

Modelagem e Controle do Ângulo de Passo de Turbinas Eólicas de Velocidade Variável

Stefânia de Oliveira Silva

Dissertação de Mestrado apresentada à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Instrumentação e Controle

Péricles Rezende Barros, Ph.D
Orientador

George Acioli Júnior, D.Sc.
Orientador

Campina Grande, Paraíba, Brasil
©Stefânia de Oliveira Silva, Fevereiro de 2015

"MODELAGEM E CONTROLE DO ÂNGULO DE PASSO DE TURBINAS EÓLICAS DE VELOCIDADE VARIÁVEL"

STEFÂNIA DE OLIVEIRA SILVA

DISSERTAÇÃO APROVADA EM 24/02/2015


PÉRICLES REZENDE BARROS, Ph.D., UFCG
Orientador(a)


GEORGE ACIOLI JUNIOR, D.Sc., UFCG
Orientador(a)


JAIDILSON DA SILVA, D.Sc., UFCG
Examinador(a)


WELLINGTON SANTOS MOTA, Ph.D., UFCG
Examinador(a)

CAMPINA GRANDE - PB

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

S546m Silva, Stefânia de Oliveira
Modelagem e controle do ângulo de passo de turbinas eólicas de velocidade variável /Stefânia de Oliveira Silva. – Campina Grande, 2015.
135f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2015.

"Orientação: Prof. Dr. Péricles Rezende Barros, Prof. Dr. George Acioli Júnior".
Referências.

1. Modelagem. 2. Controle. 3.Turbinas Eólicas. 4. PMSG. I. Barros, Péricles Rezende. II. Acioli Júnior, George. III. Título

CDU: 66.01(043)

Agradecimentos

Quero antes de tudo agradecer a Deus por me amparar nos momentos difíceis, me dar força interior para superar as dificuldades, mostrar os caminho nas horas incertas e me suprir em todas as minhas necessidades. Aos meus pais Conceição e Gisélío e minha tia Socorro pelo apoio incondicional na minha decisão de cursar e permanecer no mestrado. Sem o suporte e conselhos deles não teria chegado tão longe.

Agradeço também à Universidade Federal de Campina Grande, e em especial ao Departamento de Engenharia Elétrica, pela excelente infraestrutura oferecida, permitindo não somente a realização deste trabalho, mas também o meu crescimento e aperfeiçoamento profissional.

Muitas foram as pessoas que ao longo destes dois anos de trabalho e convívio me auxiliaram e encorajaram na elaboração desta dissertação de mestrado. Porém, um agradecimento em especial aos meus colegas de laboratório, Camila Mara, Henrique Barroso, Moisés Tavares, Thiago Euzébio e Raphael Baltar pelo excelente convívio que tivemos ao longo de todos esses dois anos de trabalho. Sem dúvida uma equipe admirável e vencedora.

Resumo

Este trabalho destina-se a fornecer uma descrição detalhada do comportamento da turbina eólica para encontrar um modelo adequado e também um algoritmo que se adapte melhor para o seu controle. O trabalho muda gradualmente de um modelo simples utilizado apenas para obter uma descrição global de comportamento para um sistema complexo que integra vários graus de liberdade e que é mais flexível para mudanças em possibilidades de controle. Ele permite estudar a produção de energia elétrica até a caracterização dos fenômenos mecânicos que afetam a estrutura, tornando o sistema desta maneira transparente para vários diagnósticos. O estudo traz mais complexidade ao incluir o modelo dos aspectos mecânicos, como a flexão da torre e o movimento das lâminas. Os algoritmos propostos implementados na ferramenta do MATLAB/SIMULINK são o LQR clássico, o LQR com ação integral, o LQG com ação integral e LQG com estimativa de perturbação, pois caracterizam completamente a dinâmica e o comportamento da turbina eólica. Os controladores foram construídos com base nos conhecimentos dos princípios de funcionamento das turbinas eólicas com controle de ângulo de passo variável. Como uma alternativa aos controladores do tipo Proporcional-Integral (PI) utilizados atualmente, o controle tem como objetivo diminuir as oscilações na potência gerada pela turbina. São realizadas simulações das variações da velocidade do vento incidente em uma turbina eólica equipado com geradores síncronos de ímã permanente, e as simulações comprovam a eficiência dos controladores no ângulo de passo.

Palavras-chave: Turbinas Eólicas, Modelagem, Controlador, LQR, LQG, PMSG.

Abstract

This paper is designed to provide a detailed description of the wind turbine behavior model to find a suitable algorithm and also a better fit for its control. The work gradually changes from a very simple model used only for a general description of behavior to a complex system that integrates multiple degrees of freedom and it is more flexible to changes in control possibilities. It enables to study the production of electricity to the characterization of the mechanical phenomena that affect the structure, making the system this transparent to various diagnoses. The study brings more complexity to include the model of the mechanical aspects, such as the bending of the tower and the movement of the blades. The algorithms implemented in MATLAB / SIMULINK tool are the classic LQR, LQR with integral action, the LQG with integral action and LQG with an estimate of disturbance as completely characterize the dynamics and the behavior of the wind turbine. The controllers were constructed based on the knowledge of the principles of operation of wind turbines with variable pitch angle control. As an alternative to controlling the Proportional-Integral type (PI) currently used, the control aims to reduce fluctuations in power generated by the turbine. Are performed simulations of wind speed variations incident in a wind turbine equipped with permanent magnet synchronous generators. These simulations show the efficiency of controlling the pitch angle.

Keywords: Wind Turbines, Controller, Modeling, LQR, LQG, PMSG.

Sumário

1	Introdução	4
1.1	Motivação	5
1.2	Revisão Bibliográfica	6
1.2.1	Estado da Arte	7
1.2.2	Controle do Ângulo de Passo	9
1.2.3	Modelagem na Turbina Eólica	10
1.2.4	Controle Robusto	11
1.3	Objetivos	12
1.4	Contribuições	13
1.5	Organização do Texto	13
2	Aspectos Gerais das Turbinas Eólicas	15
2.1	Introdução	15
2.2	Componentes da Turbina Eólica	16
2.2.1	Rotor	16
2.2.2	Nacele	18
2.2.3	Torre	19
2.3	Energia contida no vento	20
2.4	O desempenho de uma turbina de eólica	22
2.4.1	Dimensionamento da Turbina	22
2.4.2	Coeficiente de Potência	25
2.4.3	Coeficiente de impulso	28
2.4.4	Modelo das Pás ou Lâminas para TEEH	28
2.5	Estratégia de Controle na Turbina Eólica	33
2.5.1	Turbinas Eólicas de Velocidade Fixa	33
2.5.2	Turbinas Eólicas de Velocidade Variável	34
2.5.3	Controle Passivo Estol (Stall)	34
2.5.4	Controle Passo Variável (Pitch)	35

2.6	Sistema de Controle na Turbina Eólica	35
2.7	Aspectos Gerais do Vento	37
2.7.1	Turbulência	39
2.8	Considerações Finais	40
3	Modelo Simplificado da Turbina Eólica de Eixo Horizontal (TEEH)	41
3.1	Introdução	41
3.2	Descrição Matemática de uma TEEH	41
3.2.1	Subsistema Aerodinâmico	43
3.2.2	Subsistema Mecânico	45
3.2.3	Subsistema Elétrico	47
3.2.4	Subsistema Pitch	48
3.3	Considerações Finais	49
4	Modelo Linearizado da Turbina Eólica	51
4.1	Introdução	51
4.2	Mecânica de Lagrange	52
4.3	Modelo não-linear da turbina eólica	55
4.4	Modelo Linearizado	58
4.5	Validação do Modelo Linearizado	61
4.6	Considerações Finais	64
5	Implementação do Modelo no Ambiente Matlab/Simulink	65
5.1	Introdução	65
5.2	Turbina Eólica	65
5.3	Modelo do Vento Simulado	66
5.4	Bloco Aerodinâmico Implementado	70
5.4.1	Bloco Mecânico	72
5.4.2	Modelo Dinâmico do Gerador PMSG	73
5.4.3	Conversor PWM AC-DC-AC	77
5.4.4	Controle do Ângulo de Passo	79
5.5	Resultados e Simulações	81
5.6	Considerações Finais	85
6	Controle Ótimo aplicado nas Turbinas Eólicas	86
6.1	Introdução	86
6.2	Controle em Turbinas	86

6.3	Controle Ótimo Linear Quadrático	88
6.4	Regulador Linear Quadrático - LQR	90
6.4.1	Rastreador Linear Quadrático - LQT	95
6.4.2	Regulador Linear Quadrático com Ação Integral - LQI.	98
6.5	Regulador Linear Quadrático Gaussiano - LQG	100
6.5.1	Filtro de Kalman	101
6.5.2	LQG com Ação Integral	103
6.6	Análise do Sistema	105
6.7	Estudo de caso para o Controlador LQR	107
6.8	Controlador Linear Quadrático Gaussiano - LQG	116
6.9	Conclusão	121
7	Conclusões e Perspectivas	123
	Referências Bibliográficas	126
A	Desenvolvimento do projeto dos controladores MATLAB/SIMULINK	132
A.1	Valores Numéricos dos Parâmetros do Modelo Multivariável da Turbina de Vento	132
A.2	Valores Numéricos das Matrizes de Espaço de Estado do Sistema	133
A.3	Rotina do Controlador LQR	133
A.4	Rotina do Controlador LQG	134

Lista de Símbolos e Abreviaturas

PROINFA - *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica*
MIMO - *Multiple Input, Multiple Output (Múltiplas Entradas Múltiplas Saídas)*
SISO - *Single Input Single Output (Simples Entrada Simples Saída)*
LQR - *Linear Quadratic Regulator (Regulador Linear Quadrático)*
LQG - *Linear Quadratic Gaussian (Gaussiano Linear Quadrático)*
LTR - *Loop Transfer Regulator (Recuperação da Malha de Transferência)*
LQG/LTR - *Linear Quadratic Gaussian/Loop Transfer Regulator*
LQRI - *LQR com ação integral*
PI - *Controlador Proporcional Integral*
BEM - *Blade Element Momentum (Momento Elementar da Lâmina)*
WTGS - *Wind Turbine Generator System (Gerador do Sistema de Turbina Eólico)*
PMSG - *Permanent Magnet Synchronous Generator (Gerador Síncrono de Ímã Permanente)*
DFIG - *Doubly-Fed Induction Generator (Gerador Síncrono de Dupla Indução)*
MPPT - *Maximum Power Point Tracking (Rastreamento Máxima do Ponto de Potência)*
IGBT - *Insulated Gate Bipolar Transistor (Transistor bipolar com porta isolada)*
 a - *Fator de Interferência Axial*
 F_T - *Força de Impulso*
 P - *Potência*
 T_r - *Torque Aerodinâmico*
 C_p - *Coefficiente de Potência*
 C_t - *Coefficiente de Impulso*
 λ - *Velocidade de Ponta da Lâmina*
 β - *Ângulo de Inclinação das Pás*
 v_r - *Velocidade Resultante do Vento*
 ωr - *Velocidade Tangencial*
 v - *velocidade do vento*
 ϕ - *Ângulo ao Plano de Rotação*

α - Ângulo de Ataque
 dF_L - Forças Infinitesimal de Sustentação
 dF_D - Forças Infinitesimal de Arrasto
 dT_r - Forças Infinitesimal do Torque Aerodinâmico
 dF_t - Forças Infinitesimal da Força de Impulso
 C_D - Coeficiente de Arrasto
 C_L - Coeficiente de Sustentação
 T_v - Tempo de correlação da Turbulência
 K_v - Turbulência da Potência
 L_v - Comprimento de correlação da Turbulência
 σ_v - Intensidade da Turbulência
 B_g - Amortecimento Intrínseco do Gerador
 ω_r - Velocidade Angular do Rotor
 ω_g - Velocidade Angular do Gerador
 T_g - Torque Elétrico
 \dot{y}_b - Velocidade de Dobragem da Torre
 U - Tensão
 f - Frequência
 K_s - Constante de Rigidez
 B_s - Constante de Amortecimento
 J_r - Inércia do Rotor da Turbina
 J_g - Inércia do Gerador
 M_t - Massa da Torre e Nacele
 M_b - Massa de cada Lâmina
 N - Número de Lâminas
 r_b - Raio da Lâmina

Lista de Tabelas

3.1	Definição dos parâmetros da Turbina Eólica.	43
4.1	Coefficientes das equações das curvas de potência.	57

Lista de Figuras

2.1	Turbina(a) de eixo vertical e (b) de eixo horizontal.	16
2.2	Elementos principais de uma Turbina Eólica.	17
2.3	Relação entre o diâmetro do rotor e a potência nominal da turbina (WAGNER; MATHUR, 2012).	21
2.4	Volume de controle para uma turbina eólica de eixo horizontal.	22
2.5	Tendências de eficiência para tipos de turbinas eólica versus razão de velocidade periférica.	24
2.6	O ângulo de inclinação das pás	26
2.7	O coeficiente de potência de uma turbina de velocidade variável.	26
2.8	Estudo comparativo de expressões analíticas do coeficiente de desempenho (1-exponencial, 2-exponencial, 3-sinusoidal, 4-polinomial).	27
2.9	Controle de volume do toque anular.	29
2.10	Velocidades e força aerodinâmica num elemento de pá.	30
2.11	Diagrama esquemático da velocidades e força da lâmina.	31
2.12	Coeficientes de arrasto e sustentação versus o ângulo de ataque (GASPARETTO, 2007).	32
2.13	Movimentação da pá de acordo com cada tipo de controle (HAU, 2006) p. 103 (Adaptação).	36
2.14	Curva de Potência de uma Turbina Eólica.	37
2.15	Modelo espectral do vento.	38
3.1	Turbina eólica de eixo horizontal.	42
3.2	Diagrama de blocos dos subsistemas de uma turbina de velocidade e passo variável.	43
3.3	Entrada e saída do subsistema aerodinâmico.	44
3.4	Modelo de duas massas	45
3.5	Entrada e saída do subsistema mecânico	46
3.6	Entrada e saída da Unidade Geradora de Potência.	47

