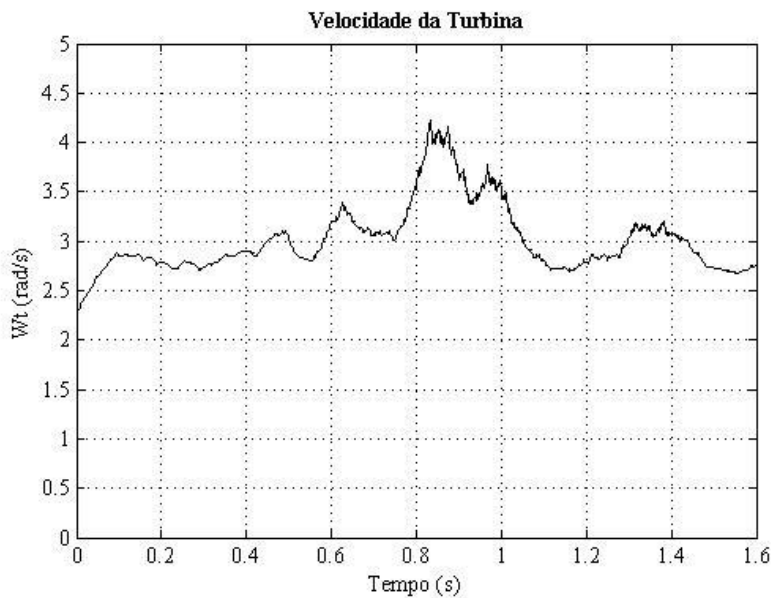
Fonte: Autoria própria (2016).

Na Figura 5.22 é representado o comportamento do coeficiente de potência (C_p) em relação à variação da velocidade do vento. O C_p irá possuir valores ótimos, aproximadamente 0,49, quando a velocidade do vento estiver na região de MPPT, estipulada em 5 a 11m/s, nesta região não haverá controle do ângulo de beta, conseqüentemente seu ângulo se mantém em zero graus. Já para velocidades acima da nominal, ocorre o controle de beta, desta forma, os valores de C_p diminuem, provocando uma redução na potência extraída do vento pelo aerogerador.

Figura 5.23 – Gráfico relação de velocidade (λ).

Fonte: Autoria própria (2016).

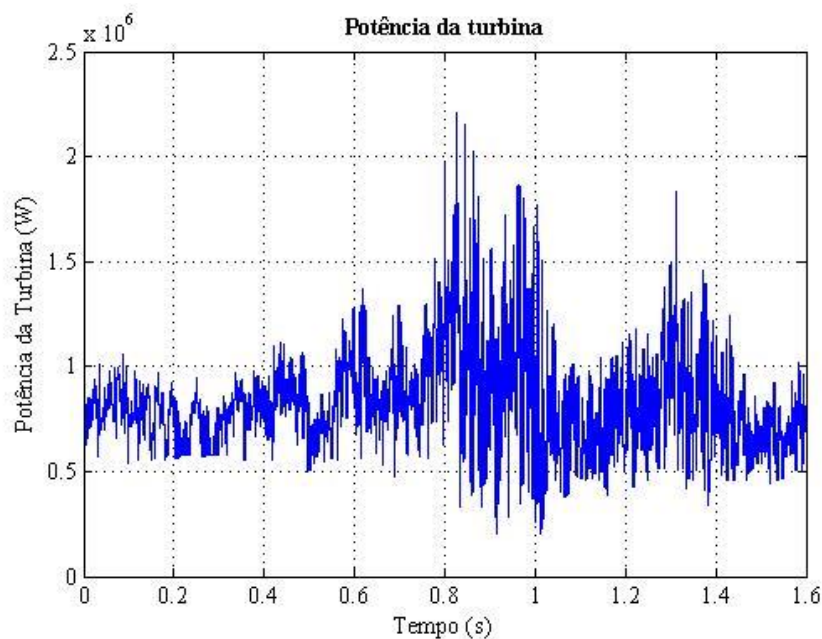
Na Figura 5.23, pode-se observar a variação da relação de velocidade (λ). A qual atinge valor ótimo de aproximadamente 7 para velocidades de vento situadas na região de MPPT. Ao contrário do C_p , λ aumenta seu valor de acordo com o aumento da velocidade do vento.

