

SIMULAÇÃO DE AEROGERADOR EM UMA BANCADA EXPERIMENTAL

Rafael Vieira Rocha

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:

Prof. Luís Guilherme Barbosa Rolim, Dr.-Ing.

Prof. Richard Magdalena Stephan, Dr.-Ing.

Prof. José Andrés Santisteban Larrea, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

ABRIL DE 2008

ROCHA, RAFAEL VIEIRA

Simulação de Aerogerador em uma Bancada
Experimental [Rio de Janeiro] 2008

XIV, 66 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc.,
Engenharia Elétrica, 2008)

Dissertação - Universidade Federal do Rio
de Janeiro, COPPE

1. Energia Eólica
2. Simulação de Aerogerador

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

SIMULAÇÃO DE AEROGERADOR EM UMA BANCADA EXPERIMENTAL

Rafael Vieira Rocha

Março/2008

Orientador: Luís Guilherme Barbosa Rolim

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho descreve o desenvolvimento de um sistema que emula uma turbina eólica em uma bancada experimental. A partir do modelo da turbina eólica 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.

O sistema implementado é composto por uma máquina de indução trifásica do tipo gaiola de esquilo, acionado por um inversor comercial, que é controlado por um microcomputador em tempo real.

Acoplando-se um gerador elétrico a esse sistema podem ser realizados estudos da qualidade de energia no ponto de conexão do sistema de geração eólica, como regulação de tensão e frequência, fluxos de potência e dinâmicas envolvidas na geração.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (M.Sc.)

EXPERIMENTAL BENCH FOR WIND TURBINE EMULATION

Rafael Vieira Rocha

March/2008

Advisor: Luís Guilherme Barbosa Rolim

Department: Electrical Engineering

This work describes the development of a system that emulates a wind turbine. The wind turbine model is used to reproduce the effects caused by changes in the wind dynamics, aerodynamic phenomena, the blade pitch controller and characteristics of the transmission system.

The implemented system is composed by a three-phase squirrel cage induction machine, driven by a frequency inverter, which is controlled in real time by a microcomputer.

By connecting an electric generator to this system, power quality studies at the point of common coupling can be performed, such as voltage and frequency regulation, power flow and generation dynamics.

SUMÁRIO

<i>SUMÁRIO</i>	<i>vii</i>
<i>Nomenclatura</i>	<i>x</i>
<i>Lista de Figuras</i>	<i>xiii</i>
CAPÍTULO 1	1
INTRODUÇÃO	1
1.1 HISTÓRICO DA ENERGIA EÓLICA	2
1.1 MOTIVAÇÃO.....	4
1.2 OBJETIVO	6
1.3 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS	8
CAPÍTULO 2	9
AEROGERADORES	9
2.1 TIPOS DE TURBINAS	10
2.2 AERODINÂMICA DAS TURBINAS	12
2.2.1 Controle Aerodinâmico de Potência.	15
2.2.1.1 – Controle por estol.	15
2.2.1.2 – Controle de passo.....	17
2.2.1.3 – Controle ativo de estol.	18
2.3 POTÊNCIA DE UMA TURBINA EÓLICA	19
2.4 DINÂMICA DO MOVIMENTO DAS MASSAS GIRANTES NA TURBINA EÓLICA	22

2.5	ALTERNATIVAS PARA SIMULAÇÃO DA TURBINA EÓLICA	24
2.5.1	Mesma Inércia.	24
2.5.2	Mesmo Torque.	24
2.5.3	Mesma Variação de Velocidade.	25
2.6	ESTADO DA ARTE	25
CAPÍTULO 3		27
EMULAÇÃO DA TURBINA EÓLICA		27
3.1	TURBINA SIMULADA	30
3.1.1	Perfil de Vento.	30
3.1.2	Cálculo da Potência do Vento.	31
3.1.3	Operação das Pás da Turbina.	31
3.1.4	Efeito do Sombreamento da Torre.	33
3.1.5	Cálculo do Torque Aerodinâmico.	35
3.1.6	Modelo Dinâmico.	36
3.2	DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA PROPOSTO	37
CAPÍTULO 4		41
SIMULAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS		41
4.1	SIMULAÇÃO DO MODELO	42
4.1.1	Modelo de Leitura de Sinal (Convertendo Sinal Analógico/Digital).	42
4.1.2	Modelo de Perfil de Vento.	43
4.1.3	Modelo do Sistema Eólico.	44
4.1.4	Modelo Dinâmico da Máquina Eólica.	44
4.1.5	Modelo Aerodinâmico da Turbina.	45
4.1.6	Modelo para Cálculo de Torque de Máxima Potência.	46

4.1.7	Referência de Velocidade para Máquina Emulada (Convertendo Sinal Digital/Analógico).....	47
4.2	RESULTADOS E ANÁLISE.....	48
4.2.1	Turbina 1 – $P_{NOM} = 1MW$	52
4.2.2	Turbina 2 – $P_{NOM} = 850kW$	55
4.2.3	Comparação entre turbinas emuladas.	58
4.2.4	Turbina 1 (1MW) com fator de sombreamento de 7%.....	60
<i>CAPÍTULO 5</i>		62
CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS		62
<i>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</i>		64

Nomenclatura

A	Área
b	Amortecimento do eixo de acoplamento
C_P	Coefficiente de potência
C_D	Coefficiente de arrasto
C_L	Coefficiente de sustentação
\vec{D}	Vetor componente da força resultante na direção de $\vec{V}_{REF_PÁ}$
\vec{F}	Vetor força resultante na pá
\vec{F}_{flap}	Vetor componente da força resultante na pá, na direção normal ao plano de movimento
\vec{F}_{edge}	Vetor componente da força resultante na pá, na direção tangencial ao plano de movimento
J_G	Momento de inércia da turbina eólica
J_T	Momento de inércia do gerador
K_E	Razão de multiplicação da caixa de engrenagens
k	Rigidez do eixo de acoplamento
K_{somb}	Máxima redução do torque por sombreamento

\vec{L} $\vec{V}_{REF_PÁ}$	Vetor componente da força resultante perpendicular a
MI	Máquina de indução
P_{vento}	Potência total do vento
P_{mec}	Potência mecânica extraída do vento
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
R	Raio da turbina eólica
SGE	Sistema de Geração Eólica
P_{NOM}	Potência nominal do aerogerador
T_G	Torque mecânico no eixo do gerador
T_T	Torque mecânico no eixo da turbina eólica
T_{somb}	Torque de redução por sombreamento
\vec{V}_{VENTO}	Vetor velocidade do vento
$\vec{V}_{PÁ}$	Vetor velocidade tangencial da seção da pá
$\vec{V}_{REF_PÁ}$	Vetor velocidade do vento vista no referencial da pá
α	Ângulo de ataque
β	Ângulo de passo
λ	Razão entre a velocidade tangencial da ponta da pá e a velocidade do vento

θ	Posição das pás da turbina
ρ	Densidade do ar
ω	Velocidade angular da turbina eólica
$\{ \}_{T}$	Parâmetro designado no eixo da turbina.
$\{ \}_{G}$	Parâmetro designado no eixo do gerador.
$\{ \}^t$	Parâmetro que é referenciado para o eixo da turbina.
$\{ \}^g$	Parâmetro que é referenciado para o eixo do gerador.
$\{ \}^{ideal}$	Parâmetro do sistema ideal de referência da turbina.
$\{ \}^{simu}$	Parâmetro da turbina simulada.
$\{ \}^{emu}$	Parâmetro medido da turbina emulada.

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Capacidade de energia eólica instalada mundial acumulada	3
Figura 2.1 – Princípios das forças aerodinâmicas resultantes da pá de uma turbina.	11
Figura 2.2 – Vista frontal de um aerogerador em movimento para observação do corte obtido para a Figura 2.3	12
Figura 2.3 – Diagrama de velocidades e forças atuantes sobre as pás da turbina. .	13
Figura 2.4 – Variação da potência de saída com a velocidade do vento em turbina com controle de passo e controle de estol.	18
Figura 2.5 – Modelo dinâmico do conjunto.....	22
Figura 2.6 – Modelo dinâmico simplificado do conjunto.....	23
Figura 3.1 – Diagrama de blocos do sistema completo.	27
Figura 3.2 – Perfil de vento.	30
Figura 3.3 – Cálculo da potência total do vento.	31
Figura 3.4 – Curva característica $C_p - \lambda$ de uma turbina real.	32
Figura 3.5 – Operação das pás da turbina – Cálculo de C_p	33
Figura 3.6 – Sombreamento da torre – Cálculo de T_{somb}	34
Figura 3.7 – Forma de onda de T_{somb}	34
Figura 3.8 – Cálculo do torque aerodinâmico na ponta do eixo da turbina.....	35
Figura 3.9 – Cálculo da velocidade do eixo da turbina simulada.	36
Figura 3.10 – Cálculo do torque do gerador.	37
Figura 3.11 – Cálculo de torque de referência para máquina controlada.	38
Figura 3.12 – Controle completo efetuado no <i>Simulink</i>	39
Figura 3.13 – Emulação completa da turbina eólica.....	40
Figura 4.1 – Modelo para obtenção da velocidade medida da entrada analógica no <i>Simulink</i>	43

Figura 4.2 – Modelo da determinação do perfil de vento no <i>Simulink</i>	43
Figura 4.3 – Modelo da máquina eólica no <i>Simulink</i>	44
Figura 4.4 – Modelo dinâmico da máquina eólica no <i>Simulink</i>	44
Figura 4.5 – Modelo do cálculo de torque da turbina eólica no <i>Simulink</i>	45
Figura 4.6 – Modelo do cálculo de torque do gerador para aproveitamento máximo do vento no <i>Simulink</i>	46
Figura 4.7 – Modelo para definir saída analógica para referência de velocidade no <i>Simulink</i>	47
Figura 4.8 – Forma de onda da velocidade do vento.....	49
Figura 4.9 – Velocidade medida da turbina emulada.	50
Figura 4.10 – Comparação entre o sinal medido e o sinal medido filtrado que representam a velocidade da turbina emulada (medida pelo tacômetro).....	51
Figura 4.11 – Curva de potência $C_p - \lambda$ para Turbina de 1MW.....	52
Figura 4.12 – Velocidades ideal, simulada e emulada da turbina de 1MW.	53
Figura 4.13 – Velocidades ideal, simulada e emulada da turbina de 1MW, aproximada entre os períodos de 60 a 70s.....	54
Figura 4.14 – Potências ideal, simulada e emulada da turbina de 1MW.....	54
Figura 4.15 – Curva de potência $C_p - \lambda$ para Turbina de 850kW.	55
Figura 4.16 – Velocidades ideal, simulada e emulada da turbina de 850kW.....	56
Figura 4.17 – Velocidades ideal, simulada e emulada da turbina de 850kW, aproximada entre os períodos de 60 a 70s.....	57
Figura 4.18 – Potências ideal, simulada e emulada da turbina de 850kW.	57
Figura 4.19 – Velocidades ideal, simulada e emulada para as duas turbinas, aproximada entre os períodos de 60 a 70s.....	58
Figura 4.20 – Potências ideal, simulada e emulada para as duas turbinas, aproximada entre os períodos de 60 a 70s.....	59
Figura 4.21 – Potências ideal, simulada e emulada da turbina de 1MW com efeito do sombreamento da torre com K_{somb} de 7%.....	61

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Com o aumento do interesse por problemas ambientais, há um esforço para a minimização do impacto ambiental causado pela geração elétrica. Com isso a busca por uma energia limpa e renovável vem recebendo muita atenção por todo o mundo. Esse esforço é feito na busca da geração elétrica por fontes renováveis de energia.

As fontes renováveis de energia têm como principais vantagens a neutralidade com relação à emissão de gases poluentes e a disponibilidade infinita do insumo energético que é convertido em eletricidade. Dentre as principais fontes renováveis em estudo pode-se destacar a energia eólica como aquela com boas possibilidades para gerar energia elétrica em grandes blocos, devido ao constante crescimento e desenvolvimento tecnológico que vem ocorrendo nos últimos anos em todo o mundo. Por isso acredita-se que a geração eólica possa vir a concorrer economicamente, em curto prazo, com fontes tradicionais de geração.

1.1 HISTÓRICO DA ENERGIA EÓLICA

A energia do vento já é empregada pelo homem desde a antiguidade. Por volta de 3500 A.C. é datada a utilização conhecida mais antiga da força dos ventos [1], para impulsionar embarcações com velas que transportavam mercadorias ao longo do rio Nilo, no antigo Egito. Por volta de 200 A.C já eram utilizados moinhos rústicos para bombear água na China e moinhos de eixo vertical para moagem de grãos na Pérsia.

Somente no século 11 os moinhos de vento foram utilizados na Europa. Eles foram aprimorados pelos holandeses e depois pelos ingleses e passaram a funcionar com eixo horizontal. No século 18 havia mais de 10 mil unidades na Holanda, onde eram empregados para a moagem de grãos, bombeamento de água e para acionar serrarias.

Os moinhos de vento foram aos poucos sendo desativados com o início da revolução industrial e a utilização de motores a vapor. Com o advento e popularização da energia elétrica, também ocorreu o desenvolvimento de moinhos de vento maiores para gerar eletricidade. Essas máquinas apareceram inicialmente na Dinamarca em 1890 [2]. Mas o baixo custo da geração elétrica por combustíveis fósseis fez com que o interesse em tal fonte de energia diminuísse.

Mas nos anos 70. a crise do petróleo e o aumento do interesse pela preservação ambiental fizeram com que a energia eólica fosse novamente considerada em todo o mundo. Nos EUA ocorreu um grande salto na instalação de aerogeradores com a introdução de incentivos fiscais nos anos 80, mas a retirada desses incentivos e os numerosos defeitos dos modelos então empregados acabou com o otimismo inicial. No entanto, os muitos progressos no desenvolvimento da

tecnologia e a preocupação ambiental cada vez maior acabaram tornando a energia eólica cada vez mais competitiva.

Desde a segunda metade da década de 90, a utilização dessa tecnologia vem crescendo a passos cada vez mais largos em todo o mundo (Figura 1.1), principalmente depois da criação de acordos internacionais para a redução da emissão de gases poluentes com a adoção do Protocolo de Kyoto [3]. Este protocolo estimula os países signatários a cooperarem entre si através de algumas ações básicas. Entre elas, reformar os setores de energia e a busca por pesquisa, promoção, desenvolvimento e aumento do uso de formas renováveis de energia.

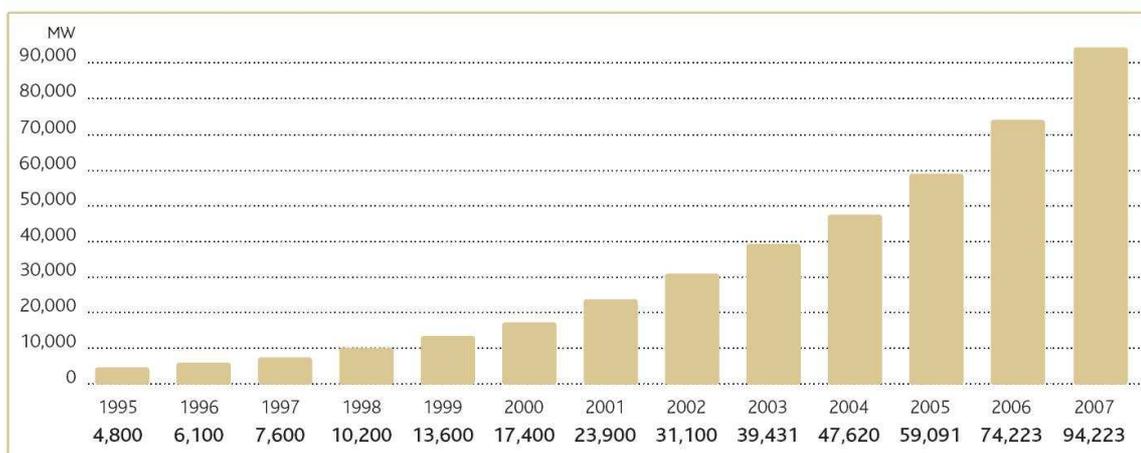


Figura 1.1 – Capacidade de energia eólica instalada mundial acumulada
(Fonte: Global Wind Energy Council, Jan.2008[4])

No Brasil já existe um balanço energético com 45,8% de utilização de energias renováveis (principalmente energia hidráulica) [24], mas o crescimento das energias renováveis continua tendo um papel importante no sistema elétrico brasileiro. Programas como o PROINFA [5] (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas) têm estimulado o crescimento do investimento em turbinas eólicas. O principal objetivo do PROINFA é a diversificação da matriz energética brasileira. Este programa, instituído pela lei nº 10.438 de 26 de Abril de 2002 e revisado pela lei nº 10.762 de 11 de novembro de 2003, promoverá a implantação de 3.300 MW

de geração cujo início era previsto para até 30 de dezembro de 2006. Este prazo foi recentemente adiado para 2008.

Entretanto, no atual estágio a geração eólica ainda representa um papel secundário no Brasil, sendo a sua capacidade instalada extremamente modesta se comparada com diversos países de todo o mundo. Entre 1999 e 2005 a capacidade instalada de energia eólica teve aumentos muito pequenos, entretanto, a expectativa de grande crescimento iminente começou a ser correspondida mais recentemente. No fim de 2005 a capacidade instalada acumulada total era de 28,55 MW [4], mas somente durante o ano de 2006 foram instalados 208 MW chegando a um total de 239 MW e a incrível marca de 717 % de crescimento. Espera-se que seja anunciado um programa para energia eólica para instalação de 5.000 MW entre os anos de 2009 e 2015.

Por outro lado, a maior parte da tecnologia utilizada na geração eólica é importada e, além dos prejuízos para a economia provocados pela saída do capital, os aerogeradores são projetados para condições diferentes das encontradas no Brasil, fazendo com que o potencial eólico não seja completamente aproveitado. Com isso, torna-se cada vez mais necessária a realização de estudos e pesquisas para auxiliar esse crescimento da utilização de energia eólica na matriz energética brasileira.

1.1 MOTIVAÇÃO

Como foi descrito na seção anterior, o uso da geração eólica está em visível expansão. A conexão desses sistemas de geração eólica com a rede elétrica pode dar origem a problemas diversos. Devido a esse aumento, tornou-se cada vez mais

evidente a necessidade de estudos para prever e reduzir a probabilidade de ocorrência de problemas em sua implementação como, por exemplo, estudos de controle de tensão, reativos e fluxo de carga em condições nominais e de contingências.

A possibilidade de efetuar estudos com a característica de um sistema real em bancada é de grande valia e de suma importância para o desenvolvimento de sistemas eólicos mais sofisticados. Desta forma, é possível aumentar a qualidade de energia produzida e diminuir distúrbios causados pela conexão e reconexão de turbinas eólicas no sistema elétrico.