3.7	Torque característico do gerador.	48
3.8	Modelo do atuador do ângulo de inclinação	49
4.1	Modos de vibração para turbinas eólicas de eixo horizontal.	52
4.2	Diagrama esquemático do subsistema mecânico.	55
4.3	Velocidade Angular do Rotor.	62
4.4	Velocidade Angular do Gerador.	62
4.5	Movimento de Flexão da Lâmina.	63
4.6	Movimento Horizontal de Flexão da Torre.	63
5.1	Modelo Completo - Turbina Eólica PMSG.	66
5.2	Diagrama de Blocos da Estrutura Interna da Turbina Eólica com PMSG.	67
5.3	Diagrama de Blocos do modelo do Vento.	70
5.4	Representação do Sistema Aerodinâmico.	71
5.5	Características de potência da turbina eólica.	72
5.6	Coefficiente de Potência.	72
5.7	Curvas $C_p(\lambda, \beta)$	73
5.8	Modelo de duas massas-Sistema Mecânico.	73
5.9	Diagrama conceitual do gerador de ímã permanente.	74
5.10	Modelo da Máquina Síncrona de Ímã Permanente.	74
5.11	Esquema interno da máquina síncrona de ímã permanente.	75
5.12	Implementação da máquina síncrona de ímã permanente modelo elétrico.	76
5.13	Conversor PWM AC DC AC.	77
5.14	Controlador PWM.	78
5.15	Controlador de Tensão.	78
5.16	Controle Discreto.	79
5.17	Representação Discreto PLL.	79
5.18	Controle do ângulo das pás.	80
5.19	Implementação do controle da velocidade no Simulink.	80
5.20	Velocidade do Vento com perturbação de 40%.	81
5.21	Velocidade angular da turbina.	82
5.22	Velocidade angular da gerador.	82
5.23	Controle do Ângulo de Pitch.	83
5.24	Torque Elétrico.	83
5.25	Torque Aerodinâmico.	83
5.26	Potência Mecânica	84
5.27	Tensão do Sistema.	84

5.28	Corrente do Sistema.	85
6.1	Malhas de Controle.	87
6.2	Controle no espaço de estado utilizando um controlador LQR onde K é a matriz de ganho.	91
6.3	Diagrama de blocos do controlador LQR com ação integral - LQI.	99
6.4	Controlador LQG.	101
6.5	Controlador LQG com ação integral.	104
6.6	Sistema em malha aberta.	106
6.7	Fluxograma do Controlador LQR com ação integral.	108
6.8	O sistema de malha fechada com controlador LQR.	109
6.9	Velocidade do vento de acordo com (NICHITA et al., 2002).	109
6.10	Espectro da velocidade do vento simulado.	110
6.11	Ângulo de Passo.	110
6.12	Velocidade Angular do Rotor com controlador LQR.	111
6.13	Velocidade Angular do Gerador com controlador LQR.	111
6.14	Movimento das Lâminas com controlador LQR.	112
6.15	Movimento Horizontal da Torre com controlador LQR.	113
6.16	Diagrama de blocos em sistema de malha fechada com controlador LQR com ação integral no simulink.	113
6.17	Velocidade Angular do Rotor.	114
6.18	Velocidade Angular do Gerador.	114
6.19	Movimento da Lâmina	115
6.20	Movimento de Flexão da Torre	115
6.21	Diagrama de blocos do sistema em malha fechada para Potência Elétrica.	116
6.22	Potência Elétrica do Sistema.	116
6.23	Fluxograma do Controlador LQG com ação integral.	118
6.24	Controlador LQG com ação integral implementado no Simulink.	119
6.25	Sinal de Controle do Ângulo de Passo com o Controlador LQG com ação integral.	119
6.26	Velocidade Angular do Rotor com Controlador LQG.	119
6.27	Velocidade Angular do Gerador com Controlador LQG.	120
6.28	Movimento de Flexão das Lâminas com Controlador LQG.	120
6.29	Movimento Horizontal da Torre com Controlador LQG.	120
6.30	Potência Elétrica com Controlador LQG.	121

Capítulo 1

Introdução

A busca por fontes alternativas de energia tem levado vários países a investirem na transformação e complementação de seus parques energéticos. As questões ambientais, principalmente no que se refere aos impactos causados pelas formas tradicionais de geração de energia, tem levado a uma procura por fontes de energia mais limpa.

Na última década, o interesse pelo uso da energia eólica cresceu consideravelmente. Isto se deve às preocupações com as questões ambientais, incentivadas pelo atendimento às metas do Protocolo de Kyoto, ao fator de escala que a geração eólica incorpora devido à possibilidade da instalação de parques eólicos com centenas de megawatts de capacidade e à redução crescente dos custos de produção dos equipamentos, em função do avanço da tecnologia (SILVA, 2006).

A energia eólica é, sem dúvida, uma das fontes alternativas de energia com exploração mais bem sucedida atualmente. Uma razão para este fato é a política de incentivo feita por vários países, assegurando a compra da energia eólica produzida, ainda que ela não ofereça preços competitivos. A Alemanha e a Dinamarca foram pioneiras neste procedimento, seguido por vários países, inclusive pelo Brasil, com a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, **PROINFA**. Além disso, pode-se destacar o avanço tecnológico, tanto em pesquisa quanto em desenvolvimento, fazendo com que ocorra uma rápida redução no custo de utilização desta forma de geração (LEITE; FALCÃO; BORGES, 2006).

O custo financeiro da energia gerada pelo vento, quando comparado ao custo associado à emissão de gases tóxicos gerados pela produção de energia via combustíveis fósseis, são compatíveis em toda a extensão de tempo que abrange a sua instalação e atividade plena (JAIN, 2011). Destas energias convencionais, a eólica particularmente, aparenta ter condições vantajosas para competir em preço e confiabilidade.

A tecnologia das turbinas eólicas tem passado por um desenvolvimento muito rápido

nos últimos anos. Os avanços tecnológicos alcançados na área de construção de turbinas em conjunto com o desenvolvimento da Eletrônica de Potência e da Engenharia de Controle, proporcionaram o aumento da eficiência e da vida útil dos sistemas eólicos. A utilização de materiais mais leves e flexíveis tem reduzido os custos de construção, introduzindo a possibilidade da redução dos esforços internos de uma turbina eólica.

Atualmente, são produzidas turbinas com capacidade de gerar desde alguns quilowatts até dezenas de megawatts para as mais diversas aplicações, desde a geração de energia elétrica para a complementação da demanda de energia até a implementação de sistemas isolados para bombeamento de água e carregamento de baterias.

Diante deste avanço vertiginoso da tecnologia eólica, também cresce a importância da aplicação de técnicas modernas de controle de projeto de sistemas eólicos, cujas características dinâmicas são altamente dependentes da velocidade do vento, o que concede uma especial importância às incertezas inerentes ao projeto. O problema do controle ótimo representa uma das grandes metas de teoria de controle, que é agrupar a maioria dos elementos da engenharia de processo sob a égide de uma síntese matemática formal. A motivação para isso é que, uma vez que formalizado sob uma cobertura matemática, tais elementos constituem ferramentas poderosas que podem ser aplicadas quase que automaticamente em complexas situações de projeto. As vantagens obtidas com a utilização de técnicas de controle ótimo em sistemas de energia eólica está na melhoria da eficiência da conversão energética e no aumento da flexibilidade operacional.

As técnicas de controle ótimo reúnem diversas características que asseguram um alto desempenho ao projeto de controladores, garantindo a estabilidade e a robustez.

1.1 Motivação

O controle de potência das turbinas é feito pela variação do ângulo de passo, em que um controlador eletrônico verifica a potência mecânica gerada, diversas vezes por segundo. Quando a potência de saída se torna muito elevada é enviada uma ordem para o mecanismo de controle do ângulo das pás que as move alterando o ângulo de ataque das pás relativamente à direção do vento. Inversamente, as pás são movidas de volta à ação direta do vento sempre que há uma queda de produção. Para esta movimentação, recorre-se a sofisticados mecanismos hidráulicos e eletrônicos que movimentam as pás ao redor de seus eixos longitudinais.

No controle do ângulo de passo que é adotado pelos modelos de turbinas descritos na literatura, o controlador Proporcional-Integral (PI) é geralmente o mais utilizado. O bom desempenho da máquina depende da escolha apropriada dos valores de ganhos deste

controlador. Esta escolha não é uma atividade trivial e alguns autores relatam que sua obtenção é feita por tentativa e erro (MACEDO, 2012)

Diante deste cenário promissor e de plena expansão de novos parques eólicos em nível mundial e nacional, a aplicabilidade dos sistemas de controle ótimo e robusto dentro dos diversos segmentos produtivos e estratégicos das sociedades industrializadas, foram os motivadores para o tema deste trabalho, tendo como objetivo propor uma nova aplicação do controlador robusto com ação integral para o controle de um sistema de conversão de energia eólica utilizando um gerador síncrono de ímã permanente.

Os controladores lineares quadráticos ótimos tem como princípio o estabelecimento formal de um índice de desempenho quadrático para sintetizar compensadores em malha fechada onde todos os estados se encontram disponíveis. E a principal motivação em usá-lo se deve a minimização do valor eficaz de ruídos e distúrbios na resposta de um sistema de controle.

No contexto técnico-científico, percebe-se então que há a existência de um grande potencial a ser explorado com aplicação do controle ótimo ao projeto de sistemas de conversão de energia eólica (ANDERSON; MOORE, 2007):

- Estudo de estratégias e métodos de otimização;
- Desenvolvimento técnico científico;
- Complementação da oferta de energia;
- Desenvolvimento social;
- Desenvolvimento econômico.

Este controle pode contribuir para a suavização da potência de saída da turbina e na diminuição da carga aerodinâmica para a melhoria do desempenho da estabilidade dinâmica e transitória do sistema integrado à rede elétrica.

Atualmente o controle de passo variável é o mais utilizado pela indústria de turbinas eólicas. Devido à importância deste aspecto no crescente cenário de geração eólica, propõe-se nesta dissertação a obtenção do controlador robusto, em alternativa ao controle PI utilizado na maioria das turbinas.

1.2 Revisão Bibliográfica

Nesta seção, será apresentada uma revisão bibliográfica com o objetivo de evidenciar o atual estado da arte para o tema em estudo. As referências estão relacionadas às tecno-

logias de geração eólica que adotam os geradores síncronos de ímã permanente (PMSG) e as diversas estratégias de controle que foram propostas na literatura ao longo dos anos. Também será apresentada uma revisão bibliográfica sobre controle do ângulo de passo, modelagem da turbina eólica e sobre controle ótimo e controladores robustos e suas aplicações.

1.2.1 Estado da Arte

Vários modelos de turbinas eólicas têm sido desenvolvidos. Eles têm finalidades diferentes e, em consequência eles tratam diferentes características de um sistema de energia eólica. Por exemplo, pode-se incluir a aerodinâmica no modelo para ser capaz de verificar e otimizar o projeto da lâmina, por exemplo, de acordo com um critério prescrito. Este critério pode ser definido em termos de maximizar as forças úteis que conduzem o rotor ou para a minimização das cargas mecânicas, como o ajustamento das pás, a fim de fazer girar a turbina de forma ideal para uma velocidade do vento nominal escolhida.

Modelos de uso geral, enfatizando as propriedades elétricas de turbinas eólicas também são utilizados. Modelos prevendo as condições meteorológicas e, conseqüentemente, a produção de energia correspondente são essenciais ao planejar o controle de um sistema de energia. Entre os modelos voltados para a otimização do funcionamento da turbina, também existem modelos econômicos que oferecem uma imagem da eficácia de custo de fabricação e instalação das turbinas eólicas; ou também os modelos que consideram o nível de ruído produzido por uma turbina, ou até modelos que avaliem o impacto de turbinas eólicas no ambiente (HAU, 2006).

Alguns modelos computacionais de turbinas eólicas foram propostos a partir do ano 1983, tais modelos para estudos dinâmicos, incluíam o controle simplificado do ângulo das pás (SALLES, 2009). Uma das propostas considerava turbinas eólicas com duas pás, sendo que o controle de ângulo de passo as rotacionava apenas parcialmente.

As turbinas eólicas eram representadas, basicamente, por uma equação utilizando o coeficiente de potência. Modelos mais complexos utilizam o *Blade Element Momentum* (BEM), que consiste na representação individual de diferentes seções ao longo das pás. Porém, um estudo apresentado na tese de doutorado defendida por Akhmatov (AKHMATOV, 2003), constatou que a representação por curvas de coeficiente de potência (C_p) é suficientemente preciso para estudos de estabilidade transitória. A precisão das curvas resultantes dos valores propostos por Akhmatov (AKHMATOV, 2003) foi comprovada com dados reais de operação de uma fazenda eólica. Vale ressaltar que esses modelos são genéricos, pois cada fabricante mantém em segredo o conjunto de curvas que determinaram

experimentalmente.