Figura 5.24 – Gráfico do ω_t .

Fonte: Autoria própria (2016).

Na Figura 5.24, observa-se o comportamento da velocidade da turbina em relação a velocidade do vento, que tem seu valor em aproximadamente 2,5rad/s quando a velocidade do vento se encontra na região de MPPT. A potência será limitada a 800kW, porém, o torque irá variar alterando a velocidade da máquina. Pode-se visualizar que seu comportamento é alterado mais lentamente devido sua inércia simulada.

Figura 5.25 – Gráfico da potência.



Fonte: Autoria própria (2016).

No gráfico ilustrado na Figura 5.25, apresenta-se a geração de potência extraída pela turbina. É perceptível a variação desta potência quando sofre influência da variação da velocidade do vento. Na região de MPPT, a geração de potência é máxima, ou seja, com valor igual a 800kW. Para valores de velocidades acima da velocidade nominal, terá aumento na extração de potência, porém a fim de evitar esforços mecânicos e danos elétricos no aerogerador, é realizado o controle de beta visando limitar a potência no seu valor nominal. Já para valores de velocidade abaixo da velocidade mínima de 5m/s, a turbina não opera e com isso não há geração de energia.

Para as simulações, foram adotados um tempo de dinâmica reduzido, devido a simulações dinâmicas serem muito lentas e muito rápidas, o que provocaria um tempo de simulação bastante elevado.

Englobando as simulações apresentadas até aqui, afirma-se que os resultados obtidos reproduzem de forma satisfatória as características estáticas e dinâmicas de um aerogerador, porém podem apresentar uma pequena alteração nos resultados em relação aos dados reais da turbina, devido a diferença dos valores de parâmetros empregados no modelo utilizado.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A proposta deste presente trabalho de conclusão de curso buscou explorar a fonte alternativa de geração de energia elétrica provida da força dos ventos, visando obter maior embasamento sobre seus parâmetros de funcionamento. Isto se deve a falta de referências científicas que impulsiona a curiosidade tanto de estudantes como de profissionais da área a respeito do tema. Entretanto, devido às características físicas de um aerogerador, torna-se difícil o estudo em grande escala, viabilizando as pesquisas através de softwares e bancadas experimentais. Contudo, não foi possível implementar este trabalho em bancada experimental (pequena escala), devido à falta de equipamentos/suporte, estrutura física e material necessários pra a confecção do protótipo. Desta forma, foram considerados apenas modelagem estática e dinâmica do sistema através de *software*.

Para tanto apresentou-se uma metodologia visando contemplar a modelagem e operação de uma turbina eólica, de forma a analisar o seu comportamento para diferentes velocidades de vento. Com isso, desenvolveu-se três simulações, possibilitando comparar os resultados e verificar o comportamento dinâmico do sistema de emulação proposto.

Para a primeira simulação considerou-se a análise em rampa, visando demonstrar o funcionamento do aerogerador através dos modos de operação. Desta forma é possível visualizar as variáveis de operação do aerogerador nos diferentes modos, verificando se os mesmos se mantêm dentro da faixa de operação desejada.

Na segunda foi abordada uma análise em degrau (pulso), fixando duas faixas de velocidades do vento de modo a observar e verificar o comportamento dinâmico da turbina durante a troca de modos de operação.

Na terceira simulação, foi utilizado uma síntese de série temporal de vento pré-definida, possibilitando visualizar o comportamento dos parâmetros do aerogerador quando este submetido a diferentes velocidades de vento. Com base nos resultados encontrados, afirma-se que estes se aproximaram dos limites esperados.