Uma das maiores dificuldades encontradas no estudo da geração eólica é a reprodução do comportamento do rotor do aerogerador. Uma das opções é a construção de um protótipo em escala reduzida, e a sua utilização em um túnel de vento. Quando o foco do estudo está no desenvolvimento aerodinâmico, esta é uma opção viável e necessária, contudo, quando o foco é na transformação da energia, de mecânica para elétrica, o custo, o tempo e a complexidade de se montar todo o sistema o torna pouco atraente.

Conforme será detalhado em seções posteriores, o arranjo experimental utilizado neste trabalho para reproduzir em bancada a dinâmica de um sistema de geração eólica (SGE) envolve simulações computacionais em tempo real. Paralelamente a essas simulações, é feito também o acionamento controlado de uma máquina elétrica, cuja finalidade é produzir no eixo do gerador um movimento similar ao que seria produzido por uma turbina real. Para evitar dúvidas, este processo é doravante designado como a “emulação da turbina eólica”.

Emular uma turbina eólica em laboratório é importante, pois dá a possibilidade de pesquisa em bancada de um sistema eólico completo sem as adversidades, riscos e custos de um trabalho de campo em uma turbina real.

Esse trabalho propõe um sistema que, uma vez configurado com os parâmetros de uma turbina eólica, reproduza em tempo real o comportamento dessa turbina eólica. Duas máquinas de indução trifásicas do tipo gaiola de esquilo terão seus eixos diretamente acoplados entre si, fazendo com que o torque e velocidade a serem produzidos pela turbina emulada tenham que ser iguais aos vistos pelo eixo do gerador no sistema real.

Ambas as máquinas serão acionadas por conversores comerciais, controlados externamente. Esse controle também será feito em tempo real, com o uso de algoritmos implementados no ambiente *simulink*, executados em um microcomputador.

1.2 OBJETIVO

Este trabalho tem como objetivo o desenvolvimento do projeto, a implementação e a validação de um sistema que emula uma turbina eólica.

É emulada em uma máquina de indução tudo o que é visto pelo gerador da parte aerodinâmica da turbina eólica. Isto inclui toda a transformação da potência do vento incidente nas pás da turbina em potência aerodinâmica girante no seu eixo. Faz-se possível com isso representar qualquer dinâmica de vento, fenômenos aerodinâmicos, mecanismos de controle de passo das pás e características do sistema de transmissão.

Tudo deve ser emulado em tempo real e controlado por um computador, podendo ser aplicada uma dinâmica real de regime de ventos de uma região qualquer ou uma série temporal que se deseje aplicar para experimentar situações críticas específicas.

Diferentes características e mecanismos de controle podem ser testados e otimizados para encontrar uma melhor solução final, que deve resultar em uma melhor qualidade da energia produzida, com um menor custo.

Na realização de tal objetivo, foram abordados os seguintes itens:

- (i) Entendimento e apresentação do modelo de aerogerador;
- (ii) Conhecimento e estudo da bibliografia disponível sobre o assunto proposto;
- (iii) Estudo, configuração e operação completa do conversor utilizado no sistema proposto;
- (iv) Estudo, configuração e operação dos equipamentos e ferramentas diversos utilizados no projeto;
- (v) Modelagem, simulação e implementação do sistema completo emulado;
- (vi) Realização de testes experimentais para verificação do correto funcionamento do sistema;
- (vii) Validação do modelo com a verificação do seu correto funcionamento através da análise dos resultados obtidos.

1.3 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

O trabalho é dividido em cinco capítulos com os seguintes conteúdos:

CAPÍTULO 1 – Capítulo introdutório com o escopo do trabalho, a motivação, seu objetivo e sua estrutura.

CAPÍTULO 2 – Encontram-se as descrições do aerogerador e dos principais fundamentos da conversão da energia eólica em energia mecânica, que posteriormente será convertida em energia elétrica. Neste capítulo, é feita uma revisão bibliográfica sobre o princípio de geração eólica, principais tipos de turbinas e acionamentos, rastreamento do ponto de eficiência máxima e os problemas típicos ocorridos na conexão de turbinas eólicas na rede elétrica. Por fim, é feita uma revisão bibliográfica citando os estudos já feitos na busca de um simulador de turbina eólica.

CAPÍTULO 3 – Descreve-se como foi efetuada a implementação da turbina eólica simulada em bancada experimental. É feito o detalhamento passo a passo de cada etapa e são apresentadas as limitações e problemas existentes no sistema proposto.

CAPÍTULO 4 – Detalha-se a montagem do sistema simulado e o controle do acionamento da máquina que é emulada como uma turbina eólica. São obtidos os seus resultados e feita uma análise dos dados apresentados.

CAPÍTULO 5 – São apresentadas as conclusões e as propostas para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

AEROGERADORES

Aerogeradores são equipamentos desenvolvidos para a conversão da energia cinética disponível nos ventos em energia elétrica. Um aerogerador tem como partes constituintes principais:

- Pás;
- Cubo do rotor;
- Nacele;
- Engrenagens;
- Caixa multiplicadora de rotação;
- Gerador;
- Torre.

As pás do rotor constituem o principal elemento aerodinâmico do aerogerador, pois as forças tangenciais resultantes de sua interação com o vento dão origem ao torque aplicado ao eixo do gerador elétrico. Por isso é importante o perfeito entendimento dos fenômenos envolvidos em sua operação, a fim de que os modelos a serem desenvolvidos para emulação da turbina eólica tenham boa fidelidade.

Este capítulo será, portanto, dedicado a apresentar uma revisão dos princípios fundamentais que regem a operação das turbinas eólicas, com o propósito de obter um modelo matemático a ser utilizado para simulação e controle do sistema de acionamento que irá operar como uma turbina emulada.

2.1 TIPOS DE TURBINAS

De acordo com a orientação do eixo, as turbinas são classificadas em turbinas de eixo horizontal e turbinas de eixo vertical.

As turbinas de eixo vertical possuem diversas vantagens como não ser preciso orientar a turbina conforme o vento e a possibilidade de se instalar a caixa de engrenagens e o gerador elétrico no solo. Porém sua potência de saída não pode ser facilmente controlada em ventos elevados simplesmente mudando a inclinação da pá. Por essa razão, atualmente, elas desempenham um papel secundário.

De acordo com a interação das pás com o vento, as turbinas são classificadas em turbinas de arraste e turbinas de sustentação. Na Figura 2.1 são ilustrados os dois tipos de forças aerodinâmicas – arraste e sustentação – que podem ocorrer no rotor de uma turbina eólica. A operação de cada tipo de turbina é respectivamente caracterizada pelo predomínio de cada uma dessas forças, devido a aspectos construtivos [7].

As turbinas de arraste são aquelas em que o vento empurra as pás forçando o rotor a girar. Nestas turbinas, a velocidade das pás não pode ser maior que a velocidade do vento, o que limita sua eficiência. São usadas frequentemente em áreas rurais, para bombear pequenos volumes de água com ventos de baixa velocidade.

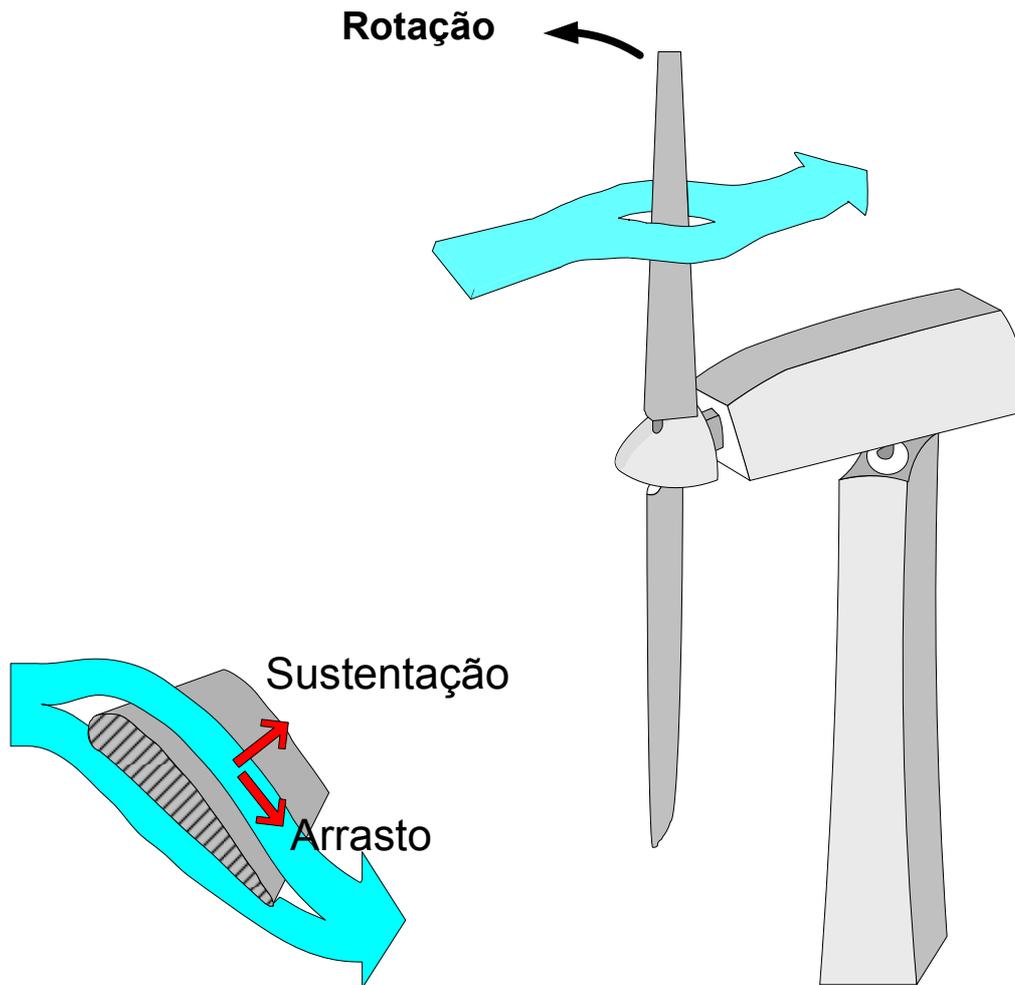


Figura 2.1 – Princípios das forças aerodinâmicas resultantes da pá de uma turbina.

Conforme apresentado em [7], as turbinas de sustentação utilizam características aerodinâmicas similares à das asas dos aeroplanos. O vento passa mais rapidamente sobre o lado mais longo formado pela forma da superfície da pá. Neste lado é criada uma área de baixa pressão. O diferencial de pressão entre as duas superfícies resulta em uma força de sustentação. Em uma asa de avião, isto ocasiona uma força de elevação. Como as pás da turbina são confinadas pelo cubo para se mover em um plano, a força de sustentação irá ocasionar sua rotação como mostrado na Figura 2.2.

2.2 AERODINÂMICA DAS TURBINAS

A Figura 2.2 ilustra a vista frontal de um aerogerador em operação. Nesta vista frontal é destacado o sentido do vento e o sentido de rotação para a observação do corte de seção transversal de uma pá do rotor.

VISTA FRONTAL:

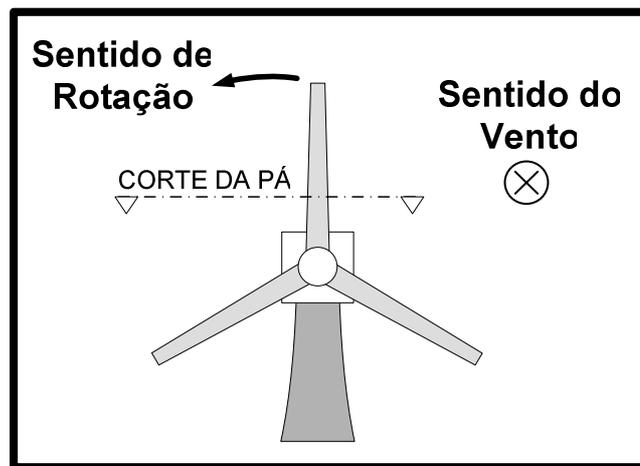


Figura 2.2 – Vista frontal de um aerogerador em movimento para observação do corte obtido para a Figura 2.3

Este corte com a turbina eólica em movimento é mostrado na Figura 2.3. Onde a linha tracejada que interliga os pontos mais distantes da seção da pá é chamada de “linha de corda”, e adota-se ainda a nomenclatura a seguir:

- \vec{V}_{VENTO} → Velocidade absoluta do vento incidente na turbina;
- $\vec{V}_{PÁ}$ → Velocidade tangencial da seção da pá;
- $\vec{V}_{REF_PÁ}$ → Velocidade do vento vista no referencial da pá:
Subtração vetorial de \vec{V}_{VENTO} por $\vec{V}_{PÁ}$;
- α → ângulo entre $\vec{V}_{REF_PÁ}$ e a “linha de corda”, chamado “ângulo de ataque”;

- $\beta \rightarrow$ ângulo entre $\vec{V}_{PÁ}$ e a “linha de corda”, chamado “ângulo de passo”;
- $\vec{D} \rightarrow$ Componente da força resultante na mesma direção do vento visto pela pá, ou força de arrasto;
- $\vec{L} \rightarrow$ Componente da força resultante perpendicular a direção do vento visto pela pá, ou força de sustentação;
- $\vec{F} \rightarrow$ Força resultante na pá
- $\vec{F}_{flap} \rightarrow$ Componente da força resultante na pá, na direção normal ao plano de movimento (*flap*);
- $\vec{F}_{edge} \rightarrow$ Componente da força resultante na pá, na direção tangencial ao plano de movimento (*edge*).

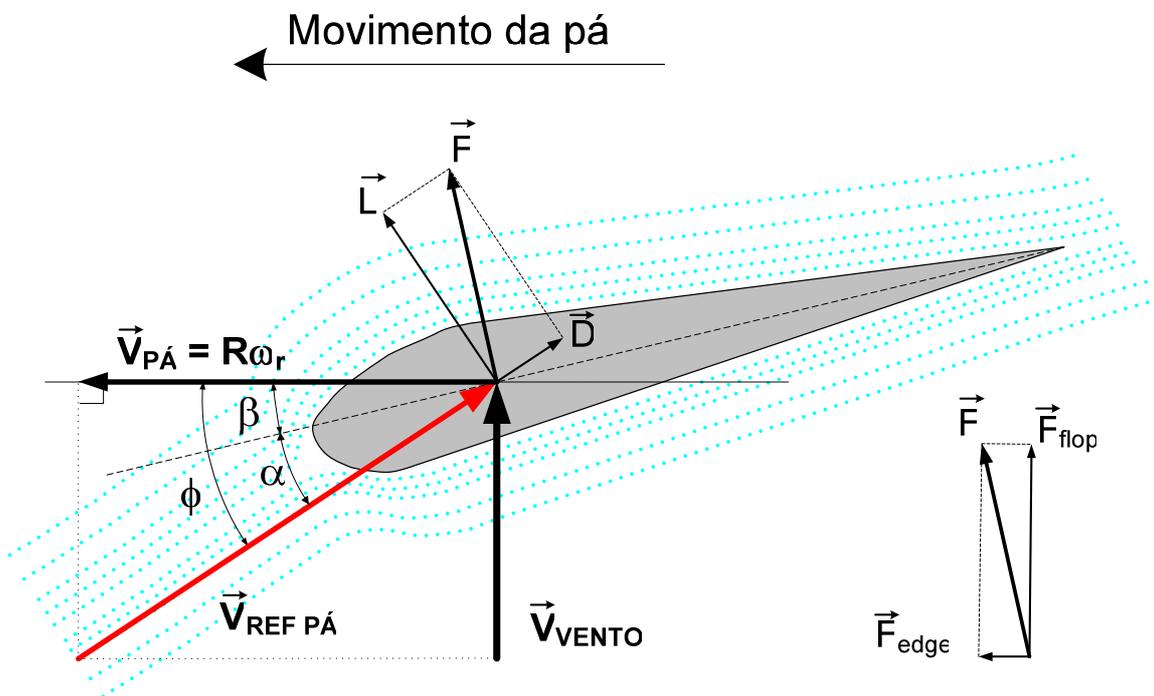


Figura 2.3 – Diagrama de velocidades e forças atuantes sobre as pás da turbina.

As componentes da força que determinam a rotação da turbina são definidas pela equação (2.1)

$$\begin{cases} \vec{F}_{edge} = \vec{L} \cdot \text{sen}(\phi) - \vec{D} \cdot \text{cos}(\phi) \\ \vec{F}_{flap} = \vec{L} \cdot \text{cos}(\phi) + \vec{D} \cdot \text{sen}(\phi) \end{cases} \quad (2.1)$$

Para uma mesma velocidade de rotação e vento incidente em uma turbina, o ângulo ϕ não se altera. Assim, as componentes da força resultante normal e tangencial ao plano de movimento podem ser alteradas com o controle das forças \vec{D} e \vec{L} .

De acordo com [12], a intensidade das componentes \vec{D} e \vec{L} tem influência direta do ângulo de ataque da pá da turbina. A força de arrasto é máxima para um ângulo de ataque próximo a 90° e mínimo para um ângulo de 0° . A força de sustentação é máxima para um ângulo de ataque de aproximadamente 15° . Acima desse valor, a força de sustentação começa a reduzir, devido a um fenômeno que será visto com mais detalhes na seção 2.2.1.1, quando for apresentado o detalhamento do controle por estol. Com isso, as componentes da força resultante responsáveis pelo movimento da pá podem ser controladas com a alteração do ângulo de ataque α .

Embora o ângulo de ataque tenha uma influência mais direta nas forças aerodinâmicas exercidas sobre as pás de um rotor eólico, é mais conveniente expressar a potência desenvolvida pelo mesmo em função do ângulo de passo, β cuja medição e controle são mais simples.

2.2.1 Controle Aerodinâmico de Potência.

As turbinas eólicas são projetadas de maneira que atinjam e mantenham a potência nominal o máximo de tempo possível. Para isso é necessário obter uma mesma potência de saída para diversos valores distintos de velocidades do vento. Da mesma forma devem ser previstos dispositivos de limitação para se evitar esforços excessivos nos componentes mecânicos para ventos de velocidade elevada. Para isto, o atual estágio de desenvolvimento das turbinas eólicas oferece três formas construtivas que permitem o controle da potência produzida no rotor:

2.2.1.1 – Controle por estol.

É um sistema passivo que reage à velocidade do vento. As pás do rotor são fixas e não podem ser giradas em torno de seu eixo longitudinal. O ângulo de passo é escolhido de tal maneira que na faixa de operação próxima a velocidade nominal, o escoamento atinge o perfil aerodinâmico das pás em condições ótimas. Com rotação constante ou praticamente constante e com o aumento da velocidade do vento, o ângulo de ataque vai crescendo até que o escoamento se descole da face superior das pás (estol), ou seja, o fluxo se afasta da superfície da pá, surgindo regiões de turbulência entre este escoamento e a superfície. Este efeito reduz a força de sustentação e aumenta a de arrasto. Devido a tal fenômeno, o sistema atua como um freio aerodinâmico, limitando a potencia de saída da turbina [7, 18].