Em relação à quantidade de pás que proporcionam o melhor desempenho da turbina, Hau (HAU, 2006) afirma que a melhor configuração seria com cinco pás. Porém o aumento no rendimento em relação às turbinas de três ou quatro pás não é significativo, concluindo que não é economicamente vantajoso utilizar turbinas com cinco pás, portanto torná-se viável a utilização de turbinas com três pás.

Quanto ao tipo de turbina eólica, Zinger e Muljadi (ZINGER; MULJADI, 1997) afirmam que a produção de energia pode ser aumentada em até 40%, com o uso de turbinas de velocidade variável, devido à possibilidade de controle da potência captada. Já Akhmatov e Nielsen (AKHMATOV; NIELSEN, 2005) concluíram que turbinas de velocidade fixa transmitem fortes variações de potência à rede, quando da ocorrência de variações rápidas da velocidade do vento.

Segundo Camblong (CAMBLONG; VIDAL; PUIGGALI, 2004) foi desenvolvido um modelo matemático o qual considera os princípios básicos para o estabelecimento de simulações da velocidade variável, ângulo de passo, e a turbina eólica. Este modelo é usado para testar vários algoritmos de controle projetados com o objetivo de maximizar o rendimento energético, a robustez e analisar a dinâmica das cargas na transmissão.

Rolán (ROLAN et al., 2009) propõem analisar a configuração típica de um sistema de geração eólica WTGS (do inglês *Wind Turbine Generator System*) equipado com um gerador de velocidade variável. Os geradores de indução duplamente alimentados estão sendo amplamente utilizados em WTGS, apesar do uso, ainda grande, de geradores síncronos.

Existem diferentes tipos de geradores síncronos, mas o gerador síncrono multipolo de ímã permanente PMSG (do inglês *Permanent Magnet Synchronous Generator*) foi o escolhido para estudo, já que ele oferece um melhor desempenho devido a uma eficiência mais elevada e menor frequência de manutenção, uma vez que não tem corrente no rotor do gerador elétrico e pode ser utilizado sem caixa de transmissão, o que também implica em uma redução no peso da gôndola e uma redução no custo. Além do gerador, a WTGS analisada consiste em mais três partes: velocidade do vento, turbina eólica e conjunto de acionamento.

O gerador síncrono de ímã permanente, apresenta uma importante característica que vem despertando interesse em pesquisadores de várias partes do mundo para a utilização em turbinas eólicas instaladas no mar. Entre as máquinas elétricas modernas, ela apresenta a maior relação entre o conjugado eletromagnético e a massa de sua parte ativa (LI; CHEN, 2008), como também mostrou Gieras, em seu estudo experimental, em (GIERAS, 2005).

Em 2003, Akhmatov (AKHMATOV, 2003) descreveu um modelo genérico para gera-

dores de ímã permanentes, para estudos de estabilidade, incluindo a parte relativa a seus controles típicos. Este artigo, descreve a aplicação da geração de energia eólica conectada à rede elétrica, apontando à necessidade de operação como gerador com velocidade variável, controlado pelo conversor do lado gerador, e de injeção de potência reativa pelo conversor do lado da rede. Em 2005, novamente Akhmatov (ACKERMANN et al., 2005) acrescenta uma discussão e um modelo de controle dos geradores a ímã permanentes durante curto-circuitos na rede elétrica. Em 2007 e 2008, o controle para amortecimento ativo das oscilações torcionais do conjunto rotor-turbina-eólica/eixo/rotor-do-gerador começou a ser proposto, porém em alguns casos, com mais algumas outras combinações. Conroy e Watson (CONROY; WATSON, 2007) incluíram também o controle de um sistema de *Braking Resistor* (resistor de frenagem dinâmica para abrandar ou parar rapidamente um motor drenando o excesso de tensão e mantê-lo dentro de tolerâncias seguras) para amortecimento do vento. Jauch (JAUCH, 2007) incluiu um efetivo controle de amortecimento contra oscilações na rede elétrica (diminuindo a oscilação angular de geradores síncronos conectados em barramentos próximos) e Hansen e Michalke (HANSEN; MICHALKE, 2008), também, incluíram ao modelo o amortecimento durante turbulências na velocidade do vento.

Bystryk e Sullivan (BYSTRYK; SULLIVAN, 2011) propõem analisar estratégias de controle para uma turbina eólica de pequeno porte, usando um modelo com base em dados de vento coletados em sítio e dados de simulação feitos no computador.

No início de 2003, Akhmatov (AKHMATOV et al., 2003) propôs a operação em conjunto com o controle de ângulo das pás da turbina para melhorar a margem de estabilidade dos geradores durante curto-circuitos na rede elétrica.

1.2.2 Controle do Ângulo de Passo

Muljadi e Butterfield (MULJADI; BUTTERFIELD, 2001) analisaram a limitação de potência através do controle do ângulo de passo para turbinas eólicas de velocidade variável, e concluíram que este arranjo possibilita a operação segura para velocidades do vento acima do limite técnico do sistema de conversão.

Burton (BURTON et al., 2011) afirma que o controle de potência por ângulo fixo/estol passivo é o modo mais simples de controlar a máxima potência a ser gerada pela turbina. Sua principal vantagem é a simplicidade, porém há desvantagens significantes como: alta fadiga mecânica causada por rajadas de vento, partida não assistida e variações na máxima potência devido às variações na densidade do ar. Algumas dessas deficiências podem ser resolvidas utilizando o controle ativo do ângulo de passo.

Já Akhmatov (AKHMATOV, 2003) afirma que o controle do ângulo de passo é comumente utilizado na otimização da produção de potência provinda do vento. Ainda exemplifica os possíveis sinais de entrada do controlador do ângulo de passo. Quando a velocidade do rotor é utilizada como sinal de entrada do controlador, é possível otimizar a potência de saída da turbina porque a potência do gerador e a velocidade são inequivocamente relacionadas uma à outra. Outra opção é utilizar sinais que provenham da rede fora do parque como a tensão no ponto de acoplamento.

Mota e Barros (MOTA; BARROS, 2005) analisaram a atuação do controle do ângulo de passo através de simulações dinâmicas. Para a turbina eólica modelada, o controle do ângulo possibilita a operação à potência nominal até velocidades do vento 20% acima da média esperada; a máxima produção de potência ocorre para velocidades do vento até 13% abaixo da média. O trabalho conclui que estes limites dependem dos parâmetros de projeto da turbina e que valores diferentes podem ocorrer para turbinas reais.

1.2.3 Modelagem na Turbina Eólica

Sistemas de conversão de energia eólica são de natureza muito diferente de geradores convencionais e, portanto, estudos dinâmicos devem ser abordados a fim de integrar a energia eólica no sistema de energia (LUBOSNY, 2003).

Na modelagem, diversos níveis de complexidade estão envolvidos como, por exemplo, a precisão que se quer obter com o modelo, o custo financeiro ou computacional e o tempo disponível para a modelagem. A capacidade de definir a cada nível os aspectos relevantes de um problema de modelagem é uma qualidade exigida dos pesquisadores e engenheiros. Segundo Barbosa (BARBOSA, 1999), independente de qual o nível de modelagem for escolhido, os seguintes passos são partes integrantes do processo de modelagem:

1. Descrever um modelo físico do sistema contendo os aspectos relevantes para o estudo pretendido, com as respectivas simplificações;
2. Obter as equações constitutivas que descrevem matematicamente a dinâmica do sistema;
3. Resolver as equações resultantes analiticamente ou numericamente;
4. Modificar o sistema físico propriamente dito ou, utilizar os resultados como realimentação do processo de projeto e concepção.

Modelos utilizados para a análise de estado estacionário são extremamente simples, enquanto os modelos dinâmicos em sistemas de conversão de energia eólica não são fáceis

de desenvolver. A modelagem dinâmica é necessária para vários tipos de análise relacionada com a dinâmica do sistema: estabilidade, sistema de controle e de otimização (MARTINEZ, 2007).

No caso de modelos de uma única entrada para uma única saída, SISO (do inglês *Single Input, Single Output*), os métodos clássicos de regulação funcionam bem, elas são fáceis de implementar e permitem obter os desempenhos requeridos. No entanto, eles tornam-se complicados para aplicar em sistemas MIMO (do inglês *multiple input, multiple output*), onde geralmente o objetivo é mais complexo e expresso em termos de compromissos entre múltiplos propósitos. Os métodos clássicos tornam-se limitados, pois eles fornecem um baixo número de parâmetros que podem atuar sobre o sistema e é por isso que os métodos de otimização baseados na representação de estado são usados de forma mais eficiente. A idéia do dimensionamento de equilíbrio entre a eficiência energética e aumentar a vida útil das turbinas de vento aliviando cargas de fadiga está tendo uma atenção especial, mesmo quando se emprega controladores PI ou PID.

De acordo com Lubosny (LUBOSNY, 2003) no caso de sistemas de energia, com fontes clássicas, a modelagem é relativamente simples porque os modelos e controladores dos processos são bem conhecidos e padronizados; os dados estão disponíveis. Mas em casos de modelagem da turbina eólica, investigadores enfrentam problemas relacionados com a falta de dados e falta de estruturas do sistema de controle.

1.2.4 Controle Robusto

Muitas soluções de controle são propostas na literatura, todos sendo concebidos para um modelo específico, simplificado ou sofisticado, linear ou não linear. Em geral, os métodos de controle existentes baseiam-se na utilização de modelos lineares que deveriam aproximar-se o mais perto da dinâmica não linear da turbina. Além disso, estudos têm sido feitos de forma independente para classificação do regime abaixo ou acima da velocidade do vento, ou seja, em toda a área operacional.

As metodologias de controle ótimo são apresentadas em Kwakernaak e Sivan (KWA-KERNAAK; SIVAN, 1972) e revisadas no trabalho de Johnson e Grimble (JOHNSON; GRIMBLE, 1987) para a solução do problema ótimo através do regulador linear quadrático (*LQR*) e regulador linear quadrático Gaussiano (*LQG*). Também são apresentados métodos para a escolha das matrizes de ponderação Q e R que caracterizam o desempenho do sistema de controle.

Diversos trabalhos mostraram que os sistemas de controle como do tipo LQR, LQG e o método Quadrático Gaussiano com laço de recuperação de transferência LQG/LTR (do

inglês *Quadratic-Gaussian method with Loop Transfer Recovery*) estão sendo incorporados nos diversos segmentos produtivos e estratégicos das sociedades industrializadas de acordo com Brito (FILHO, 2006).

As técnicas de projeto LQR, LQG e LQG/LTR são atualmente utilizadas em diversos segmentos como podem ser evidenciados pelos trabalhos recentemente publicados por Kedjar (KEDJAR; AL-HADDAD, 2009) e Haibo (LIU et al., 2009), dentre outros.

Sistemas eólicos controlados por um controlador linear quadrático (LQR) já vem sendo alvo de diversos estudos. Em Barros (BARROS, 2006) foi proposta a estratégia de controle baseada na realimentação ótima dos estados do sistema conectado à rede elétrica. Resultados de simulações comprovam que a estratégia proposta melhora o comportamento dinâmico comparado com o controlador PI convencional. Sobre controle ótimo aplicado a geradores eólicos, também deve ser destacado o trabalho apresentado por Mota (MOTA, 2006) com a publicação do seu livro, que no capítulo 9 utilizou a teoria do controle ótimo no projeto de sinais estabilizadores na análise de estabilidade dinâmica.

Em Pinto (PPINTO et al., 2010) foi proposto o controle ótimo através do LQR com ação integral no controle do conversor do lado do rotor, em um sistema de geração eólica com máquinas DFIG (do inglês - *Doubly-Fed Induction Generator*).

1.3 Objetivos

A dissertação destina-se a oferecer uma descrição detalhada do comportamento da turbina eólica com a finalidade de encontrar um modelo adequado e um algoritmo que se adapte melhor para a um controle. Tal modelo deve ser capaz de oferecer informação no que diz respeito aos diversos elementos que fazem parte da turbina de vento, ou seja, o gerador e a energia elétrica de saída, assim como a flexão de amplitude da torre e como as oscilações das lâminas se comportam.

Constam como principais objetivos desta dissertação:

- Avaliar o estado da arte sobre as turbinas eólicas e os métodos de controle da potência a ser gerada por ela;
- Desenvolver um modelo matemático linearizado dos componentes da turbina eólica;
- Implementar o controle do ângulo de passo (*pitch*) baseado nos controladores LQR e LQG como alternativa ao controle PI utilizado atualmente;
- Com o controle proposto obter melhora na extração de potência do vento, visando, principalmente, a suavização das oscilações.

1.4 Contribuições

O estudo muda gradualmente a partir de um modelo muito simples usado apenas para obter uma descrição do comportamento global para um problema complexo que integra vários graus de liberdade e que é mais flexível para mudanças em possibilidades de controle. Ele permite estudar a produção de energia elétrica ou bem uma caracterização dos fenômenos mecânicos que afetam a estrutura. O sistema fica desta maneira transparente para diferentes diagnósticos.

E como principais contribuições destacamos:

- A utilização do conceito dos controladores robustos LQR e LQG em um melhor aproveitamento de soluções de problemas associados ao controle de turbinas eólicas;
- Apresentação da estrutura do controlador robusto com ação integral;
- Avaliação de uma alternativa aos controladores já consolidados na literatura, como é o caso do Proporcional-Integral, utilizando controladores LQR e LQG, com a finalidade de atingir características de desempenho e estabilidade em diversos pontos de operação;
- Implementação do controle proposto, verificando-se a suavização dos sinais associados à turbina eólica, em comparação com os sinais obtidos com o controle PI.