Analisando de modo macro as simulações realizadas, os resultados encontrados podem ser visualizados e comparados através de gráficos, com base nas variáveis aerodinâmicas de velocidade do vento (v_v), coeficiente de potência (C_p), ângulo de passo ($Beta$), relação de velocidade (λ), velocidade da turbina (w_t) e

potência gerada (P_t). Podendo comprovar os resultados dentro dos modos de operação, demonstrando que o comportamento operacional do emulador atende às expectativas esperadas.

Porém ressalta-se que há uma pequena margem de erro em comparação aos dados reais da turbina, devido aos valores relacionados aos parâmetros empregados no modelo utilizado.

De forma geral, pode-se dizer que a metodologia proposta se mostrou satisfatória às condições de operação impostas, encontrando situações ótimas para geração. Com isso, o emulador mostrou-se viável na obtenção e avaliação das variáveis que influenciam na geração eólica, tornando possível analisar o comportamento de um aerogerador em diferentes modos de operação, quando submetidos a variações de velocidade de vento.

Contudo, para aplicações que necessitem maior precisão, é de suma importância um levantamento de dados mais detalhado, com mais informações e pesquisa técnica focadas no objetivo almejado.

Visando uma proposta para trabalho futuro, sugere-se a implementação deste trabalho em uma bancada experimental, com o objetivo de obter resultados voltados à aplicações práticas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL, **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Disponível em:
<<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes.htm>>. Acesso em: 28 de setembro de 2015.

ARAÚJO, F. U. de.; “**SISTEMAS DE CONTROLE**”. Centro de Tecnologia -
Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, RN. 2007.

BARBERO, A. J. “**Energia Eólica**”. Curso de Física Ambiental, UCLM, material de
aula. Grupo G-9. 2012

BURTON, T. et. al. “**Wind Energy Handbook**”. John Wiley& Sons Ltd, Baffins Lane,
Chichester, West Sussex, PO19 1UD, England, 2001.

CASTRO, R. M. G. “**Equipamento Elétrico dos Geradores Eólicos.**” Universidade
Técnica de Lisboa- Instituto Superior Técnico, 2004.

CHAPMAN, S. J. “**Electric Machinery Fundamentals**”. 4. ed. New York: McGraw-
Hill, 2005. 749p. 2005.

CRESESB. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito.
Tutorial de Energia Eólica. “**Princípios e Aplicações**”. Disponível em:
<http://www.cresesb.cepel.br/content.php?cid=tutorial_eolica.htm>. Acesso em: 11 de
janeiro de 2015.

DANISH. **DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION**. Disponível em:
<<http://www.windpower.org/en/tour.htm>>. Acesso em: 01 de outubro de 2015.

ECKSTEIN, R. E. “**Simulador de Turbinas Eólicas de Velocidade Variável**”.
Trabalho de Conclusão de Curso -UFSM. Santa Maria, RS, Brasil. 2012.

EMESICO. “**Energia Eolica**”. Disponível em:
<<http://www.emesico.com/es/tecnologias/energia-eolica.htm>>. Acesso em: 25 de
maio de 2016.

EVOLUÇÃO ENERGIA EÓLICA. **Evolução Energia Eólica**. Disponível em:
<<https://evolucaoenergiaeolica.wordpress.com/energia-eolica-no-brasil.htm>>. Acesso
em: 01 de setembro de 2015.

FERREIRA, J. C. de C. **“Aplicação do Controle Vetorial e Teoria PQ no Controle de Aerogeradores Conectados à Rede Elétrica”**. Dissertação de Mestrado, Programa de Engenharia Elétrica, COPPE UFRJ, 2005.

FIGUEIRÓ, A. **“Projeto de Conversor CC/CC para Aplicações Automobilísticas”**. Projeto de Graduação apresentado ao curso de Engenharia de Controle e Automação da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2013.