Para que a potência do rotor não reduza drasticamente é necessário ocorrer um suave desenvolvimento do estol. Isto é feito com uma leve torção longitudinal em cada pá evitando que o efeito estol ocorra em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo.

Normalmente as curvas de potência (potência x velocidade do vento) de turbinas com estol demonstram uma pequena queda de potência para velocidades do vento ligeiramente superior a velocidade nominal e uma pequena elevação se esta velocidade continuar a crescer (Figura 2.4). No geral o controle somente por estol (com pás fixas) é aplicado em turbinas de classes pequena e média, pois este tipo de controle para grandes turbinas é considerado arriscado por conta da estabilidade dinâmica e da intensidade dos esforços mecânicos.

São turbinas mais simples do que as com controle por passo, apresentando as seguintes vantagens:

- Inexistência de sistemas de controle de passo;
- Estrutura de cubo do rotor mais simples;
- Menor número de peças móveis ocasionando menos manutenção e reduzindo a chance de defeitos;
- Auto-controle de potência.

2.2.1.2 – Controle de passo.

É um sistema de controle ativo efetuado a partir de um sinal do gerador de potência. Com o aumento do vento para valores superiores ao nominal, a potência gerada é mantida constante com o giro das pás do rotor em torno do seu eixo longitudinal. A potência de saída é regulada com o controle das forças aerodinâmicas que atuam sobre as pás, através da variação do seu ângulo de ataque com a alteração do ângulo de passo [7, 18].

Nesse modelo, sob todas as condições de vento, o fluxo em torno dos perfis da pá do rotor é bem aderente à superfície sem produzir o efeito de estol. O esforço provocado pelo rotor sobre a torre e estrutura de fundação em aerogeradores com controle de passo é consideravelmente menor que o provocado por turbinas com controle de estol. Assim há uma redução de material empregado e por consequência um menor peso de toda estrutura em turbinas com esse sistema de controle. O ajuste do ângulo de passo da pá requer peças móveis adicionais no cubo do rotor e conseqüentemente maiores custos da parte mecânica do que as turbinas de pás fixas.

Como mostrado em [13], a Figura 2.4 esboça o padrão de potência de saída com a variação da velocidade do vento em uma turbina com controle de passo e controle por estol.

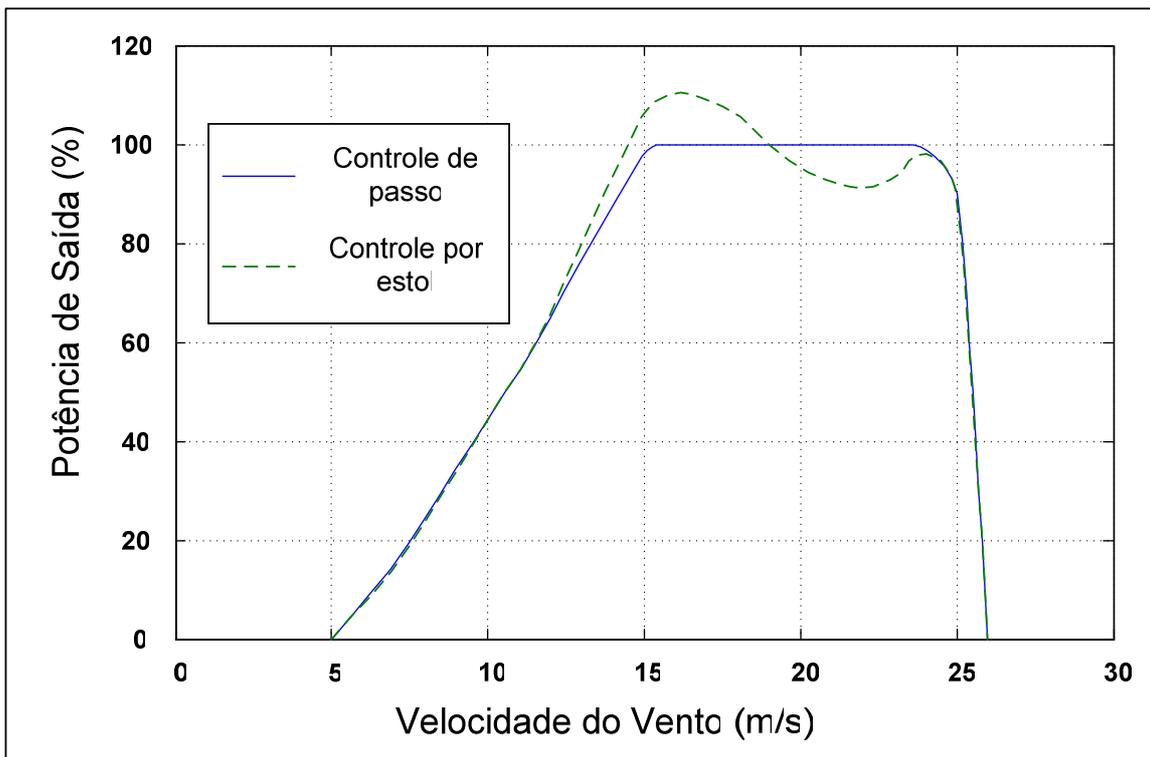


Figura 2.4 – Variação da potência de saída com a velocidade do vento em turbina com controle de passo e controle de estol.

2.2.1.3 – Controle ativo de estol.

É um sistema de controle que consiste na junção das técnicas de controle de passo e por estol [7]. Tecnicamente, o controle ativo de estol assemelha-se às máquinas de controle de passo, uma vez que elas têm as lâminas de passo variável. No intuito de obter um alto torque para velocidades baixas, a máquina geralmente é programada do mesmo jeito que é feito no controle de passo em baixas velocidades. Muitas vezes são usados apenas alguns passos fixos, variando com a velocidade do vento.

No entanto, quando a máquina atinge a potência nominal é notada uma grande diferença das turbinas com controle de passo. Se o gerador está prestes a sobrecarregar, a máquina irá posicionar suas lâminas no sentido oposto do que ocorre no controle de passo. Quer dizer, irá aumentar o ângulo de ataque das pás com o intuito de que elas entrem em um profundo efeito estol, desperdiçando o excesso de energia do vento.

Uma das vantagens do controle ativo de estol é poder controlar a potência de saída com maior precisão que o controle por estol passivo, de modo que seja evitada que essa potência ultrapasse a nominal da máquina no início de uma rajada de vento.

2.3 POTÊNCIA DE UMA TURBINA EÓLICA

Segundo [12], somente uma parcela da energia cinética do vento que atinge a área das pás da turbina é convertida em energia rotacional do rotor. Essa conversão de parte da energia cinética dos ventos causa uma redução da sua velocidade logo após sua passagem pelas pás do aerogerador. Se tentarmos extrair toda a energia cinética do vento incidente, o ar ia acabar com a velocidade zero, ou seja, o ar não poderia sair da turbina. Nesse caso, não teríamos como extrair energia, uma vez que obviamente todo o ar também seria impedido de entrar no rotor da turbina. No outro caso extremo, a velocidade do vento após a passagem pelas pás se manteria igual à velocidade antes da passagem. Com isso, também não teríamos extraído energia do vento.

É possível supor que deve haver alguma forma de redução da velocidade do vento que está entre esses dois extremos e é a situação mais eficiente para converter a energia cinética dos ventos em energia rotacional no rotor.

Segundo [7], a resposta é a redução do vento na saída da turbina para 2/3 de sua velocidade original. Este ponto de operação ideal é conhecido como Lei de Betz, cujo principal resultado diz que a máxima parcela da energia cinética do vento que pode ser convertida em energia mecânica por uma turbina eólica é de 59%.

A potência total disponível em uma massa de ar em movimento, quando interceptada por uma turbina eólica é dada pela equação 2.2:

$$P_{VENTO} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V_{VENTO}^3 \quad (2.2)$$

Onde:

ρ – densidade do ar (kg/m^3);

A – área varrida pelas pás da turbina eólica (m^2), (πR^2);

V_{VENTO} – velocidade do vento incidente na turbina eólica (m/s).

A eficiência da conversão da energia cinética dos ventos em rotacional pela turbina é uma das principais características de um aerogerador. Essa eficiência varia com o ponto de operação da máquina, sendo dependente do ângulo de passo β , e da relação de velocidades λ entre a velocidade tangencial da ponta das pás e a velocidade do vento (equação 2.3).

$$\lambda = \frac{\omega_T \cdot R}{V_{VENTO}} \quad (2.3)$$

Onde:

ω_T – velocidade angular da turbina eólica;

R – raio das pás da turbina eólica.

A parcela da potência dos ventos convertida em energia rotacional do rotor e que será transmitida para o gerador elétrico por meio do sistema de engrenagens é definida então pela multiplicação do coeficiente de potência pela potência total dos ventos (equação 2.4).

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V_{VENTO}^3 \cdot C_P(\lambda, \beta) \quad (2.4)$$

Com isso, a busca da potência ideal de saída é feita não somente com o controle por estol, de passo ou por controle ativo de estol vistos em 2.2.1. Essa potência ideal pode ser alcançada operando a turbina eólica sob diferentes velocidades do eixo do motor. Dessa forma, C_P^{ideal} pode ser obtido mantendo-se a relação de velocidades λ em um valor ideal, alterando a velocidade do eixo do rotor proporcionalmente com a velocidade do vento incidente na turbina. Essa é uma das principais vantagens responsáveis pela difusão do uso de turbinas de velocidade variável em vez das turbinas de velocidade fixa.

2.4 DINÂMICA DO MOVIMENTO DAS MASSAS GIRANTES NA TURBINA EÓLICA

O rotor da turbina eólica pode ser acoplado diretamente ao eixo do gerador, ou então através de uma caixa multiplicadora de velocidades (Figura 2.5). O modelo tradicionalmente utilizado para representar o comportamento dinâmico do conjunto eólico é o que utiliza um sistema composto por duas massas e seus respectivos momentos de inércia, sendo que uma massa representa a turbina eólica completa e a outra o rotor do gerador. Estas massas são conectadas por um eixo que tem a sua rigidez e amortecimento modelados, como mostrado na Figura 2.5. Uma caixa de engrenagens com uma relação K_E é utilizada para acoplar o lado de baixa velocidade da turbina com o lado de alta velocidade do gerador.

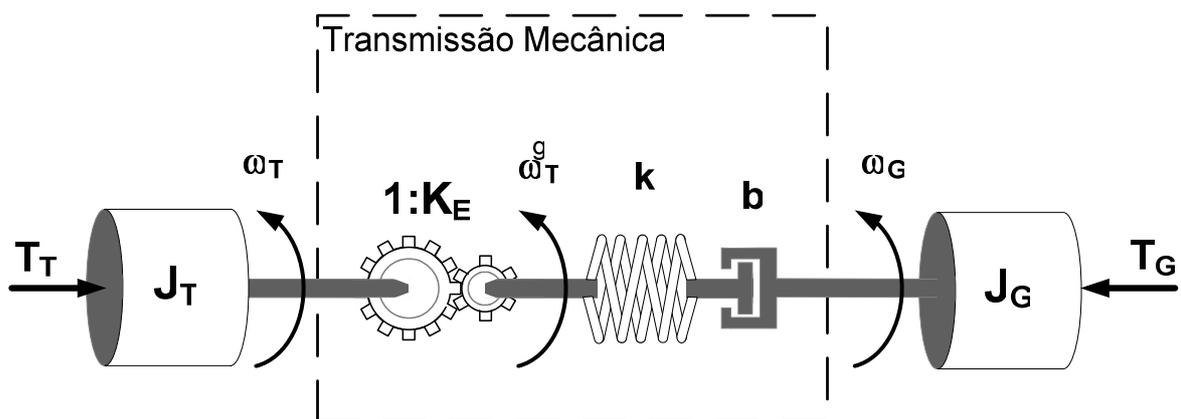


Figura 2.5 – Modelo dinâmico do conjunto.

Onde:

J_T – Momento de inércia da turbina eólica;

J_G – Momento de inércia do gerador;

k – Rigidez do eixo de acoplamento;

b – Amortecimento do eixo de acoplamento;

K_E – Relação de transformação da caixa de engrenagens.

Quando se trabalha com aerogeradores que operam com rotação variável uma abordagem mais simplificada é possível, desprezando-se a dinâmica do eixo, obtendo a relação $\omega_T^g = \omega_G$ [10]. Com isso pode-se utilizar um modelo com apenas uma massa e inércia equivalentes. Esse modelo simplificado é mostrado na Figura 2.6.

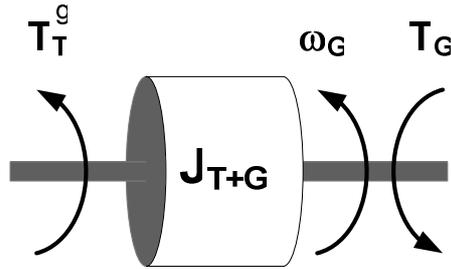


Figura 2.6 – Modelo dinâmico simplificado do conjunto.

Onde

J_{T+G} – Momento de inércia total do conjunto turbina/gerador.

Por conveniência, todas variáveis e constantes do sistema devem estar referenciadas para uma mesma base de velocidade e torque. Referenciando tudo para o lado de alta velocidade da caixa de engrenagens (lado do gerador) temos:

$$\begin{cases} T_T^g = K_E^{-1} \cdot T_T \\ \omega_G = K_E \cdot \omega_T \\ J_{T+G} = J_G + K_E^{-2} \cdot J_T \end{cases} \quad (2.5)$$

Neste caso o sistema pode ser representado pela equação 2.6.

$$T_T^g - T_G = J_{T+G} \cdot \dot{\omega}_G \quad (2.6)$$

No caso do aerogerador modelado neste trabalho, o qual opera com rotação variável, foi adotado o modelo de uma inércia para a modelagem do conjunto.

2.5 ALTERNATIVAS PARA SIMULAÇÃO DA TURBINA EÓLICA

Para a simulação da dinâmica do sistema de geração eólica em uma bancada experimental existem três alternativas possíveis que podem ser seguidas. Cada uma delas tem características peculiares que valem ser destacadas

2.5.1 Mesma Inércia.

Nesse caso, o sistema simulado tem a mesma inércia do sistema real vista pelo eixo do gerador. Apesar da massa do sistema ser de elevada grandeza, a relação vista na equação (2.5) mostra que a inércia da turbina é reduzida de um modo inversamente proporcional ao quadrado da relação de transformação da caixa de engrenagens.

Com isso, torna-se factível a montagem desse sistema com a utilização de volantes de inércia. Mas esse sistema tem como grande desvantagem o fato de ser necessário um novo volante de inércia para cada turbina que se queira simular.

2.5.2 Mesmo Torque.

Com esse sistema, a turbina simulada é controlada oferecendo ao eixo o mesmo torque que a turbina real possuiria para uma determinada velocidade do vento e do eixo da turbina.

Assim, é obtida a simulação somente das condições de regime permanente do sistema, ignorando-se o regime transitório do sistema. Dessa maneira, aspectos

importantes como a qualidade da energia gerada não é possível ser estudada de maneira correta.

2.5.3 Mesma Variação de Velocidade.

Essa alternativa faz com que o sistema emulado na bancada experimental obtenha a mesma variação de velocidade do sistema real que se quer simular. Desse modo, o sistema reproduz as condições de regime permanente e transitório do sistema.

Com isso, é a única alternativa no qual é possível simular diversas turbinas distintas com a possibilidade de estudo da qualidade da energia gerada através da análise do transitório do sistema. Por isso, essa foi a opção adotada nesse trabalho.

2.6 ESTADO DA ARTE

Nos últimos anos, estudos sobre simuladores de turbina eólica foram realizados por diferentes grupos de pesquisa. Por diversos anos, máquinas de corrente contínua (CC) eram as únicas utilizadas para este objetivo. Autores de [14]-[16] fizeram estudos equivalentes, ao utilizarem motores CC com controle da corrente da armadura. Em [14] o motor CC é controlado com a utilização do torque eletromagnético. O circuito da armadura e do campo foram controlados de modo que a máquina CC obtenha as características estáticas de uma turbina eólica.

Embora uma máquina CC seja ideal sob o ponto de vista do controle, é em geral mais caro e volumoso se comparada com uma máquina de corrente alternada (AC) de potência equivalente, além da necessidade de uma manutenção constante

devido a utilização de comutadores e escovas. Devido a isso e ao grande avanço da eletrônica de potência surgiram cada vez mais pesquisas utilizando máquinas de indução como nas referências [17]-[19] apresentando algumas variações entre esses diversos estudos.

Em [17] e [18], os autores fizeram estudos equivalentes ao controlar uma máquina de indução para que ela gere no seu eixo o mesmo torque que uma turbina eólica, com isso tendo a possibilidade de estudo de situações de regime permanente de um sistema de geração eólica.

Os autores de [19] buscaram a emulação da turbina pela mesma alternativa que foi adotada neste trabalho, procurando reproduzir as condições de regime transitório de um aerogerador fazendo com que a máquina de indução que emula a turbina fosse acionada com a mesma variação de velocidade do modelo de turbina que é simulado.

A diferença principal é a maneira com que o gerador é conectado a rede. Em [19] o gerador é conectado diretamente enquanto que no presente trabalho a conexão será feita através de dois conversores interligados pelo elo CC (configuração *back-to-back*).

Além disso, existem diferenças de implementação entre [19] e o sistema aqui descrito. Neste trabalho, o controle é feito no ambiente simulink em tempo real, em vez de utilizar-se um DSP como em [19]. Além disso, um sensor de torque não é utilizado neste trabalho, sendo utilizado o torque de referência do gerador como uma das variáveis de controle, em lugar do torque medido. Para que isto seja possível, é preciso que o gerador seja operado em modo de controle de torque, através de um inversor de frequência.

CAPÍTULO 3

EMULAÇÃO DA TURBINA EÓLICA

Este capítulo descreve a implementação da turbina eólica emulada em bancada experimental, para reproduzir as condições dinâmicas e de regime permanente da operação real de um sistema eólico. Um diagrama de blocos do sistema completo é mostrado na Figura 3.1.