1.5 Organização do Texto

A estrutura deste trabalho está dividida em 7 capítulos, incluindo neste capítulo da introdução uma abordagem do panorama sobre a energia eólica. Neste capítulo é apresentada a revisão bibliográfica sobre os temas relacionados à dissertação focado no estado da arte das turbinas eólicas, o controle do ângulo de passo, a modelagem da turbina e o controle robusto. Como complemento a motivação para o trabalho, os objetivos da pesquisa e as contribuições da mesma para o sistema.

No capítulo 2 reúne-se informações gerais sobre turbinas eólicas, descreve o princípio de funcionamento, a sua problemática, e também define-se os principais parâmetros e as forças que determinam a produção de energia eólica. Características de vento e métodos de modelagem são também apresentados neste capítulo.

No capítulo 3 aborda-se o modelo simplificado das turbinas eólicas de eixo horizontal, detalhando matematicamente os subsistemas que o compõem.

No capítulo 4 aborda-se o modelo matemático desenvolvido, incluindo os efeitos da pressão do vento forte na torre e nas lâminas. O multi resultado do modelo proposital, permite examinar a extracção da energia, juntamente com a dinâmica das lâminas e torre. O capítulo termina com a validação do modelo linearizado em comparação com o modelo não linear, por meio das equações de estado.

No capítulo 5 é apresentado o sistema implementado do modelo da turbina eólica no Matlab/Simulink equipada com o gerador síncrono de ímã permanente - PMSG, e o bloco de controle do ângulo de passo.

No capítulo 6 é abordado um projeto de controlador sistemático para o modelo linear. Vários métodos têm sido testados e um estudo foi feito de forma gradual. Assim, os métodos quadráticos lineares foram concebidos e bons resultados foram obtidos. Um controlador LQR simples é dado, em seguida, um LQR estendido com ação integral, seguido pelo LQG também com a ação integral. Também foi apresentado um LQG estendido com estimativa de perturbação. Os resultados obtidos no modelo linear são discutidos e comparados e por cada um destes controladores de uma validação do modelo não linear é feita com base no pressuposto de que o modelo linear aproxima-se bem a um não-linear na vizinhança do ponto de linearização.

Por fim no capítulo 7 são apresentadas as conclusões finais sobre o estudo, e destaca algumas direções de pesquisa que ainda precisam ser investigados.

Capítulo 2

Aspectos Gerais das Turbinas Eólicas

2.1 Introdução

Turbinas Eólicas ou também denominados **Aerogeradores** são dispositivos que convertem a energia cinética dos fluxos de vento em energia mecânica. A turbina converte a força do vento em torque (força de rotação), que atua sobre as pás do rotor. O dispositivo de extração, chamado rotor, gira sob a ação do fluxo de vento, colhendo assim uma potência mecânica. O rotor por sua vez conduz uma máquina elétrica rotativa, o gerador, que produz energia elétrica. As turbinas são classificadas em turbinas de eixo vertical ou horizontal e geram energia através de um gerador elétrico conectado ao seu eixo (WENZEL, 2007).

Para projetar uma turbina eólica são utilizados perfis aerodinâmicos com seus coeficientes de sustentação e arrasto que variam de acordo com o ângulo de ataque. Estes perfis possuem diferentes dimensões e angulações ao longo das pás, a fim de proporcionar o melhor efeito aerodinâmico e uma melhor eficiência no sistema.

Neste capítulo, uma introdução geral aos sistemas de conversão de energia eólica é apresentado. São abordados conceitos básicos da configuração da turbina eólica; as forças aerodinâmicas; a forma que é extraída a potência mecânica dos ventos e os tipos de geradores eólicos. Também são descritas as principais tecnologias dos sistemas de conversão de energia eólica utilizados atualmente, destacando os aspectos positivos e negativos de cada uma delas. E por fim os aspectos gerais do vento.

2.2 Componentes da Turbina Eólica

As turbinas eólicas são dispositivos mecânicos projetados especificamente para converter parte da energia cinética do vento em energia mecânica útil. Diversos projetos foram criados ao longo do tempo, a maioria deles compreendem um rotor que gira impulsionado por forças de sustentação e/ou arrasto, que resultam da sua interação com o vento. As turbinas eólicas se dividem, usualmente, em dois tipos principais conforme mostrado na Figura 2.1, que são: Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (**TEEV**) e Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal (**TEEH**). Sendo a última, a de eixo horizontal, a mais difundida no mercado (BIANCHI; BATTISTA; MANTZ, 2006).

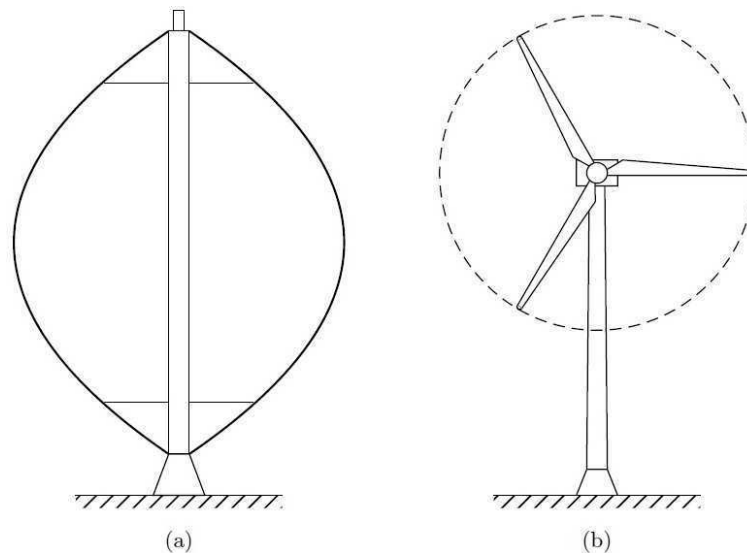


Figura 2.1: Turbina(a) de eixo vertical e (b) de eixo horizontal.

As turbinas eólicas possuem três componentes básicos: o rotor, a nacele (ou gôndola) e a torre de sustentação conforme mostrado na Figura 2.2. O rotor apresenta geralmente, um conjunto de três pás, podendo ter controle passivo ou ativo para operar numa determinada rotação. Na nacele estão os principais componentes tais como o gerador elétrico, eixos de transmissão, sistema de freios, sistema de controle, mecanismos de giro da turbina. A torre de sustentação da turbina suporta a nacele e o rotor.

2.2.1 Rotor

O rotor é o componente que efetua a transformação da energia cinética dos ventos em energia mecânica de rotação. No rotor são fixadas as pás da turbina por meio do cubo. Todo o conjunto é conectado a um eixo que transmite a rotação das pás para o gerador,

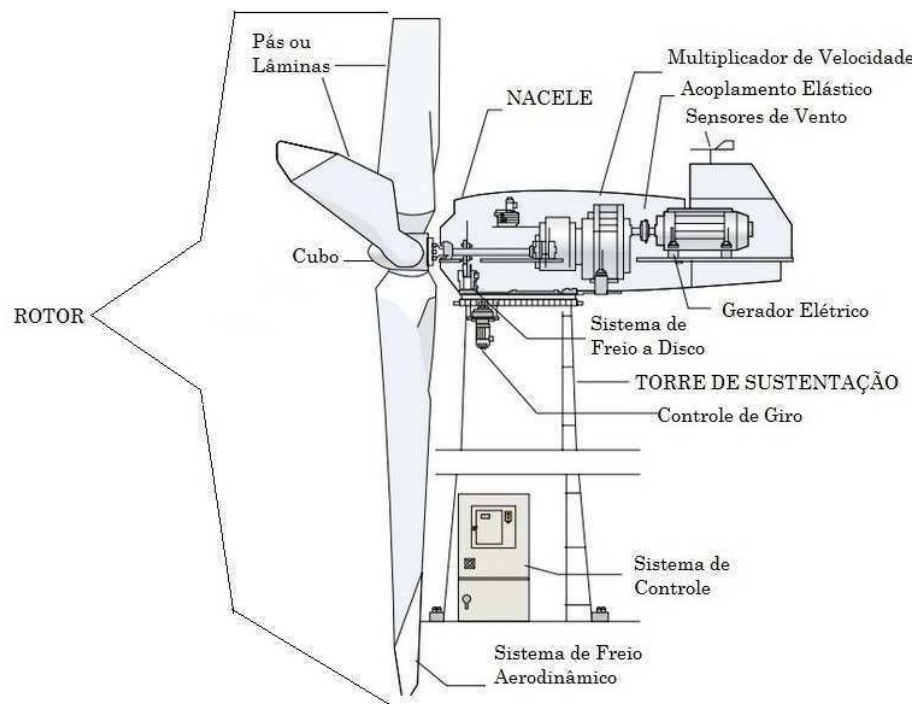


Figura 2.2: Elementos principais de uma Turbina Eólica.

muitas vezes, através de uma caixa multiplicadora.

Pás ou Lâminas

O número de pás ou lâminas do rotor é uma das principais características do rotor e frequentemente objeto de debates. A maioria das turbinas eólicas tem três lâminas. A intensidade de vibração e ruídos são geralmente mais baixos para turbinas eólicas de três lâminas em vez de dois. Um aumento do número de lâminas, acima de três, afeta negativamente a eficiência, pois cada lâmina opera na sequência da outra. Além disso, o custo da turbina aumenta com o número de lâminas.

Um rotor com um número par de pás irão induzir problemas de estabilidade para uma máquina com uma estrutura rígida. Projetos de turbinas eólicas de duas pás tem a vantagem de poupar o custo de uma pá do rotor e, claro, o seu peso. Contudo, eles tendem a ter dificuldade em penetrar no mercado, em parte porque exigem maior velocidade rotacional para se obter a mesma saída de energia (PINTEA, 2011).

As pás devem conciliar diversas características, dentre as quais se tem: leveza, fortaleza, rugosidade e um bom rendimento aerodinâmico. Pode possuir forma retangular ou trapezoidal, sendo este último o mais utilizado devido a sua eficiência aerodinâmica ser

ótima. O comprimento pode variar de 0,4 m para unidades de 100 W de potência até cerca de 80 m para turbinas de 7 MW;

Cubo

É o elemento responsável pela conexão das pás, transmitindo forças, conjugados e vibrações para o eixo do rotor;

2.2.2 Nacele

A nacele é o compartimento instalado no alto da torre e que abriga todo o mecanismo do gerador, o qual pode incluir: caixa multiplicadora, freios, embreagem, mancais, controle eletrônico, sistema hidráulico e as unidades de controle.

Eixo do rotor

É o componente responsável por transmitir o torque e as vibrações para a caixa de engrenagens;

Caixa de Engrenagem

A caixa de engrenagem, formada pela transmissão e caixa multiplicadora, possui a finalidade de transmitir a energia mecânica produzida no rotor para o gerador e adaptar a baixa rotação à velocidade mais elevada dos geradores. Em geral a velocidade de rotação dos rotores situa-se numa faixa de 20 a 150 rpm (rotação por minuto), enquanto que a velocidade dos geradores convencionais estão entre 1200 a 1800 rpm.

Gerador Elétrico

O gerador transforma a energia mecânica do rotor em energia elétrica. Pelo simples fato de estar utilizando como fonte de energia o vento, alguns fatores devem ser levados em consideração, como: a variação da velocidade do vento, o que força o gerador a trabalhar em uma faixa maior de rotação, a variação do torque de entrada, a exigência de frequência e tensão constante de energia final.

Mecanismo de Controle

O mecanismos de controle das turbinas eólicas são projetadas para fornecerem potência nominal de acordo com a velocidade do vento prevalecente, ou seja, a velocidade média nominal que ocorre com mais frequência durante um determinado período.

Mecanismo de Freio

Os freios detêm a rotação do eixo para o caso de uma sobrecarga de energia ou falha no sistema.

Equipamentos Elétricos

Os equipamentos elétricos transmitem a eletricidade do gerador através da torre e controlam os diversos elementos de segurança da turbina.

Unidade de controle

Possui diferentes tarefas dentre elas o acionamento do deslocamento angular das pás em torno do seu eixo e o acompanhamento da direção do vento pela nacelle;

2.2.3 Torre

As torres que elevam os rotores a uma altura desejada, estão sujeitas à inúmeros esforços. Primeiramente as forças horizontais devem ser levadas em conta: resistência do rotor, “drag- arrasto e da própria torre à força do vento. Em seguida, forças torsionais, impostas pelo mecanismo de controle de rotação e esforços verticais (peso do próprio equipamento), não devem ser desprezados.

Quanto ao material, as torres podem ser de aço (em treliças ou tubulares), ou tubulares de concreto. Para as turbinas eólicas menores, é possível a utilização de torres de madeira sobre um poste de eucalipto com estais de aço.

A torre suporta a massa da nacelle e das pás; as pás, em rotação, excitam cargas cíclicas no conjunto, com a frequência da rotação e seus múltiplos, e assim uma questão fundamental no projeto da torre é a sua frequência natural, que deve ser desacoplada das excitações para evitar o fenômeno da ressonância, o qual aumenta a amplitude das vibrações e tensões resultantes e reduz a vida em fadiga dos componentes, entre outros efeitos desagradáveis.