FILHO, A. de C. A. **“Desafio e Perspectiva de P&D na Geração de Energia Eólica”**. Setor Elétrico no Caminho da Inovação, Revista Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL P&D. Brasília. Distrito Federal. 2009

MARTINS, F. R. et. al. **“O Aproveitamento da Energia Eólica”**. Revista Brasileira de Ensino de Física, v. 30, n. 1, 1304. São José dos Campos. São Paulo. 2008

MENDES, V. F.; **“Desenvolvimento de um simulador de turbinas eólicas usando um motor de indução controlado por DSP”**. Monografia de Conclusão de Curso, UFMG, Belo Horizonte, 2008.

MONTEZANO, B. E. M.; **“Modelo dinâmico de visualização de um aerogerador com velocidade de rotação variável e controle de passo em VRML”**. Projeto da UFRJ, Rio de Janeiro, 2007.

MOREIRA, V. T. V. et. al. **“Implementação do Modelo de uma turbina eólica baseado no controle de torque do motor CC utilizando ambiente matlab/simulink via arduino”**. 8º Encontro de Engenharia e Tecnologia dos Campos Gerais. 2012.

NETO, A. S.; et al.; **“Análise dinâmica da conexão ao sistema elétrico de usinas eólicas usando o ATP DRAW”**. Revista Brasileira de Eletrônica de Potência (SOBRAEP), Florianópolis, v. 10, n. 2, p. 67-75, 2005.

PIRES, J. C. P.; **“Estudo de rotor para turbina eólica de eixo horizontal de pequeno porte com aplicação de modelagem e simulação virtual”**. Dissertação de Mestrado pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Escola de Engenharia. Faculdade de Arquitetura. Programa de Pós- Graduação em Design. Porto Alegre, RS, 2010.

RAMOS, E. P. P. S.; SILVA, A. V. da. **“Simulação do Gerador Eólico duplamente alimentado quando submetido á variação da velocidade do vento”**. E-XACTA, Belo Horizonte. Editora UniBH, 2011.

RANGEL, R. D. et. al. **“Modelagem de Aerogerador Baseados em Máquinas Síncronas de Velocidade Variável em Programas de Análise de Estabilidade Eletromecânica.”**X SEPOPE, Florianópolis (SC), Brasil, 2006.

RASILA, M. **“Torque and Speed Control of a Pitch Regulated Wind Turbine”**. Thesis for the Master of Science Degree, Department of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2003.

RECH, A.; CARLSON, R.; VOLTOLINI, H. **“Modelagem e simulação de uma turbina eólica com torque e potência na saída”**. SICITE-XVII Seminário de Iniciação Científica e Tecnológica da UTFPR. Ponta Grossa, Paraná, 2012.

ROCHA, C. L., WATANABE, E. H., CARNEIRO, S. **“Estudo de um Sistema Gerador de Indução Auto-excitado Acoplado a um Retificador/Chopper”**. Anais V Congresso Brasileiro de Automática (V CBA), pp. 293 – 297, Campina Grande, Brasil. 1984.

ROCHA, R. C.; **“Simulação de Aerogerador em uma bancada experimental”**. Dissertação de Mestrado pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Programa de Pós- Graduação em Ciências. Rio de Janeiro, 2008.

SALLES, M. B. de C.; **“Modelagem e análises de geradores eólicos de velocidade variável conectados em sistemas de energia elétrica”**. Tese apresentada á Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2009.

SILVA, R. F. **“Emulação de uma Turbina Eólica e Controle Vetorial do Gerador de Indução Rotor Gaiola de Esquilo para um Sistema Eólico”**. Trabalho de Conclusão de Curso -UFRJ. Rio de Janeiro, RJ, Brasil. 2012.

UNFCCC, **United Nations Framework Convention on Climate Changes**. Disponível em: <<http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.html>>. Acesso em: 10 de março de 2015.

WENZEK, G. M. **“Projeto Aerodinâmico de Pás de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal.”** Trabalho de Conclusão de Curso. PUCRS, 2007.

ANEXO A

Figura A.1 – Máquina CC.