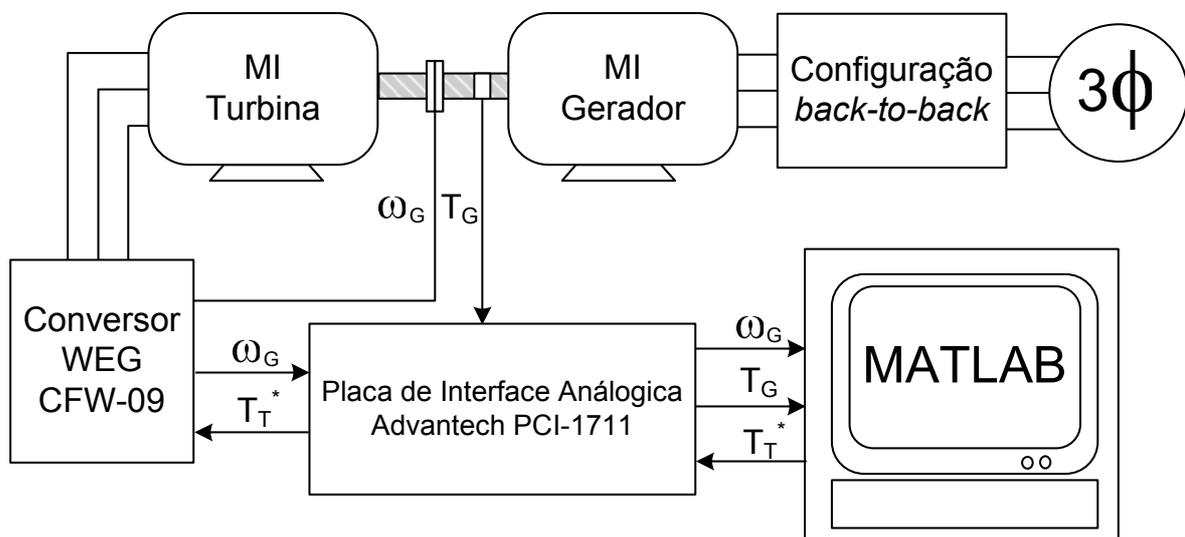


Figura 3.1 – Diagrama de blocos do sistema completo.

O sistema é composto de uma máquina de indução do tipo gaiola de esquilo, controlada em tempo real para poder simular a dinâmica das partes

mecânicas de uma turbina eólica, conforme é vista na ponta do eixo do gerador. Esta máquina é representada pelo bloco denominado “MI Turbina” na Figura 3.1. O seu acionamento é efetuado através de um conversor de frequência modelo CFW-09 (do fabricante WEG S/A), que será comandado por sinais analógicos provenientes do PC. É utilizado o ambiente de desenvolvimento *Real-time Windows Target* do *Simulink* para o desenvolvimento e operação deste controle.

De acordo com o grau de detalhamento desejado, o controle da máquina que simula a turbina pode representar diferentes fenômenos aerodinâmicos, mecanismos de controle das pás e características do sistema de transmissão (e.g. caixas de engrenagens para multiplicação de velocidade).

Para completar o sistema é prevista a utilização de uma segunda máquina de indução do tipo gaiola, que atuará como gerador. Esta segunda máquina é representada pelo bloco denominado “MI Gerador” na Figura 3.1. Seu eixo será diretamente acoplado ao eixo da primeira máquina, que simula a turbina. Sua conexão com a rede elétrica será feita através de dois conversores CFW-09 interligados pelo elo CC (configuração *back-to-back*), mas a implementação dos controles desses conversores não está no escopo deste trabalho.

Contudo, para reproduzir corretamente o comportamento dinâmico de um SGE real, é importante lembrar que a rotação da turbina eólica depende também do torque solicitado pelo próprio gerador. Em sistemas onde um gerador de indução é diretamente acoplado à rede, sem nenhum controle, a velocidade de operação será definida pela característica natural de torque \times rotação da máquina de indução, em combinação com as características de torque do rotor eólico. Estas, por sua vez, dependem da relação (λ) entre as velocidades do vento e da ponta da pá.

Caso a potência fornecida pelo gerador possa ser controlada por um conversor estático, é possível escolher a rotação do conjunto de modo a extrair a

máxima potência possível do vento. Uma forma de realizar esse controle é impondo um comando de torque para o gerador, cujo valor de referência ótimo pode ser determinado em função da máxima potência que pode ser obtida para uma dada velocidade do vento e a rotação correspondente.

O controle da máquina que emula a turbina deverá então considerar o torque demandado pelo gerador, computando sua diferença com relação ao torque que seria hipoteticamente produzido pelo vento (valor simulado). Esta diferença será considerada como excitação, na equação diferencial do modelo dinâmico que rege o movimento rotacional das partes mecânicas do conjunto turbina/gerador. Esse movimento rotacional do conjunto simulado será utilizado como referência para a máquina que emula a turbina. Fazendo com que a turbina emulada tenha a mesma variação de velocidade da turbina que é simulada como proposto na seção 2.5.3.

Os detalhes da implementação desses controles e modelos de simulação, que operam simultaneamente no ambiente simulink em tempo real, são apresentados nas seções a seguir.

3.1 TURBINA SIMULADA

Nesta seção será descrito como deve ser representada a turbina na simulação, explicando e montando os diagramas de blocos separadamente para cada um dos principais sub-sistemas.

3.1.1 Perfil de Vento.

O sinal de entrada utilizado para representar a variação do vento pode ser obtido a partir de valores tabelados, expressões matemáticas ou medidas em tempo real. Para utilizar uma ou outra forma basta alterar o tipo de bloco originador de sinais (categoria “*source*”) no ambiente simulink.

Nos experimentos realizados em bancada, foi utilizada uma série temporal de valores de velocidade de vento seguindo um perfil arbitrário de vento. Nesse perfil, a velocidade inicialmente definida era igual à nominal. Após a estabilização, eram aplicadas variações suavizadas do vento, sucessivamente correspondentes a 75%, 50% e 25% da potência inicial. Este perfil de vento utilizado nos experimentos será mostrado mais adiante, na Figura 4.8.

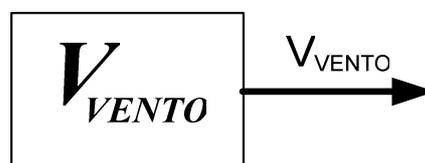


Figura 3.2 – Perfil de vento.

3.1.2 Cálculo da Potência do Vento.

Com os valores de velocidade do vento como entrada é calculada a potência desse vento, que é a potência de uma massa de ar se deslocando com densidade ρ interceptada por uma turbina cuja área das pás é representada por A .

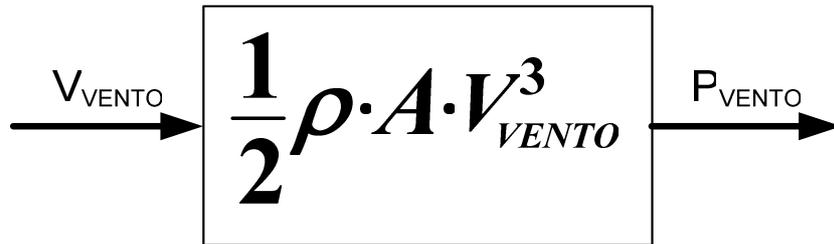


Figura 3.3 – Cálculo da potência total do vento.

3.1.3 Operação das Pás da Turbina.

A eficiência da operação das pás da turbina é expressa usualmente em função da razão λ entre a velocidade tangencial da ponta da pá e a velocidade do vento. Uma turbina real tem como importante característica sua curva com valores de coeficiente de potência pelos valores de operação de λ . Uma curva característica de operação de uma turbina típica para vários valores de ângulo de passo β é mostrada na Figura 3.4.

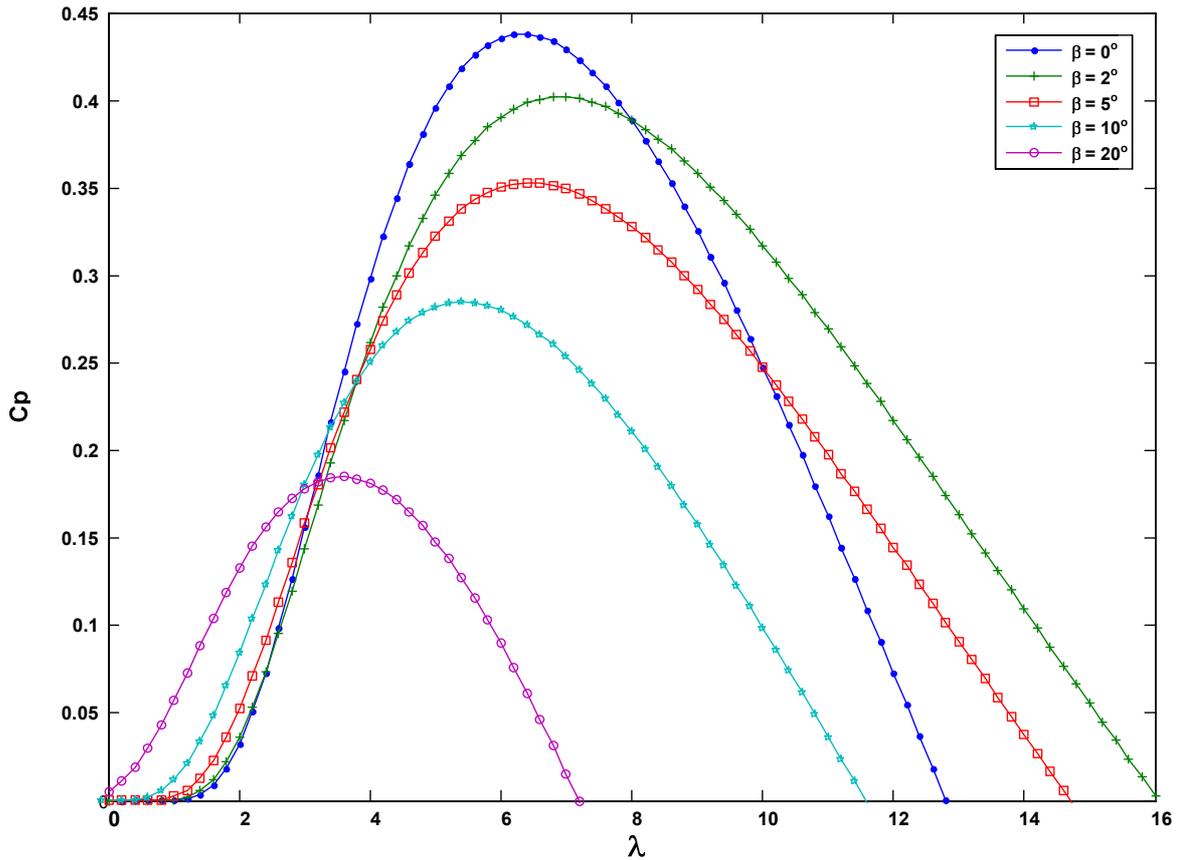


Figura 3.4 – Curva característica $C_p - \lambda$ de uma turbina real.

O coeficiente de potência pode ser calculado em função da razão de velocidades λ e do ângulo de passo β , conforme dado por [8].

$$C_p = 0.22 \cdot \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) \cdot e^{-\frac{12.5}{\lambda_i}} \quad (3.1)$$

Onde:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (3.2)$$

Assim, é calculado o coeficiente de potência da turbina real, através da velocidade do vento, da rotação da turbina e do ângulo de passo.

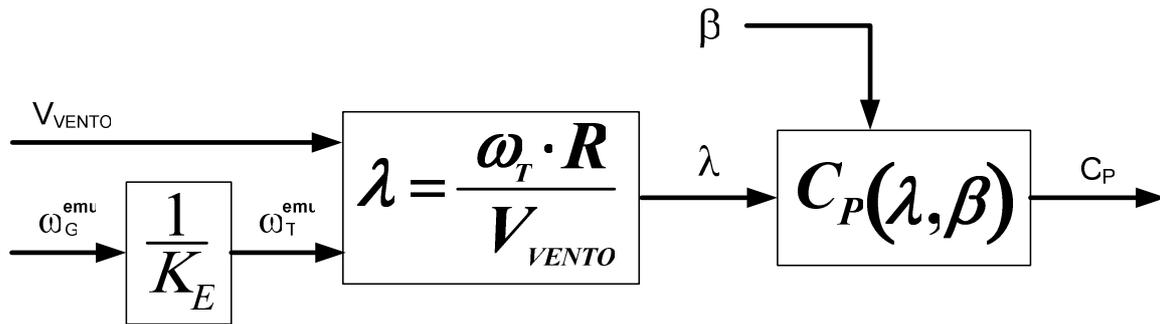


Figura 3.5 – Operação das pás da turbina – Cálculo de C_P .

O coeficiente de potência determina o percentual da potência do vento que será convertido em potência aerodinâmica de entrada. Com essa potência é então calculado o torque aerodinâmico na ponta do eixo da turbina.

3.1.4 Efeito do Sombreamento da Torre.

Em turbinas eólicas de alta potência ocorre um fenômeno que tem impacto direto na qualidade de energia, conhecido como sombreamento da torre (“*tower shadow*”). Cada vez que uma pá passa em frente à torre da turbina, o torque nesta pá é reduzido.

Segundo [9], este fenômeno é melhor modelado na forma senoidal. A equação (3.3) apresenta uma forma de modelar este fenômeno da maneira senoidal.

$$T_{somb} = K_{somb} \cdot \left(\frac{1}{2} \cos(fp_{os}(\theta)) - \frac{1}{2} \right) \cdot T_i \quad (3.3)$$

Onde:

T_{somb} - Torque aerodinâmico devido ao sombreamento da torre;

K_{somb} - fator de redução percentual do torque mecânico por influência do sombreamento aerodinâmico;

$f_{pos}(\theta)$ - função que assume os valores mostrados na Figura 3.6, conforme a posição θ das pás da turbina.

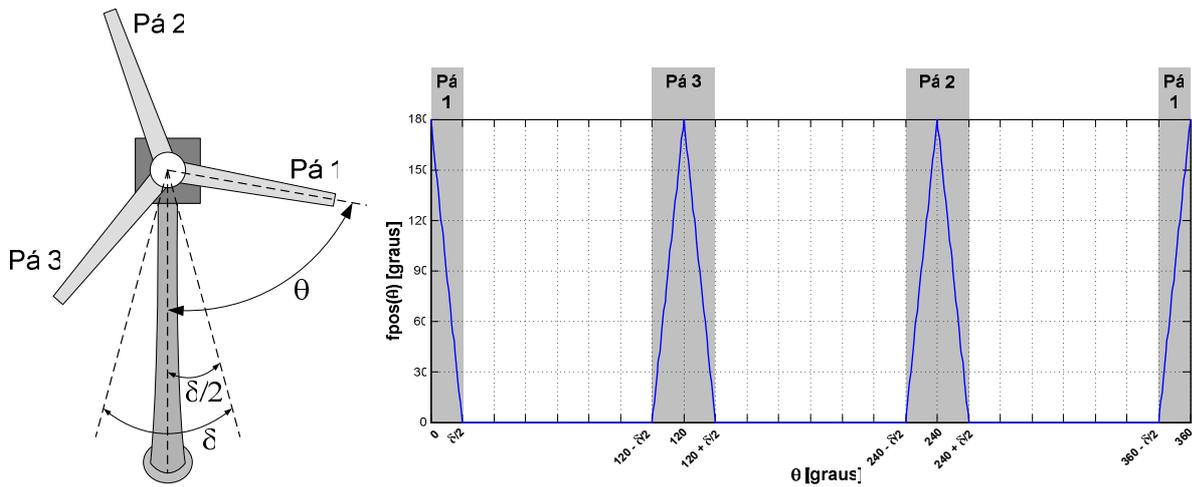


Figura 3.6 – Sombreamento da torre – Cálculo de T_{somb} .

A forma de onda da interferência desse sombreamento no torque aerodinâmico na ponta do eixo da turbina para um torque constante e igual a 1 p.u. em função da posição das pás da turbina é mostrada na Figura 3.7.

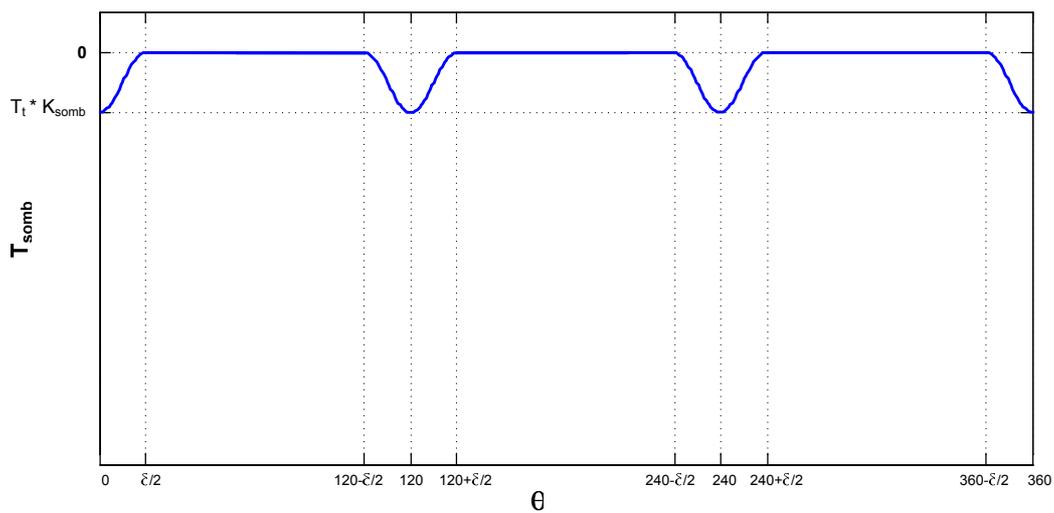


Figura 3.7 – Forma de onda de T_{somb} .

3.1.5 Cálculo do Torque Aerodinâmico.

Com isso, o cálculo do torque aerodinâmico final na ponta do eixo da turbina pode ser representado como demonstrado na Figura 3.8, através da potência do vento e do coeficiente de potência obtidos nos blocos anteriores e da velocidade da turbina medida.

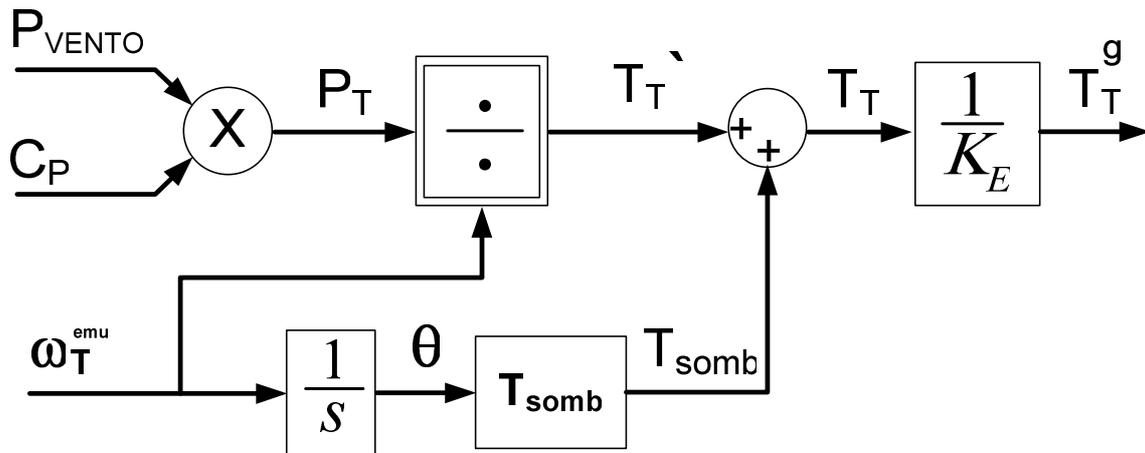


Figura 3.8 – Cálculo do torque aerodinâmico na ponta do eixo da turbina.