À medida que a compreensão dos problemas dinâmicos de turbinas eólicas foi aumentando, durante a última década, tornou-se possível aerogeradores mais leves, que são conseqüentemente menos rígidos, mas também significativamente mais baratos que seus antecessores.

2.3 Energia contida no vento

A potência teórica gerada por uma turbina eólica com o objetivo de analisar a viabilidade da instalação da mesma, é calculada perante as informações sobre as condições dos ventos. Esta análise é apenas teórica, já que não considera perdas durante o processo.

Potência é igual ao trabalho (Energia) dividido pelo tempo:

$$P = \frac{W}{\Delta t} \quad (2.1)$$

O trabalho realizado pelo ar, neste caso é igual a sua energia cinética:

$$W = E_c = \frac{mv^2}{2} \quad (2.2)$$

Portanto, tem se,

$$P = \frac{mv^2}{2\Delta t} \quad (2.3)$$

Analisando, a relação da massa do ar com a variação do tempo, tem se:

$$\frac{m}{\Delta t} = \dot{m} = Q = \rho v A \quad (2.4)$$

onde \dot{m} é a vazão em massa; Q a vazão em volume; ρ é a densidade do ar que é igual $1,2256 \text{ kg/m}^3$ ao nível do mar, v é o velocidade do ar(vento) e A é a área do rotor.

Por fim é obtida a equação da potência teórica de uma turbina:

$$P = \frac{\rho v^3 A}{2} \quad (2.5)$$

A potência produzida aumenta com a área varrida pelo rotor. A Figura 2.3 dá uma idéia dos tamanhos normais dos aerogeradores. Uma turbina típica com um gerador elétrico de 600KW possui um rotor de 40m. Dobrando-se o diâmetro obtêm-se uma área quatro vezes maior. Significa portanto, uma potência também quatro vezes maior. A relação entre a diâmetro do rotor e a potência extraída é apresentada na Figura 2.3 (WAGNER; MATHUR, 2012).

A gama de potências dos aerogeradores estende-se desde os 100 W (diâmetro das pás da ordem de 1 metro) até cerca de 5 MW (diâmetro das pás e altura da torre superiores a 100 metros).

Porém alguns fabricantes têm adotado um índice que relaciona a capacidade do gerador elétrico com o área da turbina, denominado **Capacidade Nominal Específica da Turbina- CNE**, definido como segue:

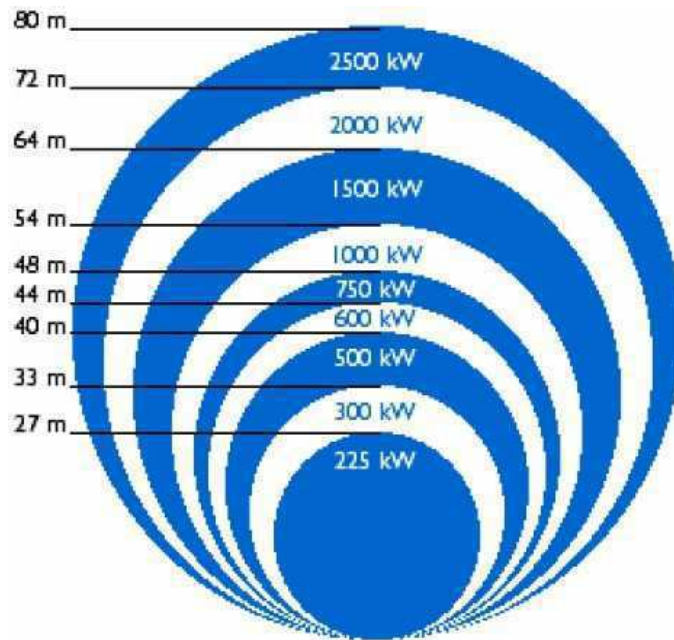


Figura 2.3: Relação entre o diâmetro do rotor e a potência nominal da turbina (WAGNER; MATHUR, 2012).

$$CNE = \frac{\text{Potencia nominal do gerador}}{\text{Area do rotor}} \quad (2.6)$$

onde

$$A = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (2.7)$$

Para definir a capacidade de potência nominal da turbina, utiliza-se do artifício do cálculo de CNE , onde para uma turbina de $300kW$ e diâmetro de $30m$, o CNE seria de:

$$CNE = \frac{300}{\frac{\pi \cdot 30^2}{4}} = 0,42kW/m^2 \quad (2.8)$$

A capacidade nominal específica da turbina aumenta com o diâmetro das pás, resultando numa economia de escala para as grandes turbinas.

O CNE varia entre $0,2kW/m^2$ para um diâmetro de $10m$ e $0,5kW/m^2$ para diâmetro de $40m$ podendo alcançar valores próximos a $1kW/m^2$.

No entanto, diâmetros de rotores podem apresentar valores diferentes dos apresentados na Figura 2.3, tendo em vista que os fabricantes otimizam suas máquinas em função das condições locais de vento.

2.4 O desempenho de uma turbina de eólica

O desempenho de uma turbina eólica varia de um local para outro. Existe um conjunto de grandezas que influenciam o comportamento da turbina eólica. Para a avaliação do potencial eólico de uma região faz-se necessária à coleta de dados com precisão e qualidade, pois este será o primeiro e fundamental passo a um projeto de aproveitamento do recurso eólico como fonte de energia.

2.4.1 Dimensionamento da Turbina

A análise de uma turbina eólica pode ser feita com base em uma hélice operando reversamente. Então, aplica-se o modelo idealizado de Rankine ao escoamento unidimensional através da turbina (FOX; MCDONALD; PRITCHARD, 2006).

O modelo de Rankine inclui algumas hipóteses importantes que limitam sua aplicabilidade. Primeiro, admite-se que a turbina eólica afeta apenas o ar contido dentro do tubo de corrente mostrado na Figura 2.4. Segundo, a energia cinética produzida como redemoinho atrás da turbina não é considerada e por fim, qualquer gradiente radial é ignorado (AVALLONE; BAUMEISTER; SADEGH, 2006).

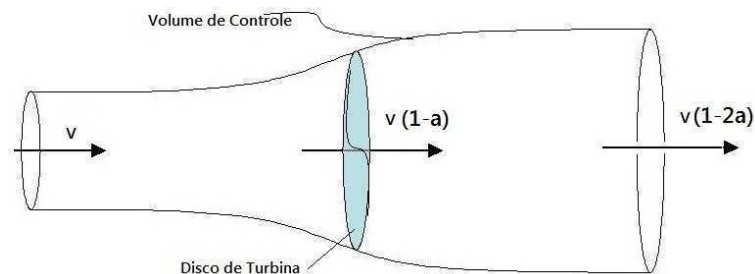


Figura 2.4: Volume de controle para uma turbina eólica de eixo horizontal.

Para o volume de controle aplicado a uma turbina eólica de eixo horizontal, observam-se três velocidades:

- A velocidade do vento afastado da turbina, denotada por v ;
- A velocidade da corrente de ar no disco da turbina, $v(1 - a)$;
- E a velocidade do vento após passar pela turbina, $v(1 - 2a)$

O fator a presente nas duas últimas velocidades representa a desaceleração do ar através da turbina eólica e é chamado de fator de interferência, adimensional, que varia

de 0 a 0,5. Dessa forma, uma corrente de ar chega às pás da turbina com determinada velocidade e é desacelerada, movendo-se a jusante com velocidade menor.

Se o moinho de vento for carregado levemente (sendo a pequeno) ele afetará uma grande massa por unidade de tempo, mas a energia extraída por unidade de massa será pequena e a eficiência baixa. A maior parte da energia cinética presente na corrente de ar inicial será deixada na esteira e desperdiçada (FOX; MCDONALD; PRITCHARD, 2006).

A aplicação direta da equação da quantidade de movimento linear a um volume de controle prevê o empuxo axial numa turbina de raio R , como sendo (BIANCHI; BATTISTA; MANTZ, 2006):

$$F_T = \dot{m}\Delta v = 2\pi R^2 \rho v^2 a(1 - a) \quad (2.9)$$

A produção de empuxo sempre deixa a corrente com alguma energia cinética e quantidade de movimento angular que não são recuperáveis, de forma que o processo não é 100% eficiente.

Sendo a potência o produto de uma força por uma velocidade, tem-se para a turbina eólica o produto da força de empuxo axial pela velocidade da corrente de ar no disco da turbina $v(1 - a)$, onde resulta:

$$P = F_T \cdot v = 2\pi R^2 \rho v^3 a(1 - a)^2 \quad (2.10)$$

Esta potência pode ser não dimensionada com o fluxo de energia E no vento e o montante que cobre a área é igual ao disco rotor, isto é,

$$E = 1/2 \rho v^3 \pi R^2 \quad (2.11)$$

Assim o resultado do coeficiente de potência é:

$$C_p = \frac{P}{E} = 4a(1 - a)^2 \quad (2.12)$$

Este coeficiente de potência tem um máximo valor teórico de $C_p = 0,593$. Este resultado foi previsto pela primeira vez por Betz, e mostra que a carga colocada em um moinho de vento deve ser otimizada para obter a melhor potência. Se a carga é muito pequena (a sendo pequeno), muito da potência é levado com a esteira; se a carga for demasiadamente grande (a sendo grande), o fluxo é excessivamente obstruído e mais vento aproxima-se ao passar em torno da turbina (AVALLONE; BAUMEISTER; SADEGH, 2006). Esta derivação inclui alguns importantes pressupostos que limitam a sua precisão e aplicabilidade.

Glauert (DURAND et al., 1935) considerou parcialmente o redemoinho da esteira para prever a dependência da eficiência sobre a razão de velocidade periférica, $\lambda = \omega r/v$, onde ω é a velocidade angular da turbina, r o raio da turbina e v a velocidade do vento.

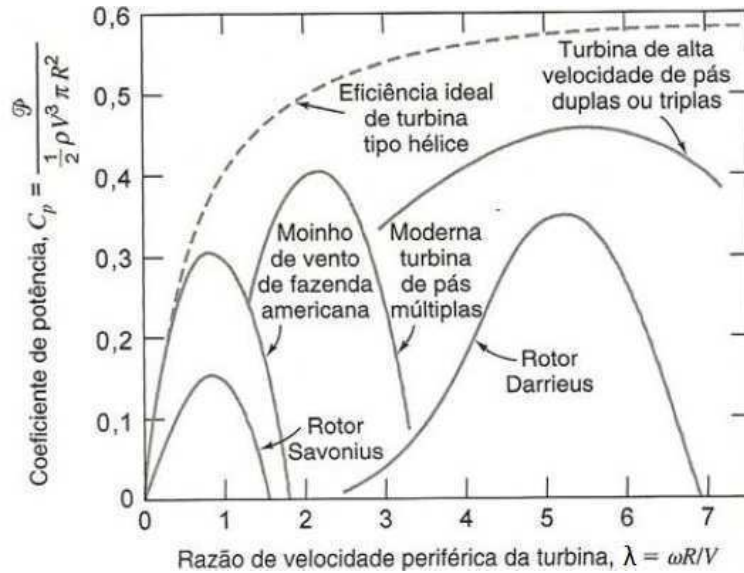


Figura 2.5: Tendências de eficiência para tipos de turbinas eólica versus razão de velocidade periférica.

À medida que a razão de velocidade periférica aumenta, a eficiência ideal aumenta, aproximando-se do valor de pico ($\eta = 0,593$) assintoticamente. Fisicamente o redemoinho deixado na esteira é reduzido à medida que a razão de velocidade periférica, λ , aumenta.

Cada tipo de turbina eólica tem a sua faixa de aplicação mais favorável. O tradicional moinho de vento americano e pás múltiplas tem um grande número de pás e opera a velocidade relativamente baixa conforme mostrado na Figura 2.5. Por causa da sua velocidade de operação relativamente baixa, a sua razão de velocidade periférica e o seu limite de desempenho teórico são baixos. O seu desempenho relativamente pobre, comparado com o limite teórico, é em grande parte devido às pás grosseiras, que são simples superfícies metálicas dobradas, em vez de aerofólios.

Na Figura 2.5 apresenta-se as diferenças qualitativas nos coeficientes de potência (o envelope da família de características de potência no caso de rotores ajustável de passo) para rotores de várias configurações. As vantagens de rotores modernos com alta velocidade de ponta em comparação com rotores tradicionais são bastante evidentes. Considerando que os rodemoinhos de vento históricos, que essencialmente apenas operavam com o arrasto aerodinâmico, só alcançou coeficientes de energia de cerca de 0,3, no máximo, e rotores modernos atingiram coeficientes de energia de quase 0,5 que demonstram claramente a

superioridade do princípio da utilização de sustentação aerodinâmica.

Ainda de acordo com a Figura 2.5 é necessário aumentar consideravelmente as razões de velocidade periférica para alcançar uma faixa de operação mais favorável. Os projetos modernos de turbina eólica de alta velocidade são aerofólios cuidadosamente conformados e operam com razões de velocidade periférica (λ) de até 7 com duas ou três pás (MIGLIORE, 1983).

2.4.2 Coeficiente de Potência

O desempenho da turbina eólica é caracterizada por meio de seu coeficiente de potência C_p . Este coeficiente, descreve a eficiência de extração de energia de uma turbina eólica através:

$$C_p(\lambda, \beta) = \frac{P_{\text{extraída do vento}}}{P_{\text{disponível do vento}}} \quad (2.13)$$

e que depende de uma maneira altamente não-linear de dois parâmetros que são: a relação da velocidade de ponta da lâmina (λ), e o ângulo de inclinação das pás β .

Uma vez que nenhuma turbina pode extrair toda a energia existente nas correntes de vento, é óbvio que o valor de C_p será inferior a 1. Ainda mais, de acordo com o físico Albert Betz, nenhuma turbina pode capturar mais do que 59,3% de energia cinética do vento (BIANCHI; BATTISTA; MANTZ, 2006). A demonstração deste resultado não é o objetivo deste trabalho, mas para mais detalhes sobre este resultado, o leitor pode consultar Hau (HAU, 2006), Burton (BURTON et al., 2011) ou Munteanu (MUNTEANU et al., 2008).

A relação de velocidade da ponta de uma turbina eólica, λ , é uma variável que exprime a relação entre a velocidade periférica da lâmina e a velocidade do vento, e é calculado como:

$$\lambda = \frac{\omega r}{v} \quad (2.14)$$

onde ω é a velocidade de rotação do rotor, r é o raio das lâminas, e v representa a velocidade do vento incidente sobre o rotor. A relação de velocidade de ponta é um importante parâmetro de controle de turbinas eólicas e também é utilizado para definir os níveis de ruído acústico (MUNTEANU et al., 2008).

O C_p e λ são adimensionais. O ângulo entre o plano de rotação e a corda do perfil é chamada de ângulo de ajuste, por vezes também referida como "passo" ou "ângulo de incidência" conforme mostrado na Figura 2.6.

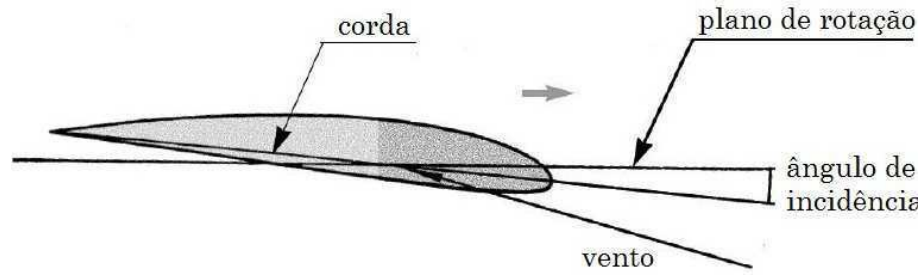


Figura 2.6: O ângulo de inclinação das pás

Este ângulo é muito importante no controle de turbinas eólicas, porque a sua variação reduz a incidência das pás com os fluxos de vento e, por conseguinte, pode levar à aceleração ou desaceleração do rotor da turbina. Este parâmetro será usado na chamada técnica de "pitch control" nas velocidades acima do vento nominal. O coeficiente de potência $C_p(\lambda, \beta)$ da turbina é geralmente expressa através de uma fórmula polinomial como $C_p(\lambda, \beta) = \sum_{i,j=1..4} a_{ij} \lambda^i \cdot \beta^j$ (PINTEA, 2011) conforme ilustrado na Figura 2.7.

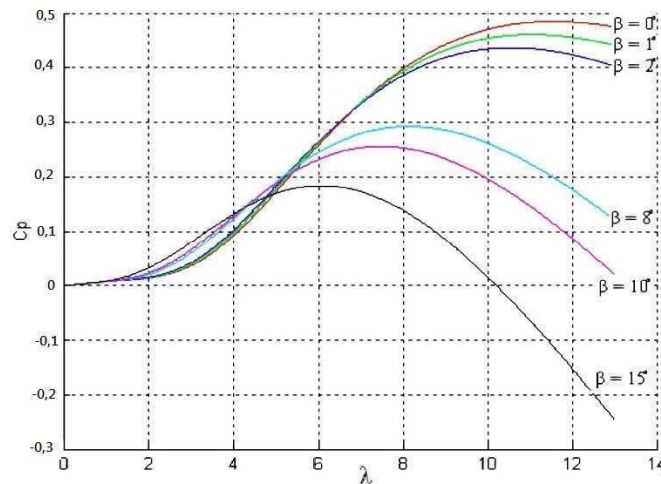


Figura 2.7: O coeficiente de potência de uma turbina de velocidade variável.

Algumas aproximações numéricas foram desenvolvidas para calcular o coeficiente C_p e diferentes expressões tem sido propostas. A seguir diferentes expressões apresentadas na Figura 2.8 da forma de aproximações utilizadas em diferentes trabalhos científicos para determinar o coeficiente de potência (NOUIRA; KHEDHER; BOUALLEGUE, 2012).

$$C_{p1}(\lambda, \beta) = [0,5 + 0,167(\beta - 2)] \sin \left[\frac{\pi(\lambda + 0,1)}{18,5 - 0,3(\beta - 2)} \right] - 0,00184(\lambda - 3)(\beta - 2) \quad (2.15)$$

$$C_{p2}(\lambda, \beta) = 0,22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{-\frac{12,5}{\lambda}} \quad (2.16)$$

onde

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}$$

$$C_{p3}(\gamma, \beta) = (\gamma - 0,22\beta^3 - 5,6)e^{-0,17\gamma} \quad (2.17)$$

onde

$$\gamma = \left(\frac{9}{4} \right) \frac{v}{\omega}$$

$$C_{p4}(\lambda, \beta) = 0,73 \left(\frac{151}{\lambda'} - 0,58\beta - 0,002\beta^{2,14} - 13,2 \right) e^{-\frac{18,4}{\lambda'}} \quad (2.18)$$

onde

$$\frac{1}{\lambda'} = \frac{1}{\lambda + 0,02\beta} - \frac{0,003}{\beta^3 + 1}$$

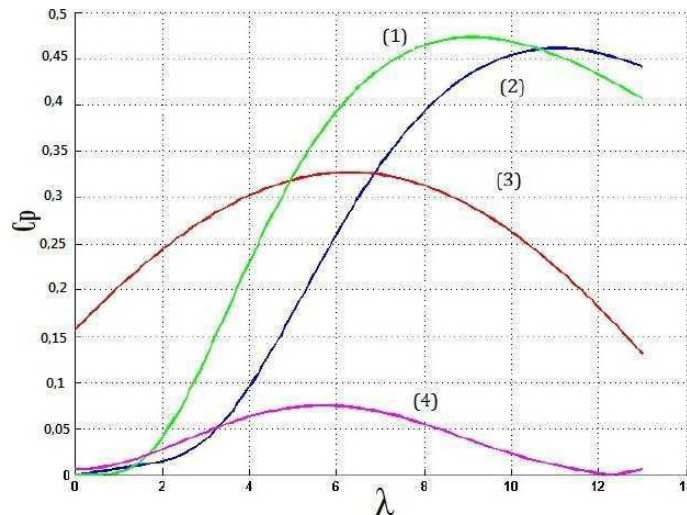


Figura 2.8: Estudo comparativo de expressões analíticas do coeficiente de desempenho (1-exponencial, 2-exponencial, 3-sinusoidal, 4-polinomial).

O coeficiente de potência $C_p(\lambda, \beta)$ pode ser dado pela expressão empírica da Equação (2.19) (SLOOTWEG, 2003):

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(c_2 \left(\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \right) - c_3\beta - c_4 \right) e^{(-c_5 \left(\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \right))} + c_6\lambda \quad (2.19)$$

onde

$$c_1 = 0,5176; c_2 = 116; c_3 = 0,4; c_4 = 5; c_5 = 21; c_6 = 0,0068$$

O coeficiente de potência

2.4.3 Coeficiente de impulso

Outro importante coeficiente da turbina é o coeficiente de impulso C_t , no qual depende dos mesmos dois parâmetros, a relação de velocidade de ponta (λ) e o ângulo de inclinação (β), que define a força de propulsão exercida pelo vento sobre o rotor da turbina.

A expressão deste coeficiente é deduzida experimentalmente em túnel de vento, específico para cada turbina (PINTEA et al., 2011).

A expressão matemática utilizada neste trabalho para o coeficiente de impulso (PINTEA et al., 2011):

$$\begin{aligned} C_t(\lambda, \beta) = & (0,000018851\beta + 0,000077364)\lambda^3 \\ & + (-0,00082131\beta - 0,0052121)\lambda^2 \\ & + (-0,0024011\beta + 0,1595)\lambda \\ & + 0,12105\beta - 0,25697 \end{aligned} \quad (2.20)$$

2.4.4 Modelo das Pás ou Lâminas para TEEH

A teoria dinâmica simples de Betz é baseado na modelagem de um fluxo bidimensional através do disco atuador, onde fluxo de ar é desacelerado e as linhas de fluxo são desviados apenas em um plano conforme mostrado na Figura 2.4.

A teoria elementar da lâmina é útil para derivar expressões de torque desenvolvido, potência capturada e força de empuxo axial experimentado pela turbina. Esta teoria baseia-se na análise das forças aerodinâmicas aplicadas a um elemento da lâmina radial de comprimento infinitesimal (BIANCHI; BATTISTA; MANTZ, 2006).

Para realizar a análise mostrada na Figura 2.9, o tubo de fluxo que contém apenas a área varrida da turbina, pode ser dividida em tubos concêntricos de fluxo anular de comprimento radial infinitesimal, cada um dos quais podendo ser tratado de forma independente.

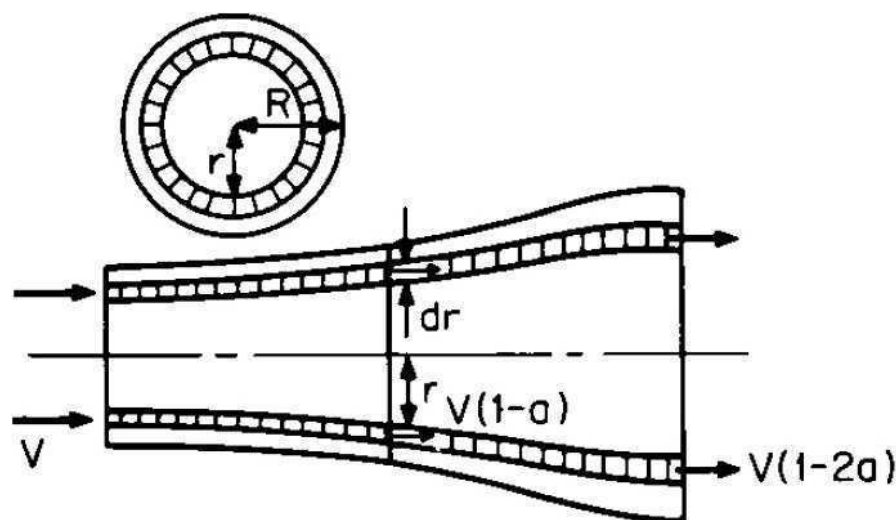


Figura 2.9: Controle de volume do toque anular.

Wilson (WILSON; LISSAMAN, 1974) e Eggleston (EGGLESTON; STODDARD, 1987) descrevem a teoria elementar da lâmina como um mecanismo para analisar a relação entre as propriedades de aerofólio individuais e o fator de interferência a uma potência produzida e um impulso axial da turbina. Em vez do tubo de corrente da Figura 2.4, o volume de controle consiste no anel anular delimitada pelas linhas de corrente representados nas Figura 2.9. Supõe-se então que o fluxo em cada anel anular é independente do fluxo em todos os outros anéis.

As forças exercidas sobre um elemento da lâmina ao ser calculado por meio de características dos aerofólios bidimensionais utiliza-se um determinado ângulo de ataque a partir da velocidade resultante incidente no plano de corte transversal do elemento. Os componentes da velocidade em posição radial sobre a lâmina é expressa em termos de velocidade do vento, fatores de fluxo e velocidade de rotação do rotor que determinarão o ângulo de ataque.

Na realidade, um conversor de rotação, vai adicionalmente transmitir um movimento de rotação em uma sequência do rotor. Para manter o momento angular, o giro na esteira deve ser oposto ao torque do rotor. A energia presente contida na rotação reduz a proporção útil do teor energético total da corrente de ar com o custo da energia mecânica de modo que, em teoria o impulso estendido, tendo em consideração a sequência de rotação, o coeficiente de potência da turbina deve ser menor do que o valor de acordo com Betz.

Além disso, o coeficiente de potência torna-se agora dependente da relação entre os componentes de energia a partir do movimento de rotação e o movimento de translação da corrente de ar. Esta proporção é determinada pela velocidade tangencial das pás do rotor

em relação ao fluxo de ar axial sem perturbações, e da velocidade do vento denominada de taxa de velocidade de ponta (λ), geralmente referenciado para a velocidade tangencial da ponta da pá do rotor.

As forças sobre o elemento da lâmina pode ser calculado por meio de características de aerofólio bidimensionais utilizando um determinado ângulo de ataque a partir da velocidade resultante incidente no plano de corte transversal do elemento.

A turbina é definida pelo número N de suas lâminas, raio R , e variação da corda e define β ao ângulo de inclinação medido entre a linha zero do aerofólio de sustentação e o plano do disco. Tanto o comprimento da corda quanto o ângulo de inclinação podem variar ao longo da extensão da lâmina.

As lâminas rotacionam a uma velocidade angular ωr e a uma velocidade do vento v mostradas na Figura 2.10 e melhor detalhada na Figura 2.11 sobre a linha de corda da lâmina de raio r .