É comum ocorrerem problemas de divisão por zero no cálculo do torque ao utilizar essa modelagem. Essa dificuldade só ocorre nos instantes iniciais quando a velocidade angular da turbina é nula.

No sistema utilizado neste trabalho (*simulink*) essa dificuldade é facilmente contornada, com isso não se tornando um problema. Mas caso seja preciso que essa divisão seja evitada, pode ser utilizado diretamente o cálculo do torque com o conhecimento do coeficiente de torque do aerogerador.

Esse método alternativo é visto na equação (3.4):

$$T_T = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V_{vento}^2 \cdot R \cdot C_T \quad (3.4)$$

Onde:

$$C_T = \frac{C_P}{\lambda} \quad (3.5)$$

3.1.6 Modelo Dinâmico.

Com o cálculo do torque aerodinâmico final da turbina e com o torque do gerador como entrada do sistema é então obtida a velocidade angular final do sistema eólico que é simulado neste trabalho. O cálculo dessa velocidade é representado pelo diagrama de blocos da Figura 3.9

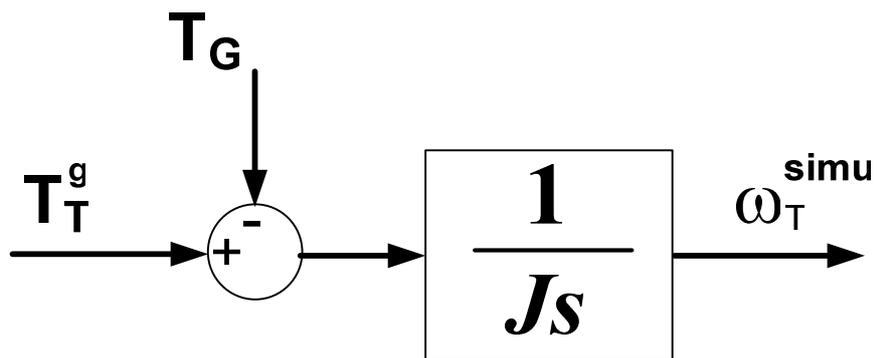


Figura 3.9 – Cálculo da velocidade do eixo da turbina simulada.

3.2 DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA PROPOSTO

Utilizando o *Real-time Windows Target* do *Simulink* é simulada em tempo real a turbina eólica com parâmetros reais. O sistema proposto tem como entrada: a) um perfil de vento pré-determinado, b) o valor medido da rotação do motor de indução (ω_G^{emu}) e c) o valor estimado do torque do gerador (T_G), que é o torque correspondente à potência transferida pelo gerador para a rede elétrica.

Como a parte de controle da segunda máquina como gerador não faz parte do escopo deste trabalho, o torque T_G será considerado sempre igual ao seu valor de referência T_G^* . Esta referência de torque, por sua vez, é dada por um controle realimentado destinado a manter uma velocidade de rotação ótima (ω_T^{ideal}), para se obter a máxima potência de operação em função da velocidade do vento. Este cálculo é visto na Figura 3.10 conhecendo-se a curva $C_p - \lambda$ (Figura 3.4) da turbina real utilizada e do ângulo de passo β .

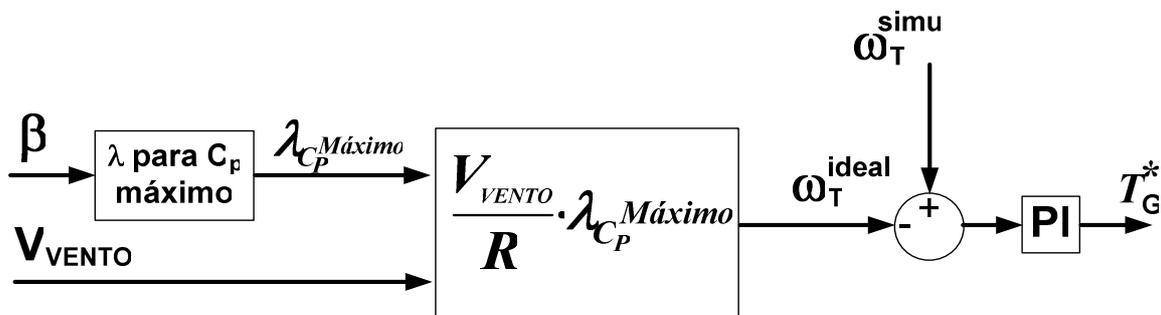


Figura 3.10 – Cálculo do torque do gerador.

Em momentos de aumento súbito de velocidade do vento, a turbina poderia funcionar como ventilador em condições dinâmicas. Uma variação assim causaria um aumento equivalente na velocidade ideal de rotação (ω_T^{ideal}), o que poderia

causar uma demanda momentânea de torque motor, para acelerar a máquina. Esta situação faria o aerogerador absorver potência da rede em vez de gerar, como se fosse um ventilador. Para evitar que isto ocorra, é definido um valor mínimo de T_G^* igual a zero.

Para completar o modelo, a velocidade da turbina no sistema simulado é comparada em tempo real com a velocidade medida da máquina que está sendo controlada (Figura 3.11). O erro de velocidade encontrado define o torque de referência da máquina que será enviada para o conversor CFW-09.

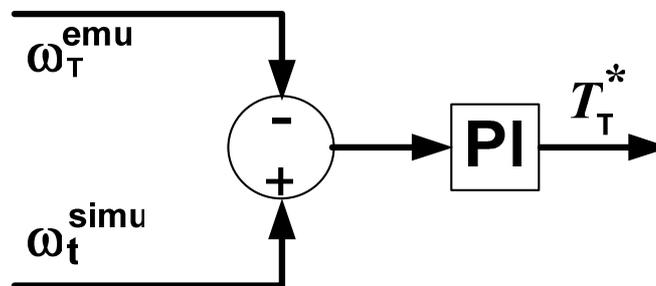


Figura 3.11 – Cálculo de torque de referência para máquina controlada.

O diagrama de blocos completo do controle proposto no *Simulink* é mostrado na Figura 3.12.

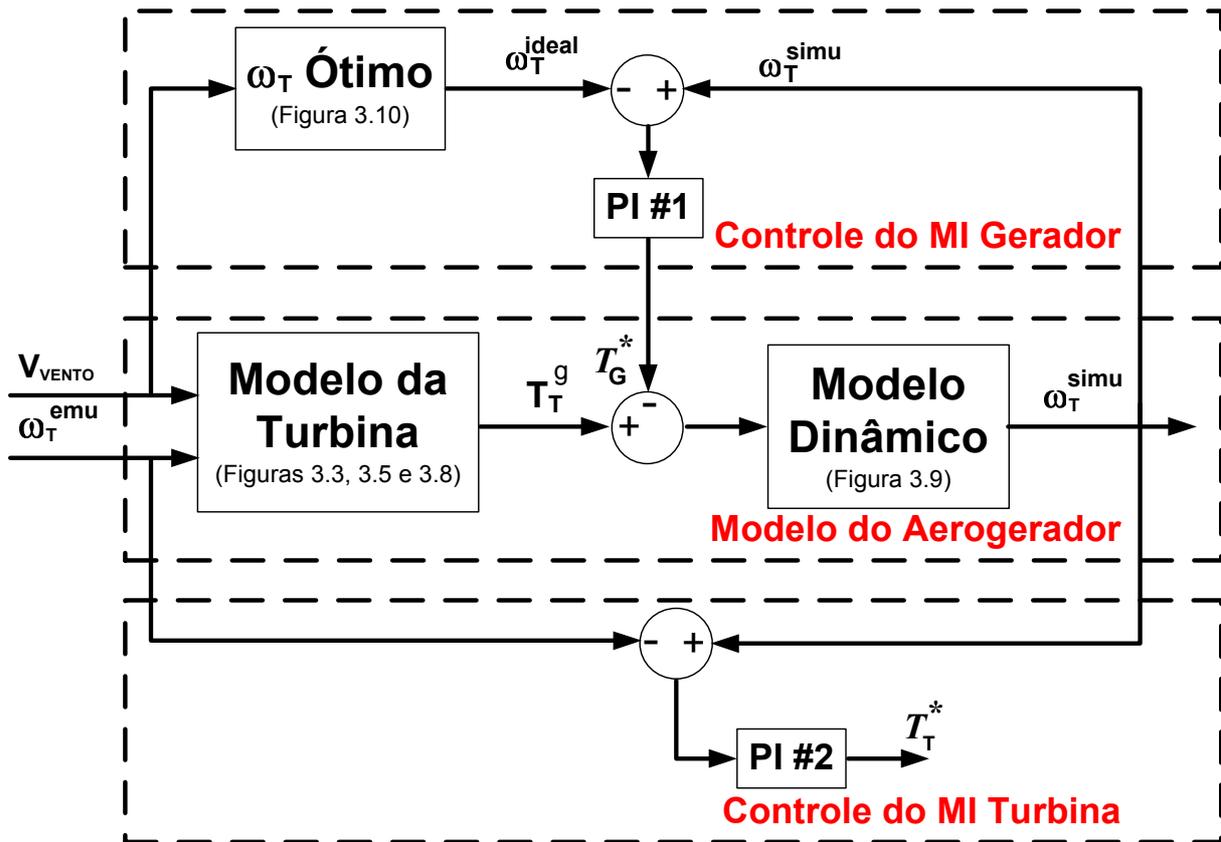


Figura 3.12 – Controle completo efetuado no Simulink.

O sistema recebe um perfil de velocidade de vento (V_{VENTO}) e a velocidade da máquina real medida com o *encoder* (ω_T^{emu}). A saída deste sistema de controle, fornecida pelo PI #2, será o sinal de referência (T_T^*) para o controle de torque efetuado pelo conversor. Este sinal será enviado à placa de interface D/A, que por sua vez irá gerar uma grandeza analógica que servirá de referência de entrada no conversor CFW-09, conforme visto na Figura 3.1. Nas Figuras 3.11 e 3.12, é mostrado que essa referência de torque tem a sua dinâmica definida pelo sinal de erro em uma malha de controle de velocidade. Assim, apesar do conversor trabalhar com controle de torque, a máquina será operada com controle de velocidade. Isto é feito deste modo, pois assim tem-se acesso direto aos parâmetros da malha de velocidade diretamente dentro do *Simulink*.

Na simulação deste trabalho, o “Controle do MI Turbina” destacado no diagrama de blocos da Figura 3.1 será efetuado dentro do CFW-09 com os parâmetros K_P e K_I do PI #2 definidos pelo auto-ajuste do conversor. Com isso o conversor irá trabalhar configurado com controle de velocidade, no qual o sinal de referência será ω_G^{simu} ($\omega_T^{simu} \cdot K_E$ conforme Equação 2.5).

Dando prosseguimento a este trabalho, está sendo desenvolvido o controle da segunda máquina (MI gerador) de modo a produzir o sinal de torque determinado pelo modelo de simulação aqui proposto. Para o acionamento dessa máquina, são utilizados dois conversores trifásicos em configuração *back-to-back*. Um diagrama de blocos da emulação completa da turbina é mostrado na Figura 3.13.

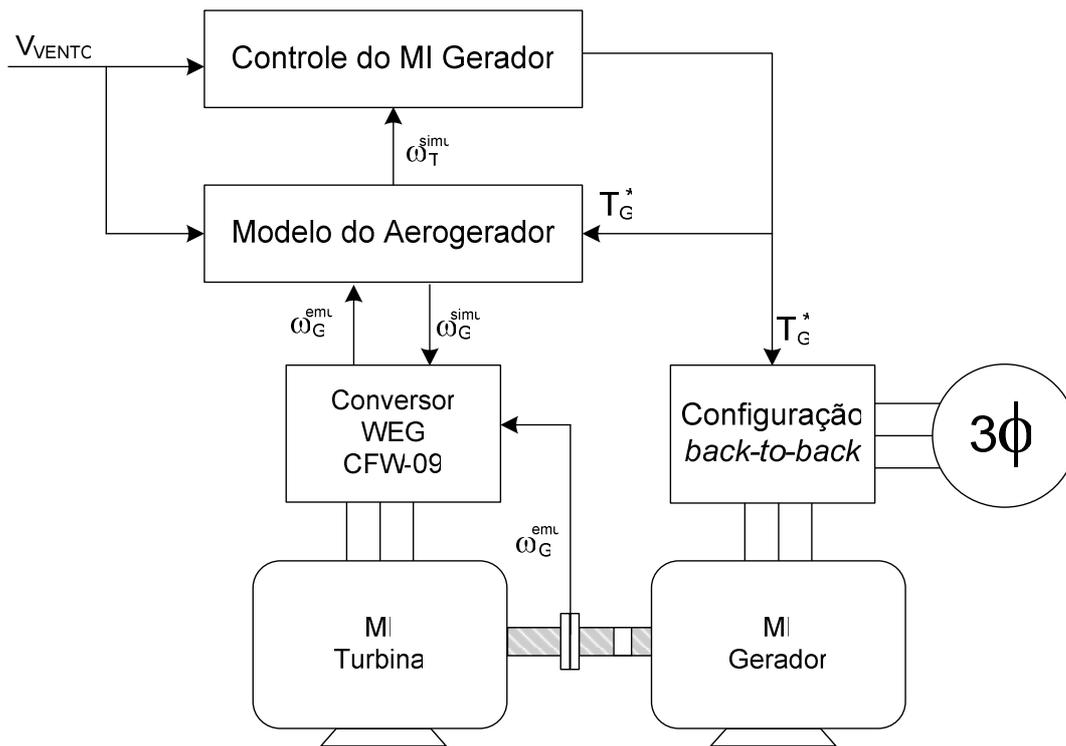


Figura 3.13 – Emulação completa da turbina eólica.

CAPÍTULO 4

SIMULAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Para a validação dos métodos apresentados neste trabalho, o controle de um motor de indução trifásico de potência fracionária é efetuado, para reproduzir o comportamento dinâmico e de regime permanente da operação de uma turbina eólica conforme o que foi visto no Capítulo 3. Neste estudo, os transitórios iniciais foram desprezados e assim a simulação da turbina de fato tem início a partir do momento que o rotor eólico, isto é, o motor controlado, já está estabilizado girando a uma velocidade inicial determinada.

O sistema é montado com duas máquinas trifásicas de indução de 25HP idênticos produzidos pela *WEG* acopladas entre si. As máquinas são da carcaça 160L, possuem uma rotação nominal de 1755rpm e um momento de inercia de 0.11542 kgm². Elas serão acionadas em 220V.

O inversor utilizado é o CFW-09 da *WEG* com a versão de software 3.7X. O inversor é configurado com controle vetorial. São utilizadas duas de suas saídas analógicas e uma de suas entradas analógicas. Toda sua configuração é efetuada diretamente através da própria interface homem-máquina (HMI) como detalhado em seu manual.

Os sinais analógicos empregados são sinais de 0 a 10 Volts que representam proporcionalmente:

- Entrada: sinal de referência de velocidade.
- Saída: sinais de velocidade estimada e de torque do motor.

Esses sinais de entrada/saída são processados para/do PC através de uma placa de interface Analógica/Digital *Advantech PCI-1711*. Sua configuração foi feita conforme descrita em [11].

Através do *Simulink*® é feita a comunicação de entrada e saída da placa de interface com o PC e a simulação da turbina eólica pode ser efetuada, observando-se os valores medidos, de simulação e de referência em tempo real na tela do computador.

4.1 SIMULAÇÃO DO MODELO

Com o uso do *Matlab*® e *Simulink*® é implementado o modelo do conjunto completo do sistema proposto incluindo a leitura dos dados, determinação de constantes e parâmetros, implementação do modelo da turbina, do modelo dinâmico do conjunto, do cálculo do torque de máximo aproveitamento do vento e do controle da máquina conforme a turbina simulada. Os modelos implementados são mostrados da Figura 4.1 a Figura 4.7.

4.1.1 Modelo de Leitura de Sinal (Convertendo Sinal Analógico/Digital).

Através do ambiente de desenvolvimento *Real-time Windows Target* instalado no *MATLAB* é feita a aquisição de sinais no canal analógico da placa

Advantech PCI-1711 diretamente de um de seus blocos de entrada analógica. Com o conhecimento da relação tensão/rpm configurada no inversor é feita a conversão da tensão medida para rad/s(Figura 4.1).

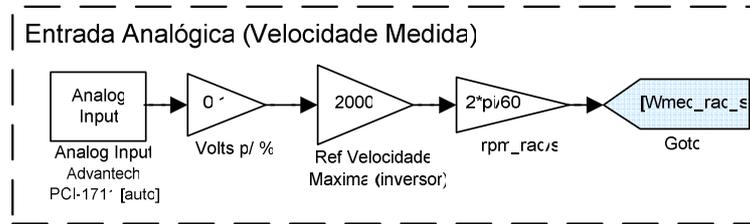


Figura 4.1 – Modelo para obtenção da velocidade medida da entrada analógica no *Simulink*.

4.1.2 Modelo de Perfil de Vento.

É construído um bloco para gerar uma série temporal como perfil de vento a partir de uma velocidade máxima do vento determinada (Figura 4.2).

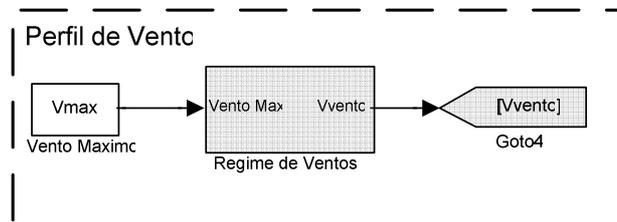


Figura 4.2 – Modelo da determinação do perfil de vento no *Simulink*.

4.1.3 Modelo do Sistema Eólico.

Com a velocidade da máquina real medida, o regime de ventos e o torque correspondente à potência que será transferida pelo gerador para a rede elétrica, é construído o modelo do sistema eólico completo (Figura 4.3). O filtro passa-baixa mostrado nesta figura é utilizado para filtrar o ruído do sinal medido.

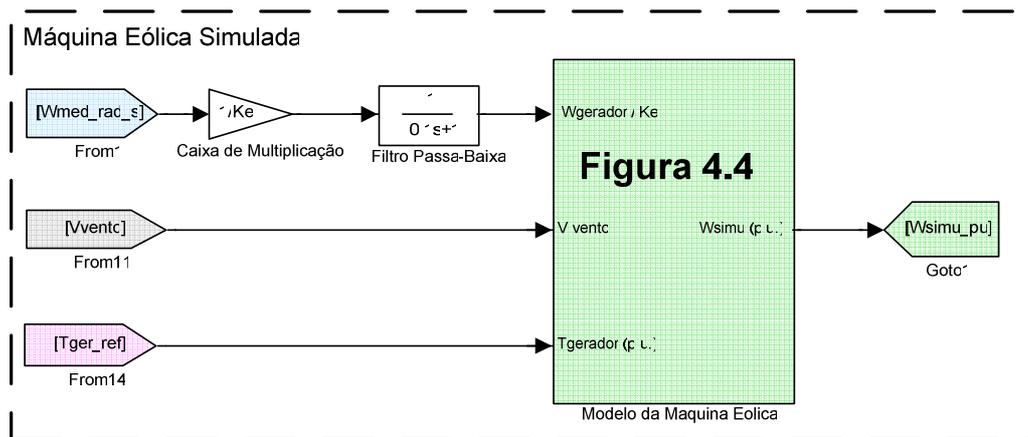


Figura 4.3 – Modelo da máquina eólica no *Simulink*.