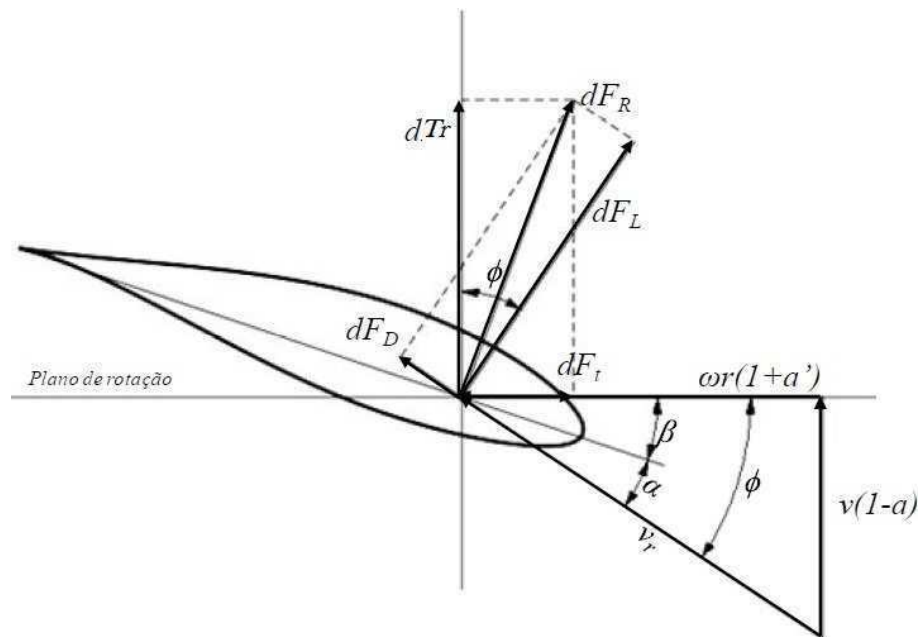


Figura 2.10: Velocidades e força aerodinâmica num elemento de pá.

A velocidade do vento (v) é afetado pelo fator $1 - a$, onde a é o fator de interferência axial, definido na subseção 2.4.1 e representa a redução de velocidade pelo aumento da pressão na região do disco de atuação.

Por sua vez, a velocidade tangencial (ωr) é influenciada pelo fator de $1 + a'$ onde a' é chamado de fator de interferência rotacional e representa a mudança na direção do escoamento incidente. Este escoamento de ar adquire uma componente tangencial por causa da redução de pressão na saída do plano de rotação.

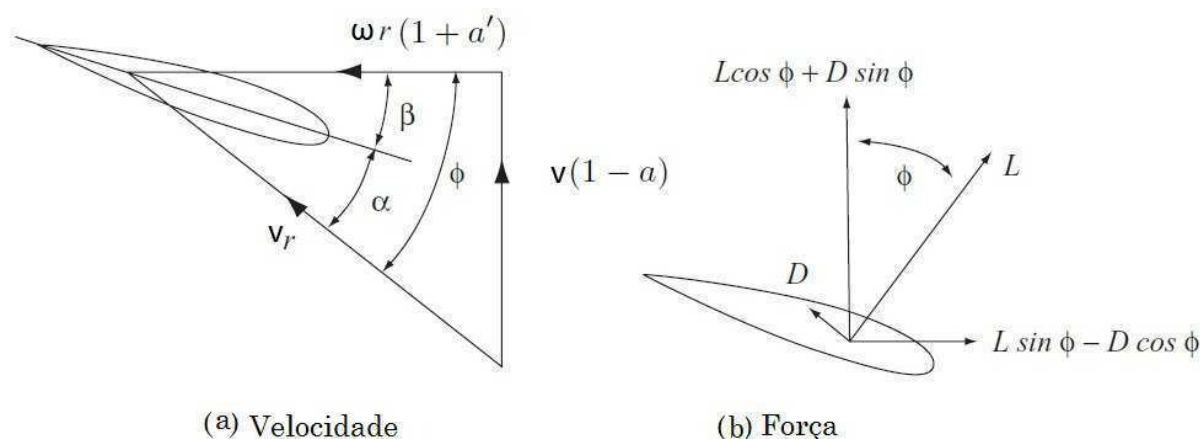


Figura 2.11: Diagrama esquemático da velocidades e força da lâmina.

A partir da Figura 2.11a a velocidade relativa resultante para a lâmina é

$$v_r = v \sqrt{(1-a)^2 + \left(\frac{\omega r}{v}(1+a')\right)^2} \quad (2.21)$$

$$v_r = \sqrt{v^2(1-a)^2 + \omega^2 r^2(1+a')^2} \quad (2.22)$$

que atua num ângulo ϕ em relação ao plano de rotação, de tal modo que

$$\text{sen}(\phi) = \frac{v(1-a)}{v_r} \quad \text{ecos}(\phi) = \frac{\omega r(1-a')}{v_r} \quad (2.23)$$

assim

$$\text{tg}(\phi) = \frac{v}{\omega r} \frac{1-a}{1-a'}. \quad (2.24)$$

Como é mais fácil conhecer a direção do vento incidente e o ângulo de passo (β), o qual segundo a Figura 2.11a é o ângulo existente entre o plano de rotação e a corda do perfil, o ângulo de ataque (α) fica como função desses parâmetros, tal que:

$$\alpha = \phi - \beta. \quad (2.25)$$

Na Figura 2.10, o escoamento de ar gera uma diferença de pressão que resultam nas forças infinitesimais de arrasto (dF_D do inglês *Drag*), na direção do escoamento, e sustentação (dF_L do inglês *Lift*), perpendicular ao escoamento, as quais ficam definidas como funções da velocidade relativa do vento (v_r) e o ângulo de ataque (α).

O desenvolvimento matemático para determinar o valor destas forças é amplamente encontrado na literatura (BURTON et al., 2011). Assim a expressão final das equações de forças, num elemento de espessura infinitesimal dr de acordo com a Figura 2.9, tal que:

$$dF_D = \frac{\rho c}{2} v_r^2 C_D dr \quad (2.26)$$

$$dF_L = \frac{\rho c}{2} v_r^2 C_L dr \quad (2.27)$$

onde ρ representa a massa específica do ar, c é o comprimento da corda do elemento de pá e C_D e C_L são respectivamente os coeficientes de arrasto e sustentação. Estes coeficientes são particulares para cada tipo de perfil de pá.

Uma forma típica dos valores destes coeficientes em função do ângulo é mostrado na Figura 2.12 no qual identifica que as curvas características do coeficiente de arrasto e do coeficiente de sustentação em função do ângulo de ataque, sofrem influência do perfil de Epppler Fx de 63 para C_D e 137 para C_L operando em uma condição de número de Reynolds igual a 360000. Pode-se observar que a partir de 12° , aproximadamente, o C_L começa a diminuir e o C_D vai aumentando, nestas condições o perfil entra no regime stall, no qual ocorre o desprendimento da camada de limite do escoamento de ar no perfil da pá.

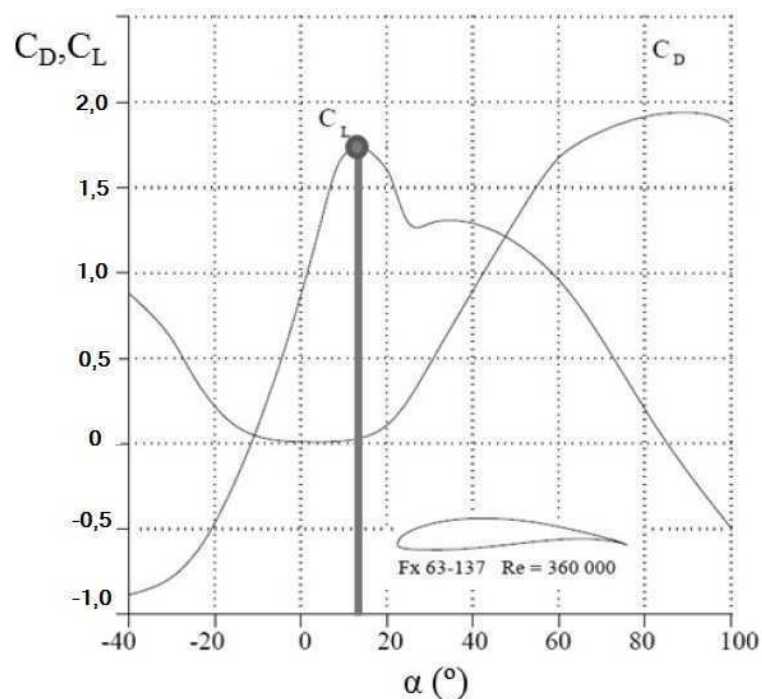


Figura 2.12: Coeficientes de arrasto e sustentação versus o ângulo de ataque (GASPARETTO, 2007).

As componentes resultantes das forças aerodinâmica e do torque de impulso, na direção axial é mostrada na Figura 2.11b.

$$dF_T = dF_L \cos\phi + dF_D \sin\phi = \frac{1}{2} \rho c v_r^2 C_L \cos(\phi) + C_D \sin(\phi) dr \quad (2.28)$$

$$dT_r = dF_L \sin\phi - dF_D \cos\phi = \frac{1}{2} \rho c v_r^2 C_L \sin(\phi) - C_D \cos(\phi) dr \quad (2.29)$$

A força de impulso que age sobre todo o rotor e o torque útil total desenvolvido pela turbina são obtidos por meio da integração das Equações (2.28) e (2.29) ao longo do comprimento de lâminas. Assim, a força de impulso, torque aerodinâmico e potência são expressos das seguintes formas:

$$F_T(v, \beta) = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_t(\lambda, \beta) v^2 \quad (2.30)$$

$$T_r(v, \beta) = \frac{\rho \pi R^3 C_p(\lambda, \beta) v^2}{2\omega} \quad (2.31)$$

$$P(v, \beta) = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p(\lambda, \beta) v^3 = T_r \omega_r \quad (2.32)$$

onde C_p e C_t são os coeficientes de potência e impulso, respectivamente.

2.5 Estratégia de Controle na Turbina Eólica

Há dois modelos de máquinas de turbinas eólicas: máquinas com velocidade fixa e máquinas de velocidade variável. Até o final da década de 90, o conceito de velocidade fixa dominou o mercado, mas devido as exigências mais recentes da rede levaram ao surgimento de velocidade variável (GARCIA-SANZ; HOUPIS, 2012).

2.5.1 Turbinas Eólicas de Velocidade Fixa

Turbinas de velocidade fixa foram pioneiras na indústria de turbinas eólicas, baseada em uma caixa de velocidades e um gerador assíncrono, que geralmente é um gerador de indução de gaiola de esquilo (SCIG) para reduzir os custos. O gerador produz eletricidade por meio de uma conexão de rede direta com um conjunto de capacitores para compensar a potência reativa. Devido à falta de um conversor de frequência, a velocidade do gerador é determinada pela frequência da rede. Porém este tipo de turbina transmite fortes variações de potência à rede, quando da ocorrência de variações rápidas da velocidade do vento (AKHMATOV; NIELSEN, 2005).

2.5.2 Turbinas Eólicas de Velocidade Variável

Muitas técnicas diferentes foram desenvolvidos para alcançar um certo grau de variação de velocidade: geradores de dupla velocidade com pólo de comutação, geradores assíncronos com alto deslizamento com baixa gama de velocidade variável, geradores de indução duplamente para uma gama moderada de velocidade variável, e, finalmente, sistemas de acionamento direto para uma ampla gama de velocidade variável. Estas técnicas reduzem o ruído, aumentam a captação de energia em ventos baixos e melhoram a qualidade da energia em ventos fortes (GARCIA-SANZ; HOUPIS, 2012).

Este tipo de turbina permite que a velocidade rotacional seja continuamente adaptada (acelerada ou desacelerada) de maneira que a turbina opere constantemente no seu nível máximo de eficiência aerodinâmica. Enquanto que as turbinas de velocidade fixa são desenvolvidas para conseguir a máxima eficiência aerodinâmica em uma única e determinada velocidade de vento.

As turbinas de velocidade variável são atualmente as mais utilizadas no mercado. Suas vantagens, comparadas às de velocidades fixa são numerosas. Uma característica marcante deste tipo de turbina é o desacoplamento entre o sistema e a frequência da rede, tal aspecto permite que as turbinas sejam mais flexíveis em termos de controle e operação ótima. A alta controlabilidade desenvolvida oferecida pela operação em velocidade variável é uma poderosa vantagem para alcançar níveis mais altos de penetração da energia eólica nos sistemas existentes.

Além disso, a operação em velocidade variável permite o uso de avançados métodos de controle, com diferentes objetivos: redução de esforço mecânico, redução do barulho, aumento da potência capturada, etc (ACKERMANN et al., 2005).

2.5.3 Controle Passivo Estol (Stall)

Para o controle passivo estol (Stall) das turbinas eólicas, o torque de reação do gerador regula a velocidade do rotor abaixo da operação nominal para maximizar a captação de energia (GARCIA-SANZ; HOUPIS, 2012). Considerando a operação do vento acima da nominal, a velocidade do rotor é controlada sob uma velocidade específica do vento. Desta maneira, a potência fornecida pelo rotor é limitado para ventos fortes, graças a uma concepção particular das lâminas que provocam uma perda de eficiência. Para tal situação, é essencial manter a velocidade do rotor constante, e esta, é normalmente realizada com um gerador assíncrono conectado à rede elétrica. Além disso, neste tipo de controle o ângulo de inclinação é fixo e os freios de ponta são a única parte da lâmina que pode rodar com o objetivo de propagar para fora a energia livre ao desligar a turbina eólica.