4.1.4 Modelo Dinâmico da Máquina Eólica.

Através das equações aerodinâmicas da turbina é calculado o torque originário dos ventos na turbina. Com o torque exigido pelo gerador e conhecendo a inércia da máquina que se quer simular, é encontrada a velocidade resultante da máquina que será emulada (Figura 4.4).

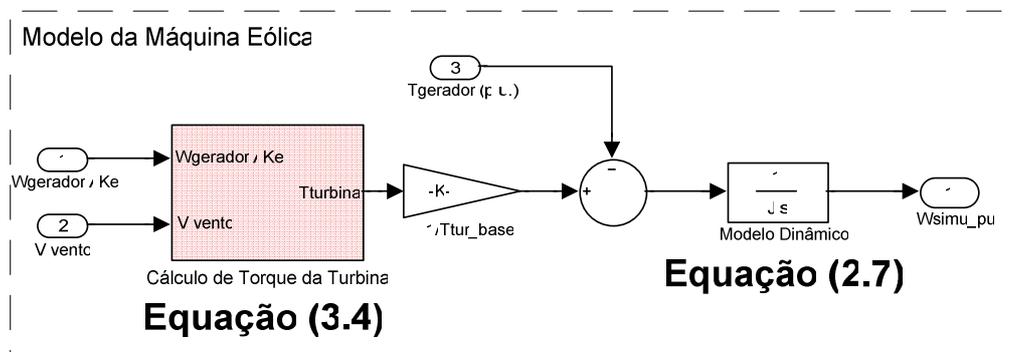


Figura 4.4 – Modelo dinâmico da máquina eólica no *Simulink*.

4.1.5 Modelo Aerodinâmico da Turbina.

O torque aerodinâmico causado nas pás da turbina pelo perfil de vento definido é calculado com o conhecimento da curva característica de operação da máquina que se quer emular. É adicionado um pequeno valor (“Bias”) a λ para evitar algum problema de divisão por zero na situação de ω igual a zero e é definida uma relação C_p/λ mínima para situações transitórias com velocidades muito baixas (Figura 4.5).

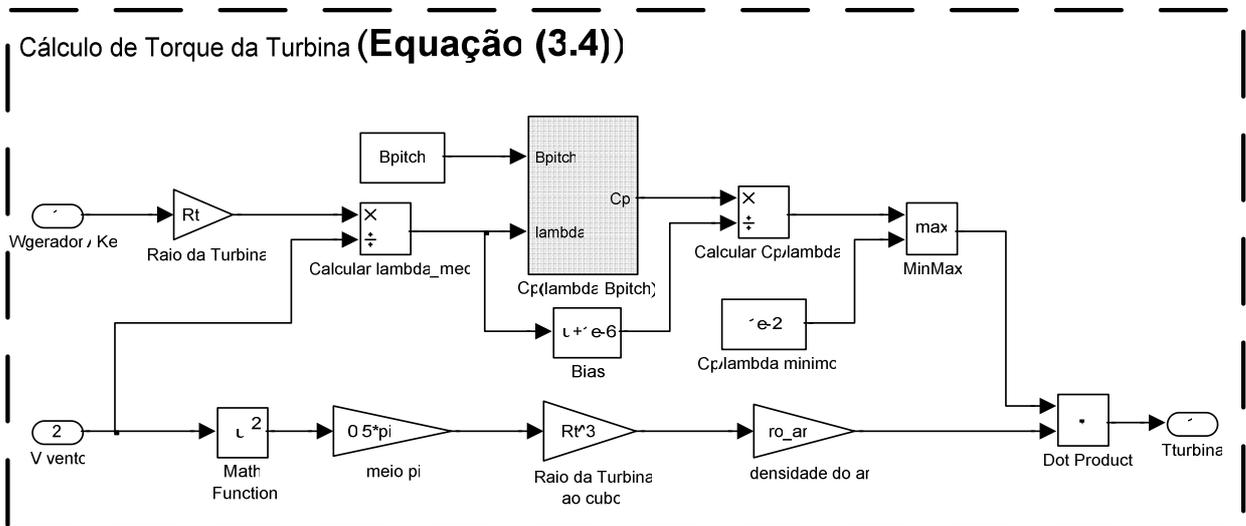


Figura 4.5 – Modelo do cálculo de torque da turbina eólica no Simulink.

4.1.6 Modelo para Cálculo de Torque de Máxima Potência.

Com o conhecimento do λ para C_P máximo em qualquer situação do ângulo de passo β é rastreada a velocidade de máxima potência para qualquer situação de vento incidente nas pás da turbina. Utilizando um controlador PI, é feito com que a velocidade do sistema simulado siga a velocidade de máxima potência. Este controle é feito através da alteração do torque exigido pelo gerador na transferência de potência para a rede elétrica (Figura 4.6).

Nesse modelo, é implementado um degrau multiplicador ao erro de velocidade encontrado, para que a potência transferida inicialmente para a rede elétrica seja nula. Isto é necessário para evitar que o torque aplicado sobre o gerador durante a partida provoque rotação no sentido inverso, devido à diferença de tempos de resposta dos torques do gerador e da turbina.

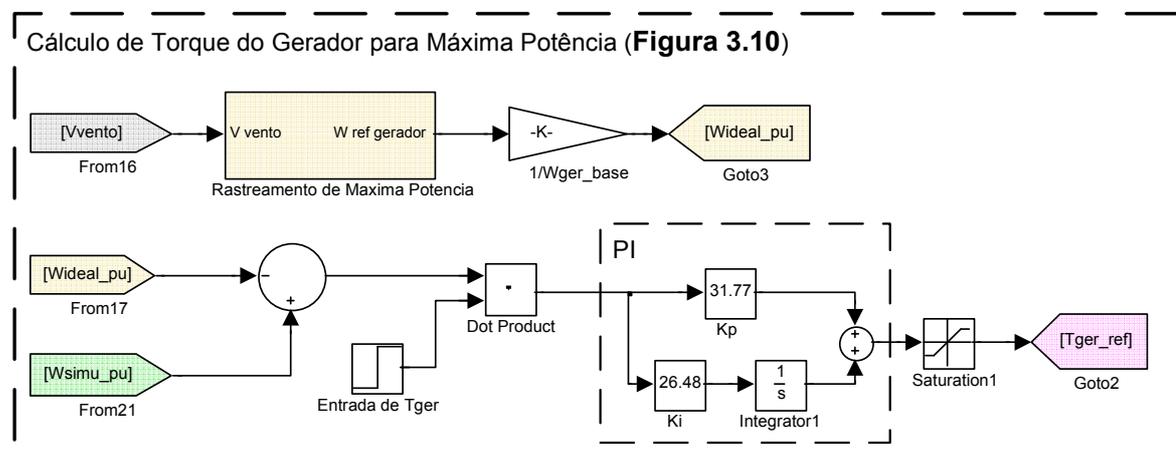


Figura 4.6 – Modelo do cálculo de torque do gerador para aproveitamento máximo do vento no Simulink

4.1.7 Referência de Velocidade para Máquina Emulada (Convertendo Sinal Digital/Analógico).

Em complemento ao que foi visto na subseção 4.1.1, é feita a conversão digital/analógico, agora utilizando um dos blocos de saída analógica do *Real-time Windows Target Target*. Neste caso é feita a conversão de p.u. para tensão da saída analógica de tal maneira que esta seja lida corretamente no inversor. No período inicial de partida, a referência de velocidade para a turbina emulada será diretamente a velocidade de máxima potência. Em seguida é feita a mudança para que a referência da turbina emulada seja a velocidade da turbina simulada (Figura 4.7).

Este sinal analógico gerado é o sinal de referência de velocidade que é recebido pelo inversor.

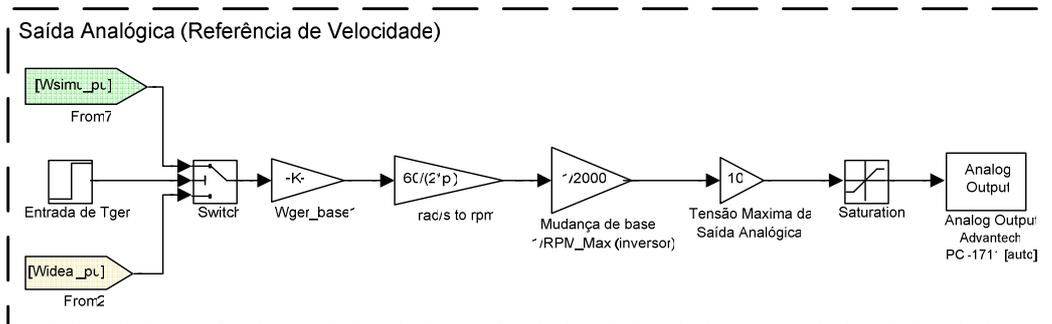


Figura 4.7 – Modelo para definir saída analógica para referência de velocidade no Simulink.

4.2 RESULTADOS E ANÁLISE

Para o teste, foi definida uma série temporal de velocidades de vento com grandes variações de sua velocidade em períodos curtos de tempo, para ser possível observar o seu desempenho em uma situação crítica.

Foi utilizada a velocidade máxima do vento de 14,5 metros por segundo. E nesta simulação foram feitos 3 degraus de descida e 3 degraus de subida, suavizados por um filtro passa-baixa para representar uma situação mais real. As variações de velocidade do vento foram:

- 10s → De 100% até 75%;
- 20s → De 75% até 100%;
- 30s → De 100% até 50%;
- 40s → De 50% até 100%;
- 50s → De 100% até 25%;
- 60s → De 25% até 100%.

No total foram 70s de simulação. A forma de onda da velocidade do vento utilizada é mostrada na Figura 4.8.

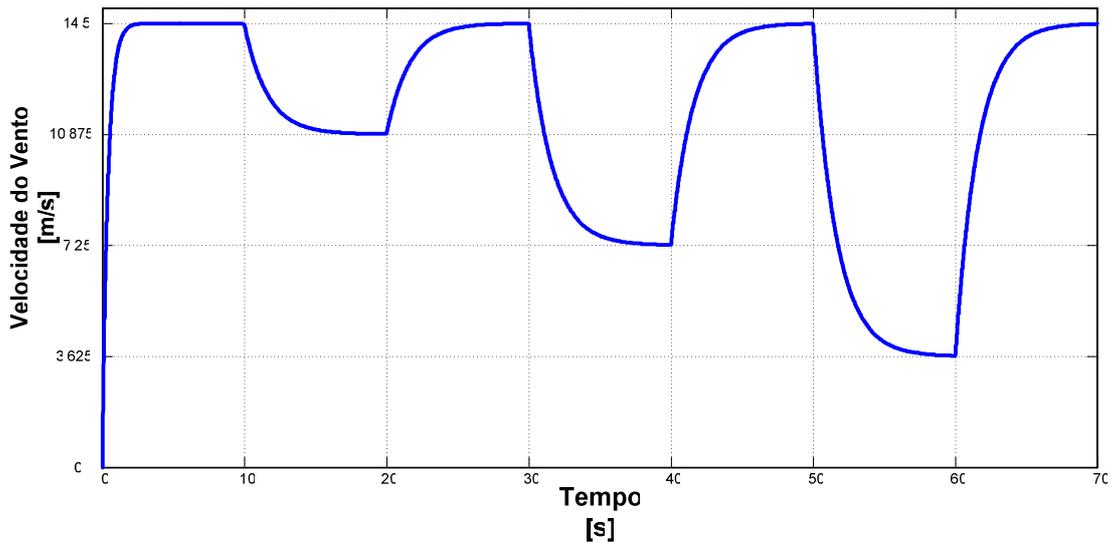


Figura 4.8 – Forma de onda da velocidade do vento.

Foi utilizado um gerador de impulsos (*encoder*) para medição da posição e velocidade angular do rotor, a serem utilizadas no controle vetorial. O sinal do *encoder* é utilizado diretamente pelo CFW-09 em seu algoritmo de controle. É possível visualizar a velocidade medida no visor de cristal líquido existente no inversor, ao ser selecionado o parâmetro correto. Esta velocidade medida é convertida em sinal analógico e transmitida para a leitura da placa de aquisição de sinais instalada no PC. Este sinal é lido com muito ruído pelo *Simulink*, como pode ser visto na Figura 4.9.

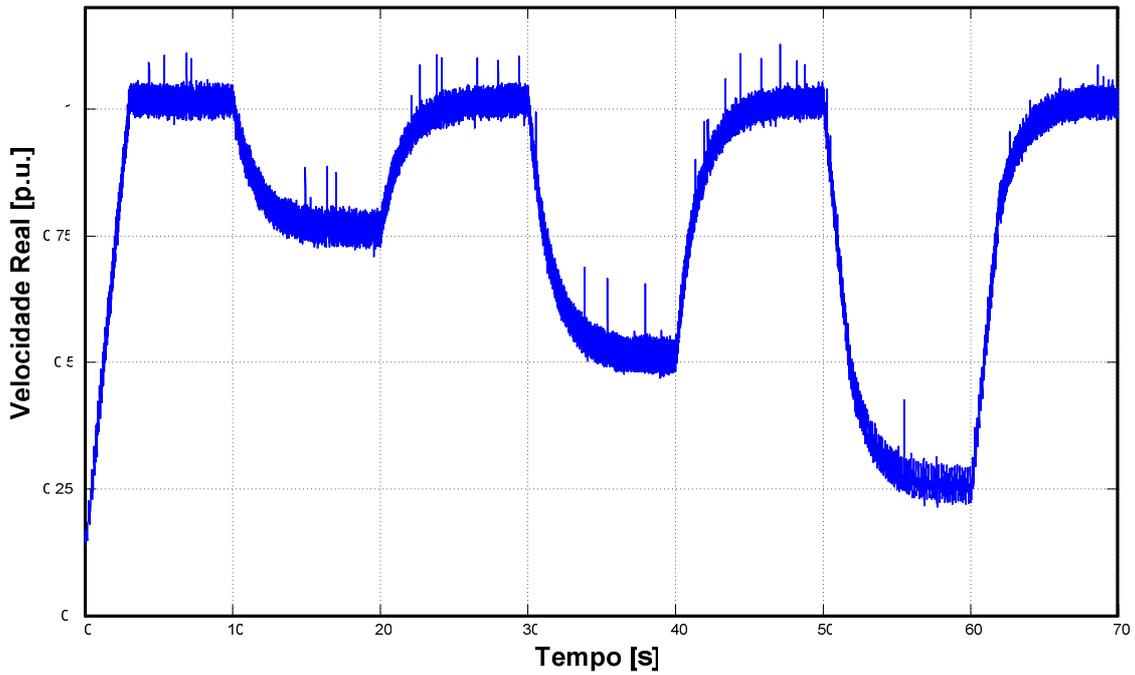


Figura 4.9 – Velocidade medida da turbina emulada.

Devido a esse comportamento muito ruidoso, foi definido um filtro para um melhor cálculo e visualização do resultado alcançado. Foi utilizado um filtro passa-baixas de primeira ordem com frequência de corte de 10rad/s, sua função de transferência é dada na Equação 4.1.

$$F.T. = \frac{1}{0.1s + 1} \quad (4.1)$$

A atuação desse filtro é mostrada na Figura 4.10. A velocidade real da máquina emulada, visualizada nas seções seguintes, será sempre a velocidade já filtrada.

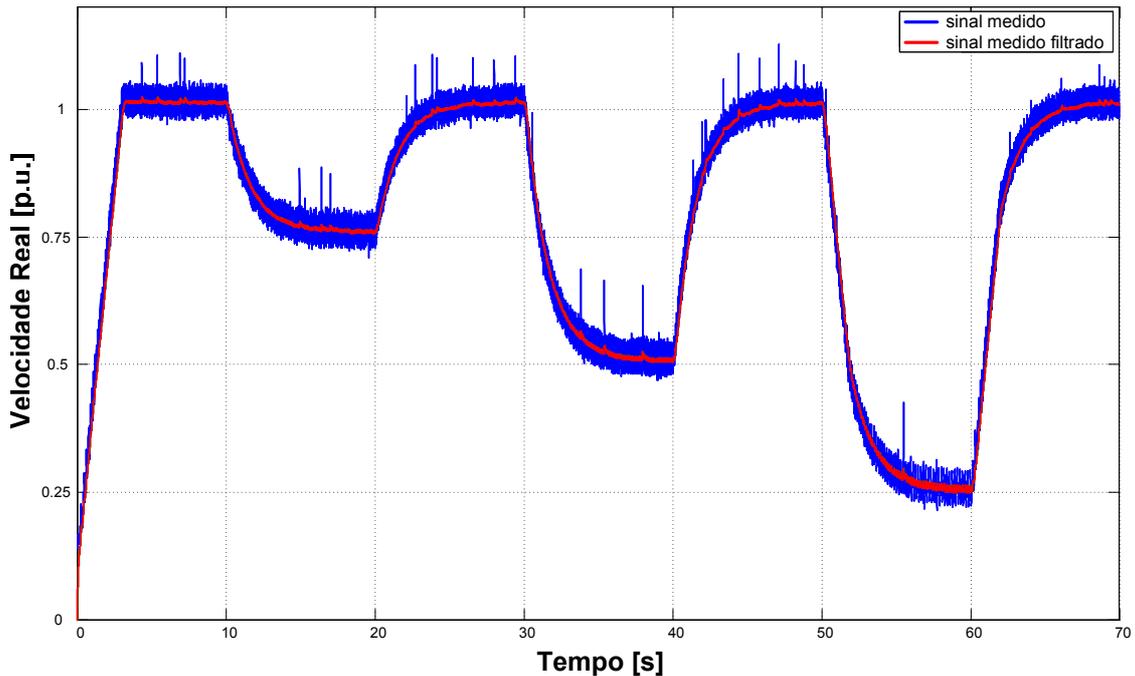


Figura 4.10 – Comparação entre o sinal medido e o sinal medido filtrado que representam a velocidade da turbina emulada (medida pelo tacômetro).

Nas simulações efetuadas foi observada a variação da velocidade da turbina emulada (medida), comparando-a com a velocidade de máxima potência do vento e com a velocidade da turbina simulada.

As potências simulada e emulada do aerogerador são calculadas e comparadas com a potência ideal, que é a máxima potência que pode ser obtida do vento incidente na turbina, como demonstrado na equação (4.2).

$$\begin{cases} P^{Ideal} = P_{vento} \cdot C_P^{ideal} \\ P^{Simulado} = \omega_G^{simu} \cdot T_G^* \\ P^{Emulado} = \omega_G^{emu} \cdot T_G^* \end{cases} \quad (4.2)$$

Para a validação do modelo, foram simuladas duas turbinas com parâmetros distintos (inércias, curvas $C_P - \lambda$ e valores de potência e rotação nominais diferentes).

Nas seções seguintes, inicialmente será observada a dinâmica de cada uma das duas turbinas em separado (Seções 4.2.1 e 4.2.2). Em seqüência é feita uma comparação entre as dinâmicas dessas duas turbinas (Seção 4.2.3) e por fim é visualizada a dinâmica da primeira turbina com a influência do fator de sombreamento (Seção 4.2.4), que não foi considerado anteriormente.

4.2.1 Turbina 1 – $P_{NOM} = 1MW$.

Essa turbina tem potência nominal de 1MW e momento de inércia de 0.259695 kgm^2 . A sua curva de potência $C_p - \lambda$ é obtida através da equação 3.1 para $\beta=0^\circ$ e é vista na Figura 4.11.

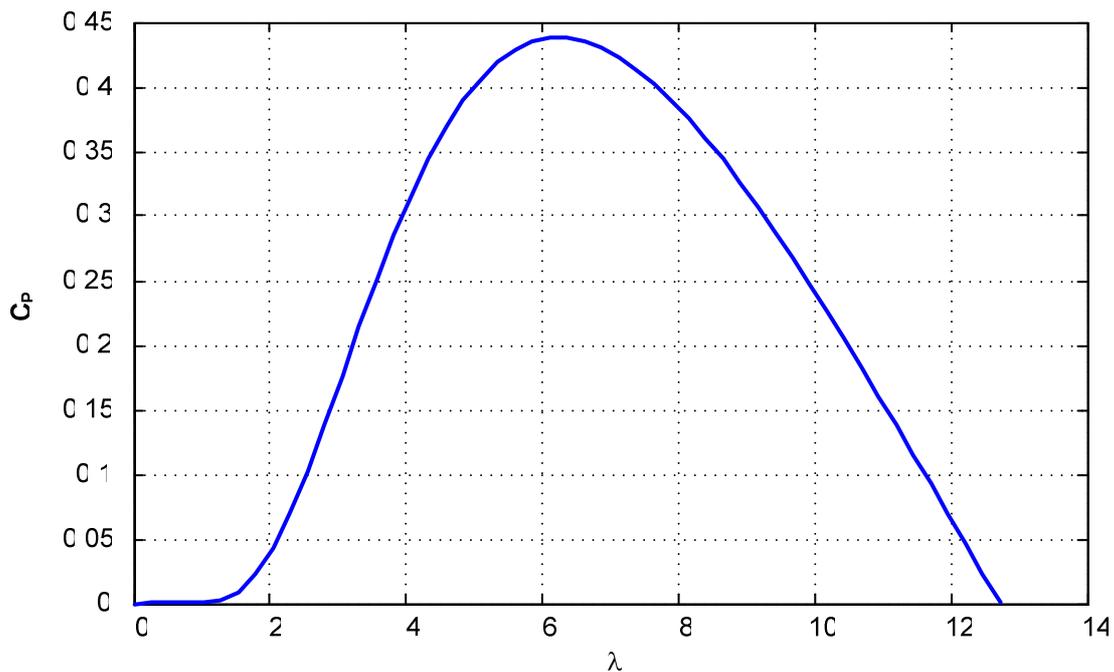


Figura 4.11 – Curva de potência $C_p - \lambda$ para Turbina de 1MW.

A velocidade de rotação de máximo aproveitamento da potência do vento, a velocidade da turbina simulada e a velocidade da turbina emulada são vistas na

Figura 4.12, com valores em p.u. A respectiva base de velocidade é considerada como a velocidade de rotação de operação nominal da turbina, que neste caso é igual a 897,6 rpm do lado do gerador.

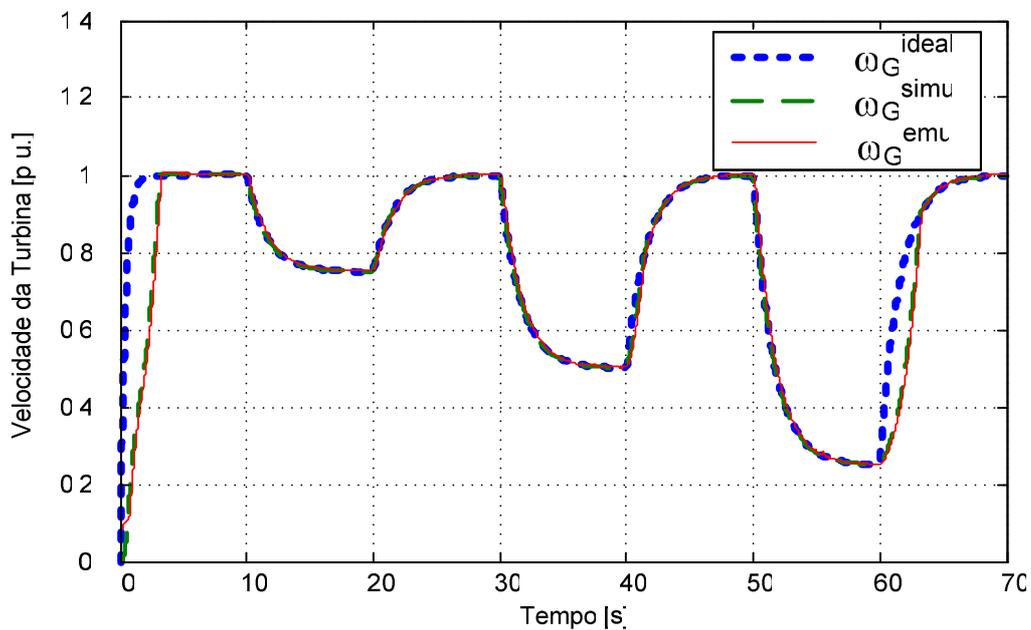


Figura 4.12 – Velocidades ideal, simulada e emulada da turbina de 1MW.

Uma aproximação do gráfico no período de aumento de 25% para 100% da velocidade máxima do vento entre 60s e 70s é encontrada na Figura 4.13. O atraso entre ω_G^{simu} e ω_G^{ideal} , observado nesta figura, deve-se à imposição da restrição para o torque do gerador assumir apenas valores positivos, de modo que nunca venha a absorver potência da rede. Conforme discutido na seção 3.2, esta restrição é necessária para evitar que o aerogerador opere como ventilador. Já o pequeno atraso observado entre ω_G^{emu} e ω_G^{simu} deve-se ao ajuste do PI #2, que foi realizado de modo automático pelo CFW-09.

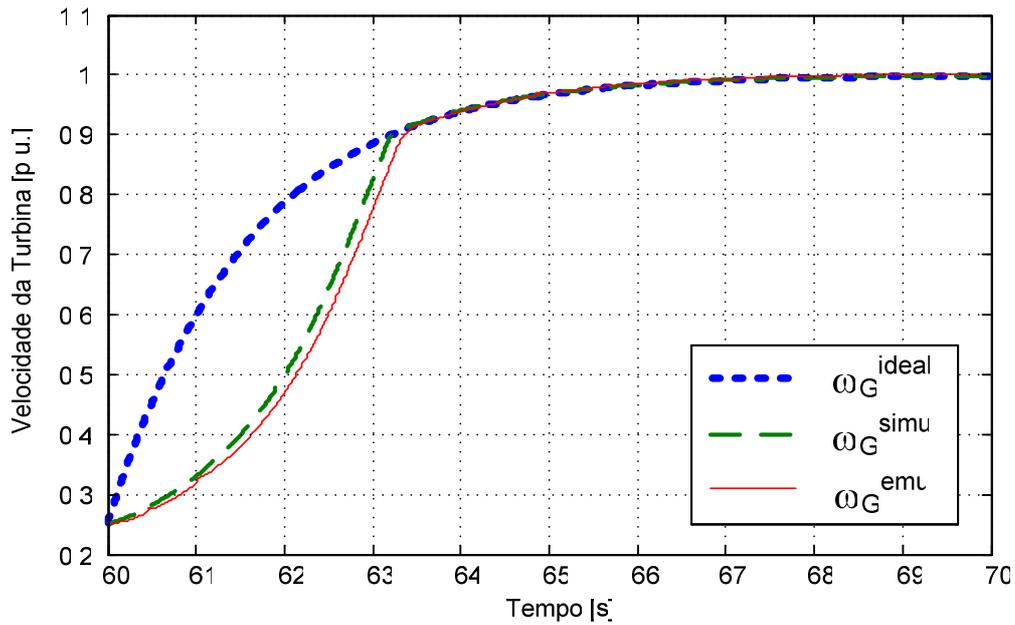


Figura 4.13 – Velocidades ideal, simulada e emulada da turbina de 1MW, aproximada entre os períodos de 60 a 70s.

Por fim, as potências máxima, simulada e emulada são vistas na Figura 4.14. Os valores estão expressos em p.u., onde a potência base é a potência nominal de 1MW.

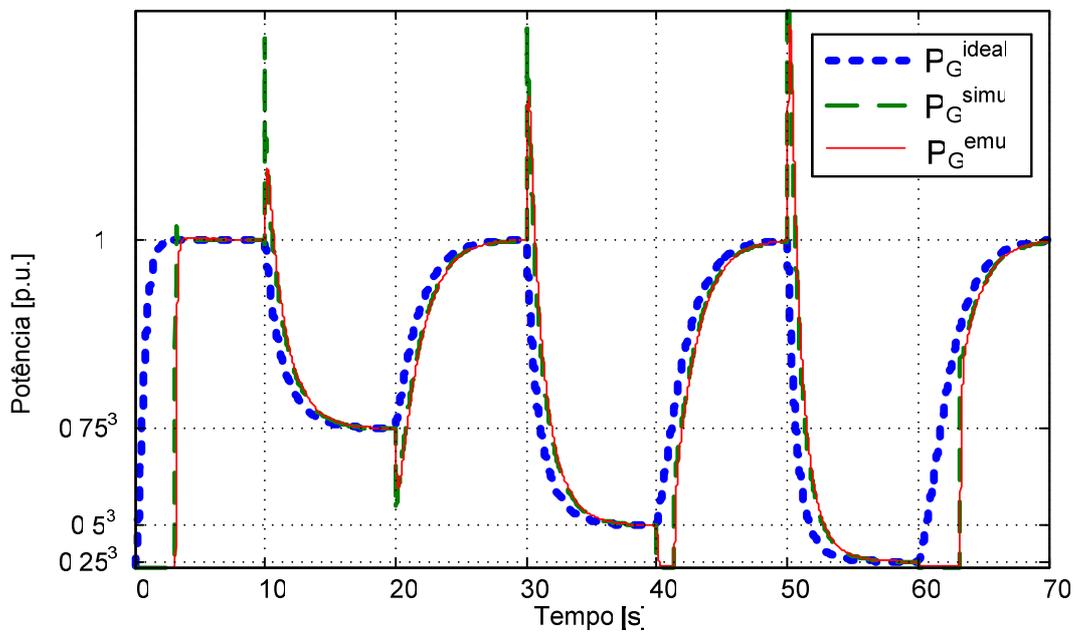


Figura 4.14 – Potências ideal, simulada e emulada da turbina de 1MW.

4.2.2 Turbina 2 – $P_{\text{NOM}} = 850\text{kW}$.

Essa turbina tem potência nominal de 850kW e momento de inércia de 0.201985 kgm². A sua curva de potência $C_p - \lambda$ é obtida através de medições em uma turbina real para $\beta=0^\circ$ e é vista na Figura 4.14 [25].

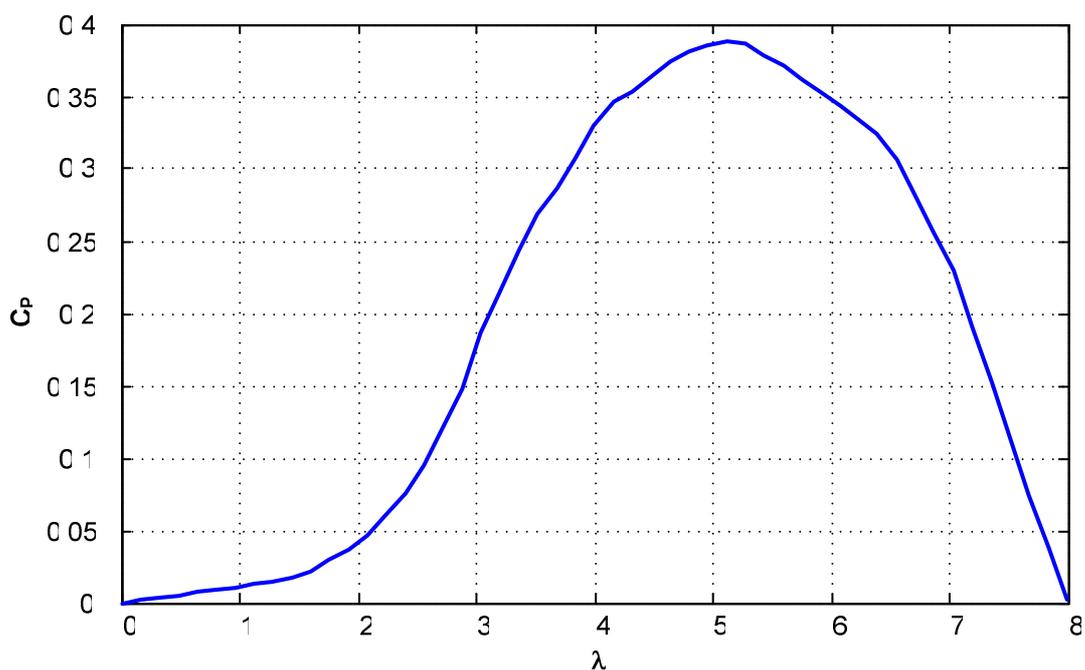


Figura 4.15 – Curva de potência $C_p - \lambda$ para Turbina de 850kW.

A velocidade de rotação de máximo aproveitamento da potência do vento, a velocidade da turbina simulada e a velocidade da turbina emulada são vistas na Figura 4.16, com valores em p.u. A respectiva base de velocidade é considerada como a velocidade de rotação de operação nominal da turbina, que neste caso é igual a 679,5 rpm do lado do gerador.

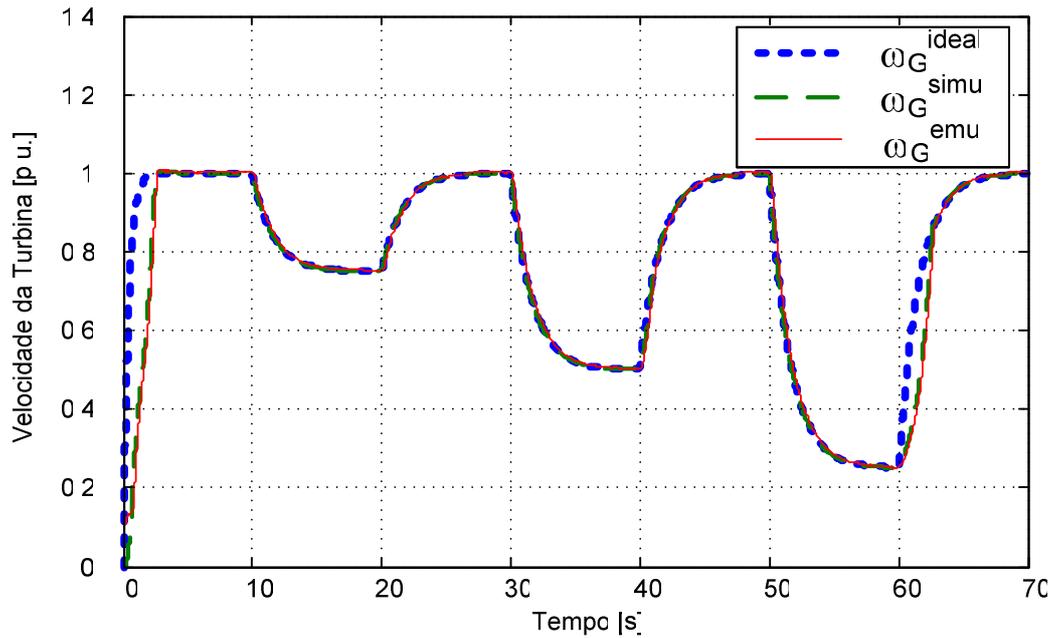


Figura 4.16 – Velocidades ideal, simulada e emulada da turbina de 850kW.

Para uma melhor visualização do transitório de velocidade de rotação da turbina, é observado o gráfico das velocidades ideal, simulada e emulada em um período reduzido de uma situação crítica. No caso, foi escolhida a situação de maior taxa de variação instantânea da velocidade do vento. Uma aproximação do gráfico no período de aumento de 25% para 100% da velocidade máxima do vento entre 60s e 70s é encontrada na Figura 4.17. As mesmas observações feitas com relação à Figura 4.13 também se aplicam neste caso.

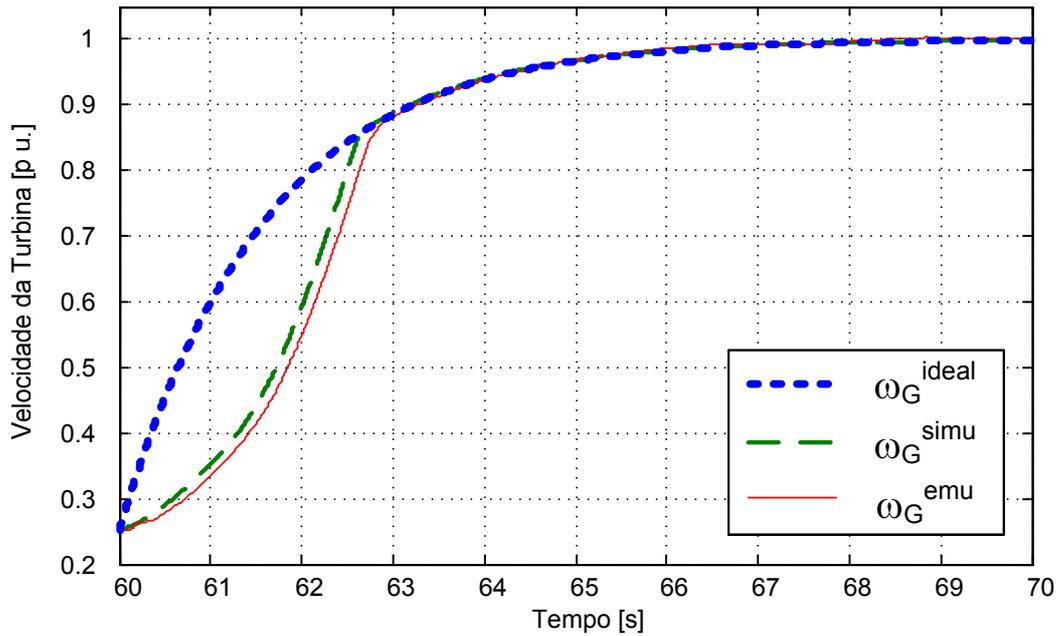


Figura 4.17 – Velocidades ideal, simulada e emulada da turbina de 850kW, aproximada entre os períodos de 60 a 70s.

As potências máxima, simulada e emulada da turbina são observadas na Figura 4.18. A potência base considerada é de 850kW.

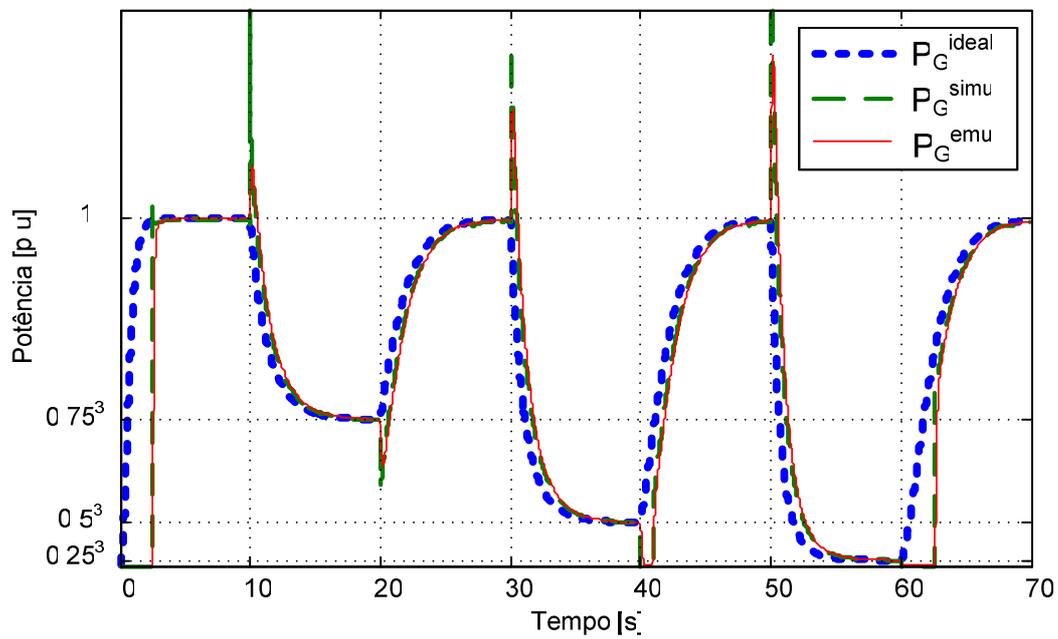


Figura 4.18 – Potências ideal, simulada e emulada da turbina de 850kW.

4.2.3 Comparação entre as turbinas emuladas.

Nesta seção é apresentada uma comparação entre as variáveis do sistema, para as duas turbinas que foram emuladas. Na figura 4.19 são vista as dinâmicas de velocidades das duas turbinas, no período de 60 a 70s de simulação. Observa-se que para turbinas com parâmetros distintos, as dinâmicas são conseqüentemente diferentes conforme esperado. Observa-se ainda que a máquina de indução emula corretamente a dinâmica da turbina, pois a velocidade emulada rastreia a velocidade simulada nos dois casos considerados, a menos de um pequeno erro. Este erro deve-se principalmente à parametrização dos controladores no conversor utilizado (CFW-09).

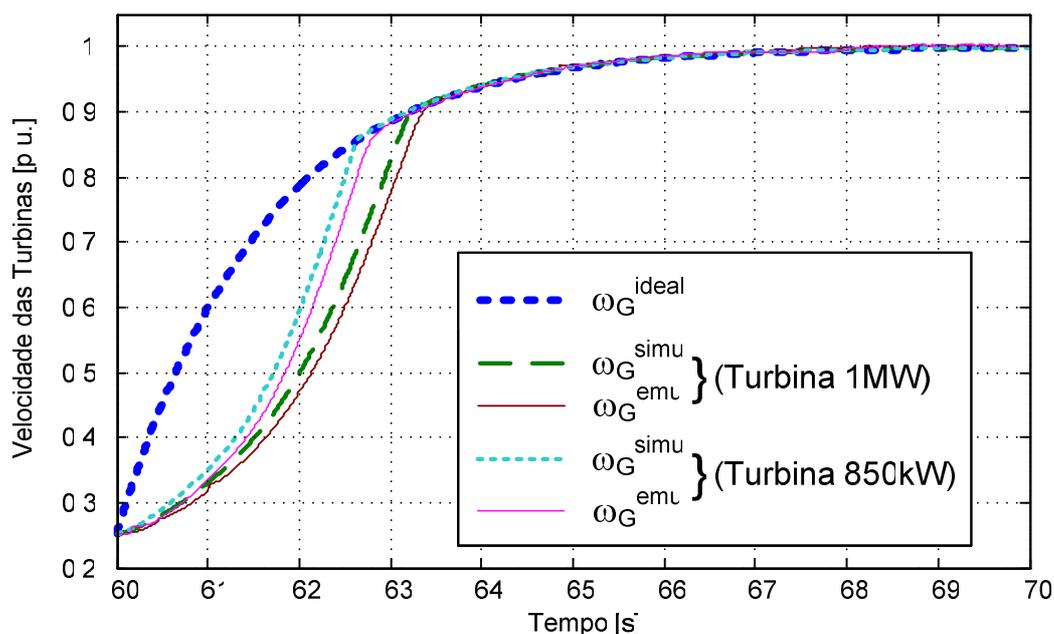


Figura 4.19 – Velocidades ideal, simulada e emulada para as duas turbinas, aproximada entre os períodos de 60 a 70s.

A comparação entre as potências simulada e emulada das turbinas é mostrada na Figura 4.20. Nesse caso também foi observado o período crítico de maior variação instantânea da velocidade do vento, entre 60 e 70s.

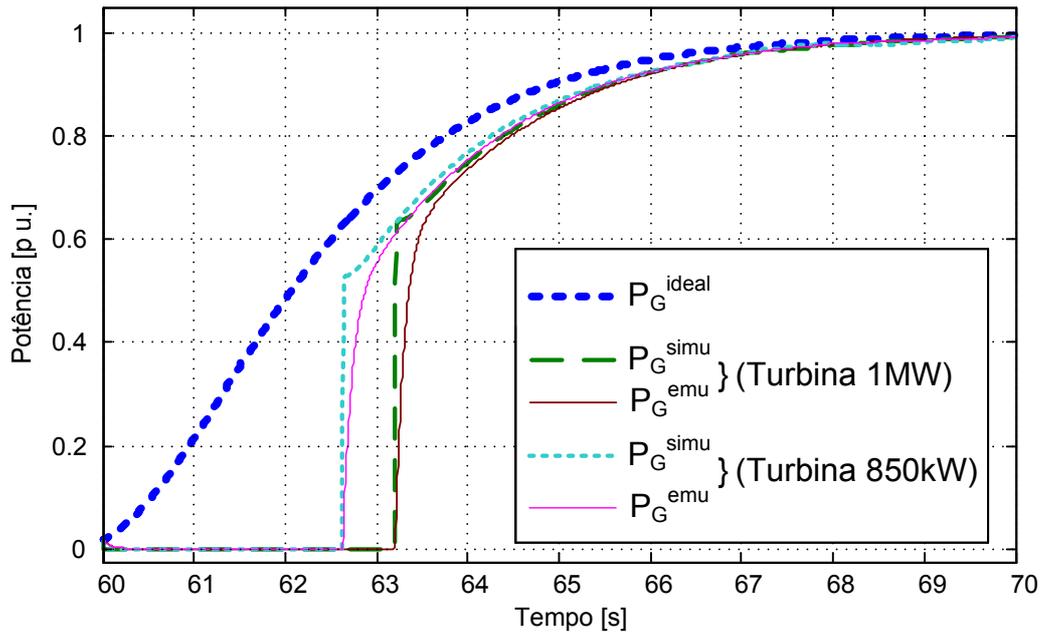


Figura 4.20 – Potências ideal, simulada e emulada para as duas turbinas, aproximada entre os períodos de 60 a 70s.

Os reguladores PI #1 e #2 vistos na Figura 3.12 têm influência direta na dinâmica dos sinais de velocidade e potência. O regulador PI #1 foi ajustado empiricamente e PI #2 foi auto-ajustado pelo conversor CFW-09. Os ajustes de ambos podem ser facilmente modificados, se necessário.

O regulador PI #1 tem influência direta na estabilização do sistema simulado em relação ao sistema ideal buscado. Alterando-se os valores de K_p e K_i pode-se alcançar uma estabilização mais rápida, só que mais oscilatória.

No entanto, o regulador PI #2 tem influência direta em como o sistema emulado vai obter a mesma variação de velocidade do sistema simulado. Novamente, podem-se alterar os valores de K_p e K_i para obter uma estabilização mais rápida, e em contrapartida mais oscilatória. Mas esse tempo de resposta para variações súbitas também é influenciado pela máxima corrente de torque permitida para a máquina utilizada, que é definida no conversor.

Na Figura 4.20 também é observada a utilidade do limitador do sinal T_G^* , ao evitar que a turbina funcione como ventilador devido ao aumento súbito de velocidade do vento. Durante o transitório, o sinal que serve de referência de torque para o gerador é limitado a valores positivos, mantendo assim a potência gerada sempre maior ou igual a zero.

4.2.4 Turbina 1 (1MW) com fator de sombreamento de 7%.

Com o intuito de estudo da influência de fenômenos aerodinâmicos na qualidade de energia gerada, foi implementado o efeito do sombreamento da torre. Para validação dessa implementação e análise da influência desse fenômeno, foi refeita a mesma simulação de 4.2.1 com a Turbina 1 de 1MW de potência.

Como o efeito de sombreamento da torre atua reduzindo o torque aerodinâmico a cada passagem de uma das pás pela torre, só há necessidade de visualizar a influencia deste efeito na potência de saída do aerogerador. Essa potência de saída com o efeito de sombreamento da torre com $K_{somb} = 7\%$ é visto na Figura 4.21. Como referência para comparação desse efeito oscilatório, pode-se utilizar a Figura 4.14.

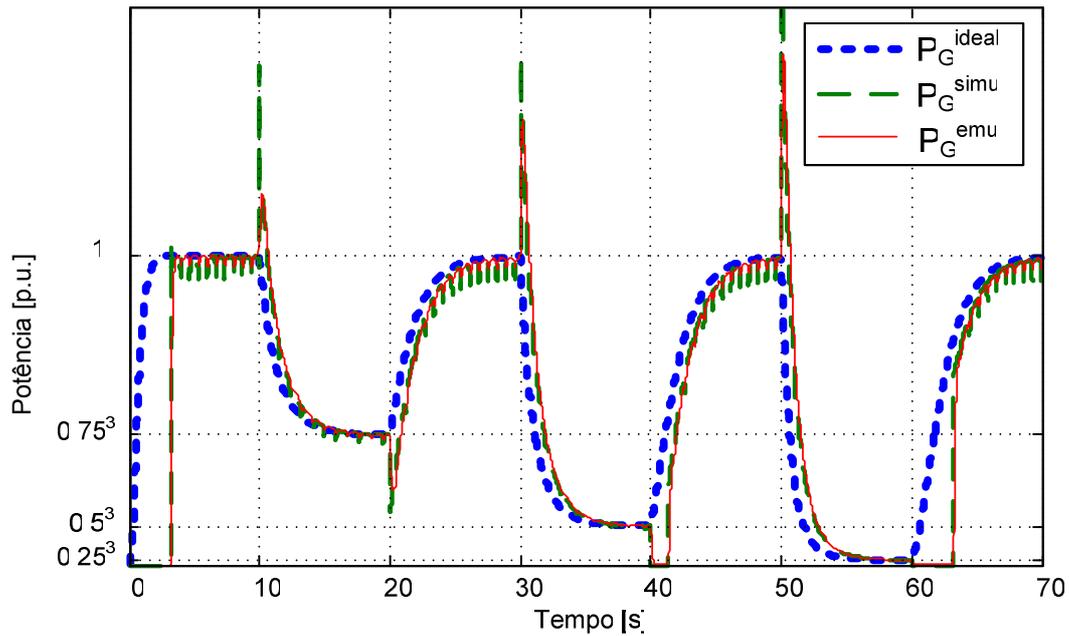


Figura 4.21 – Potências ideal, simulada e emulada da turbina de 1MW com efeito do sombreamento da torre com K_{somb} de 7%.

Com as Figuras 4.8 até 4.21 pode-se visualizar todo o desempenho do sistema proposto. Foi demonstrado que a emulação de diferentes turbinas na máquina especificada é viável. Mostrou-se possível efetuar testes de influências aerodinâmicas específicas na conversão de energia dos ventos em elétrica. Alguns ajustes finos podem ser feitos nos reguladores PI #1 e #2 a fim de melhorar a resposta a variações bruscas de velocidade do vento.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho apresentou uma bancada experimental que emula uma turbina eólica utilizando um motor de indução de gaiola, acionado por um inversor de frequência. Um perfil de vento criado no microcomputador serve como entrada para o sistema. Esta entrada é aplicada em um sistema que representa o modelo da turbina, simulada em tempo real através do módulo *Simulink* do programa *Matlab*. O motor de indução é comandado pelo inversor de frequência, de modo que sua resposta dinâmica rastreie a resposta dinâmica do sistema simulado.

Foi alcançado o objetivo de comandar o eixo do conjunto motor-gerador, fazendo com que o gerador enxergue o motor do mesmo jeito que enxergaria a turbina simulada na situação real.

O perfil de vento foi escolhido de maneira a criar situações extremas, como variações bruscas de 75%, de maneira que fosse validada a emulação da bancada para representar o sistema real em qualquer situação prática.

O algoritmo foi implementado no *Simulink/Matlab*, possibilitando o estudo da influência de fenômenos aerodinâmicos, mecanismos de controle das pás e

características do sistema de transmissão na conversão de energia de forma simples.

A dinâmica da máquina emulada só não foi satisfatória para variações muito bruscas de velocidade do vento em um período muito curto de tempo. Esse erro ocorreu devido à inércia da máquina controlada, que causa um pequeno atraso na resposta aos comandos de torque e/ou velocidade. Como isso só aconteceu em situações exageradas, o resultado obtido na simulação do aerogerador pode ser considerado como satisfatório.

Para trabalhos futuros tem-se a necessidade de acoplar a segunda máquina ao sistema fazendo a sua conexão com a rede elétrica e efetuar os controles dos conversores que serão utilizados. Com isso será finalizado o aerogerador simulado e assim possibilitando diversas opções de estudo para desenvolvimento de sistemas eólicos mais sofisticados e eficazes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Copel Soluções, Soluções em Energia Para Grandes Clientes da Copel, http://www.copelsolucoes.com/info_adicionais/eolica.htm;
- [2] U.S. Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy, http://www.eere.energy.gov/windandhydro/wind_history.html;
- [3] UNFCCC, United Nations Framework Convention on Climate Change, <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.html>;
- [4] GWEC, Global Wind Energy Council, Global Wind 2006 Report;
- [5] PROINFA, lei nº 10.438;
- [6] CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Tutorial de Energia Eólica – Princípios e Aplicações, http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial_eolica.htm;
- [7] Danish wind Industry Association, <http://www.windpower.org/en/tour.htm>;
- [8] Sloomweg J.G., H. Polinder, W.L. Kling; “Dynamic modelling of a wind turbine with doubly fed induction generator”. IEE Power Engineering Society Summer Meeting, S1, 2001, p. 644-649;
- [9] Heier S., “Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems”, 2 ed., Universidade de Kassel, Alemanha, 1998;

- [10] Marques J., “A Survey on Variable-Speed Wind Turbine System”, 6º Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência – COBEP02, v.1, pp 732-738, 2002;
- [11] Calvo, R.N., “Uso de Observadores em Malha Fechada no Controle de Velocidade de Motores de Corrente Contínua”, Projeto de fim de curso, UFRJ, pp 30-41, 2006;
- [12] 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;
- [13] Patel, M. R., “Wind and Solar Power Systems”, Boca Raton, Florida, EUA, 1999;
- [14] Nunes, A.A.C., Seixas, P.F., Cortizo, P.C., Silva, S.R., “Wind Turbine Simulator Using a DC Machine and a Power Reversible Converter”, Proc. Int. Conf. Elect. Mach., vol.3, Adelaide, Australia, pp. 536-540, 1993;
- [15] Battaiotto, P.E., Mantz, R.J., Puleston, P.F., “A Wind Turbine Emulator Based on a Dual DSP Processor System”, Control Eng. Practice, vol. 4, no. 9, pp. 1261-1266, 1996;
- [16] Rodriguez-Amenedo, J.L., Garcia, F.R., Chincilla, J.C., Veganzones, C., “Experimental Rig to Emulate Wind Turbines”, Proc. Int. Conf. Elect. Mach., vol.3, Istanbul, Turquia, pp. 2033-2038, 1998.
- [17] Oliveira, R.G., Parma, G. G., Silva, S.R., “Development of a Wind Turbine Simulator for a Wind Energy Conversion Systems – Experimental Results”, 9º Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência, pp 313-138, 2005;

- [18] Marques, J., Pinheiro, H., Gründling, H. A., Pinheiro J. R., Hey, H.L., “A Survey on Variable-Speed Wind Turbine System”. 7º Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência, COBEP, Fortaleza, Brasil, 2003;
- [19] Martins, M., Azzolin R. Z., Pinheiro H., “Wind Turbine Emulator for Energy Quality Studies”, 9º Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência, pp 319-324, 2005;
- [20] Ferreira, J.C.C., “Aplicação do Controle Vetorial e Teoria PQ no Controle de Aerogeradores Conectados à Rede Elétrica”, Dissertação de M.Sc, COPPE/UFRJ, 2005;
- [21] Silva, N. F., “Fontes de Energia Renováveis Complementares na Expansão do Setor Elétrico Brasileiro: O Caso da Energia Eólica”, Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, 2006;
- [22] Amarante, O.A.C., “Atlas do Potencial Eólico Brasileiro”, Ministério de Minas e Energia, Eletrobrás, CEPTEL;
- [23] Pavinatto, E.F., “Ferramenta para Auxílio à Análise de Viabilidade Técnica da Conexão de Parques Eólicos à Rede Elétrica”, Dissertação de M.Sc, COPPE/UFRJ, 2005.
- [24] Ministério das Minas e Energia, “Resenha Energética Brasileira – Exercício 2007 (preliminar)”, março de 2008 URL: <http://www.mme.gov.br/download.do?attachmentId=13699&download>.
- [25] E. Hau, “Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics”, ISBN 3540242406, Springer-Verlag 2005.