As desvantagens deste método de controle de potência são: alta fadiga mecânica causada por rajadas de vento, partida e parada não assistidas e variações na máxima potência devido a variações na densidade do ar.

2.5.4 Controle Passo Variável (Pitch)

Algumas das deficiências do controle passivo stall podem ser resolvidas utilizando o controle de passo variável (Pitch), onde o ângulo varia de acordo com a variação do vento, não tendo regiões de estol.

No controle de passo, a lâmina que regula a potência fornecida pelo rotor, seja em direção ao vento para maximizar a captação de energia ou por apenas descartar o excesso de potência, garante que as limitações mecânicas não sejam ultrapassadas. Na posição de operação normal conforme ilustrado na Figura 2.13, o objetivo é manter a potência e a velocidade do rotor ao seu valor nominal. Para alcançar isto, o torque é mantido constante e o passo é continuamente alterado seguindo as exigências de um circuito em malha fechada do controlador de velocidade do rotor que limita a captação de energia e segue as variações da velocidade do vento.

Em contraste, abaixo da operação nominal, não há controle de passo, e a lâmina é definida para uma posição de passo fino para produzir valores mais elevados de captação de energia enquanto o próprio torque do gerador regula a velocidade do rotor.

2.6 Sistema de Controle na Turbina Eólica

A curva genérica da potência qualitativa para um campo controlado de turbina eólica de velocidade variável é ilustrada na Figura 2.14, no qual quatro regiões são indicadas. A potência P da turbina eólica é denominada como a potência real fornecida à rede. As quatro regiões da curva de potência apresentam as seguintes características:

- *Região 1. Controle de torque:* Ventos mais baixos, normalmente entre $V_{cut-in} = 3 - 4m/s$ e $v_{12} = 7 - 8m/s$. O objetivo desta região é o de obter a máxima eficiência aerodinâmica. Isso geralmente é feito por meio de manipular o torque elétrico T_g a fim de obter uma relação especial e pré-fecha (relação da velocidade de ponta ótima, λ_{opt}) entre a velocidade do vento e velocidade do rotor. Desta maneira, a potência máxima do coeficiente aerodinâmico C_p é alcançado.
- *Região 2. Transição:* Vento médio, normalmente entre $v_{12} = 7 - 8m/s$ e $v_r = 11 - 13m/s$. Nesta região, não é possível obter a relação de velocidade de ponta

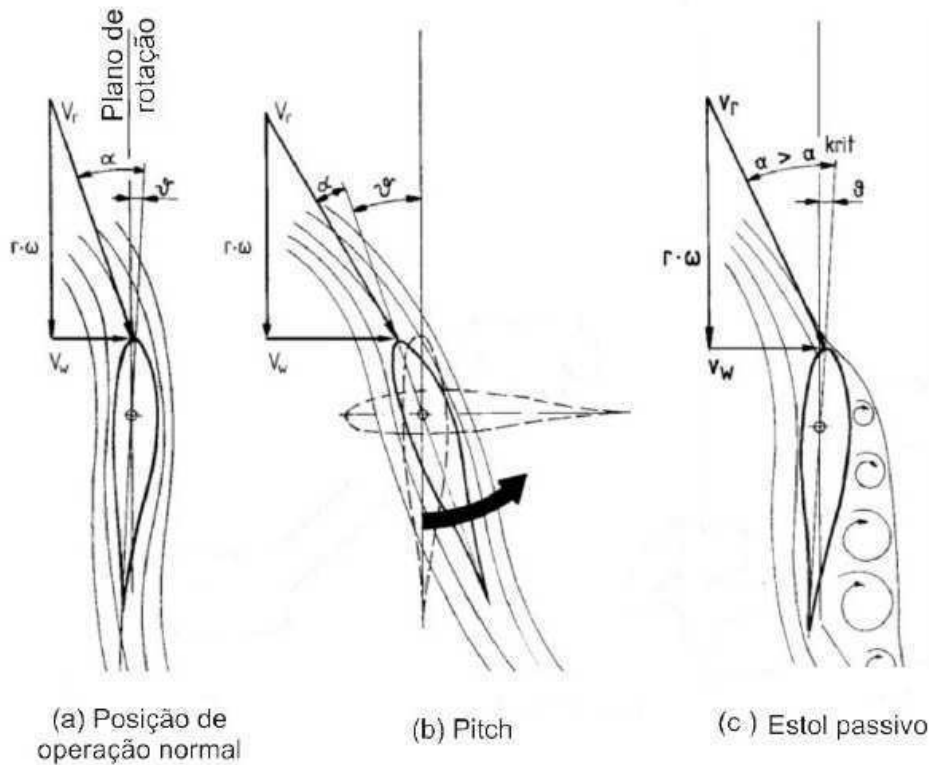


Figura 2.13: Movimentação da pá de acordo com cada tipo de controle (HAU, 2006) p. 103 (Adaptação).

pretendido, porque a velocidade do rotor é próximo ao seu valor máximo. O torque deve ser aumentado até que a turbina atinja a sua potência nominal. Isso geralmente é feito seguindo uma alta inclinação de torque/rotor de referência de velocidade ou através da implementação de um controlador de malha fechada.

- *Região 3. Controle de Pitch:* Vento forte, tipicamente entre $v_r = 11 - 13m/s$ e $v_{34} = 20 - 23m/s$. As lâminas têm de se mover com ângulo de inclinação β , a fim de limitar a energia de entrada, controlar a velocidade do rotor ω_r , e ao mesmo tempo minimizar as cargas mecânicas. Uma importante redução de custos e aumento da vida de funcionamento pode ser alcançado se a atenuação da carga é apontado como objetivo primário na concepção do controlador ou se uma estratégia de controle independente das lâminas para reduzi-rem as cargas é realizado.
- *Região 4. Modo estendido:* Vento muito forte, tipicamente entre $v_{34} = 20 - 25m/s$ e $V_{cut-out} = 25 - 30m/s$. Apesar de não ser muito frequente, ventos muito fortes podem ser obtidos por meio de variação do pitch em malha fechada. Por meio de uma limitação da velocidade do rotor ω_r , as cargas extremas podem ser reduzidas.

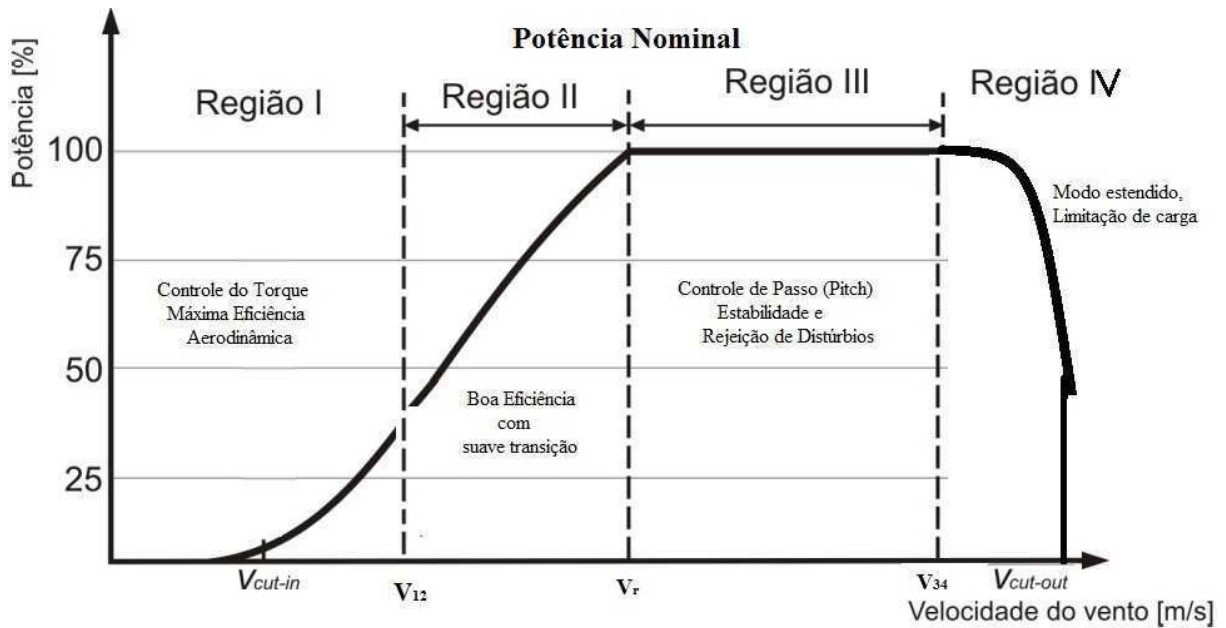


Figura 2.14: Curva de Potência de uma Turbina Eólica.

2.7 Aspectos Gerais do Vento

O vento é caracterizado pela sua velocidade e direção, que são afetados por vários fatores, por exemplo, localização geográfica, características climáticas, altura acima da terra, e topografia da superfície. As turbinas eólicas interagem com o vento, capturando parte da sua energia cinética e convertendo-a em energia utilizável (BIANCHI; BATTISTA; MANTZ, 2006).

Do ponto de vista da energia eólica, a característica mais marcante do vento é sua variabilidade. O vento é muito variável, tanto geograficamente quanto temporalmente e esta variabilidade persiste ao longo de uma gama muito ampla de escalas, tanto no espaço quanto no tempo. A importância desta é amplificada pela relação cúbica da energia disponível (BURTON et al., 2011).

Em grande escala, a variabilidade espacial descreve o fato de que há muitas regiões climáticas diferentes em todo o mundo, algumas mais ventiladas do que outras. Estas regiões são, em grande parte ditada pela latitude, o que afeta a quantidade de insolação.

Em escalas de tempo mais curto do que um ano, as variações sazonais são muito mais previsíveis, embora haja grandes variações em curtos prazos ainda, que apesar de razoavelmente bem compreendidas, muitas vezes não são muito previsíveis mais do que alguns dias antes. Estas variações "sinóticas" estão associadas à passagem de sistemas

meteorológicos. Dependendo da localização, também pode haver variações consideráveis com a hora do dia (variações diurnas) que mais uma vez são geralmente imprevisíveis. Em relação a estes prazos, a previsibilidade do vento é importante para a integração de grandes quantidades de energia eólica na rede de eletricidade, para permitir que a outra planta geradora de abastecimento de rede seja organizada de forma adequada.

As variações da velocidade do vento conhecida como a turbulência pode ter um efeito muito significativo sobre o projeto e desempenho das turbinas eólicas individuais, bem como sobre a qualidade da energia fornecida à rede e seus efeitos sobre os consumidores.

De acordo com Nichita (NICHITA et al., 2002), Van der Hoven em 1957 construiu um espectro de velocidade do vento a partir de longos registros e de curto prazo em Brookhaven, Nova York, mostrando picos correspondentes a sinóptica conforme ilustrado na Figura 2.15. De particular interesse é a chamada "lacuna espectral" que ocorre entre os picos diurnos e turbulentos, mostrando que a sinóptica e variações diurnas podem ser tratadas com bastante distinções das flutuações da turbulência de alta frequência.

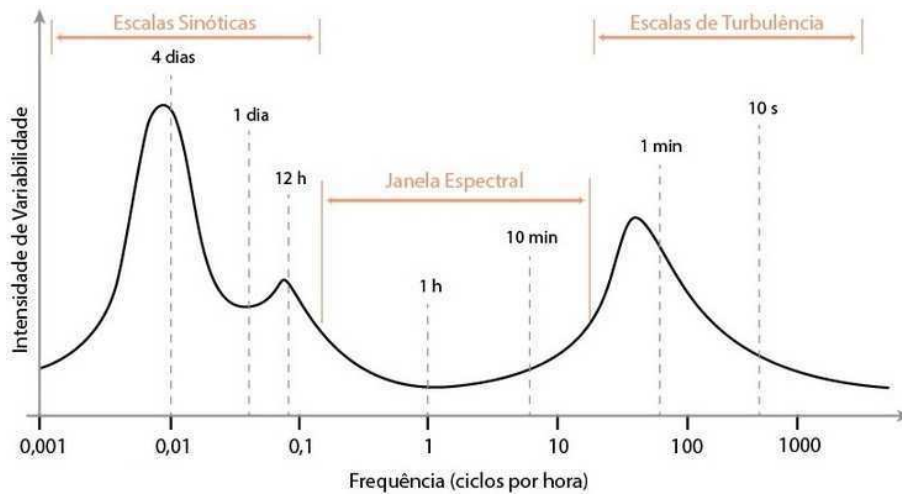


Figura 2.15: Modelo espectral do vento.

O modelo de Van der Hoven não pode ser usado para uma descrição completa da velocidade do vento ao longo de um intervalo de tempo de segundos, minutos, horas, porque este modelo tem um grande inconveniente: o componente de turbulência é tratado como um processo aleatório estacionário. Suas propriedades não dependem das variações "médias" de valor, que são correspondentes ao baixo domínio de frequências e têm uma escala de tempo de horas, dias, etc.

O modelo da velocidade do vento v_t pode ser dada por um modelo de primeira ordem:

$$\dot{v}_t = -\frac{1}{T_v}v_t(t) + m_v(t) \quad (2.33)$$

onde m_v é o ruído branco Gaussiano

2.7.1 Turbulência

Por definição, a turbulência inclui todas as flutuações da velocidade do vento com frequências acima da lacuna espectral. Assim, ele contém todos os componentes na gama de alguns segundos a minutos. Em geral, a turbulência tem uma incidência menor na captação de energia anual, o que é substancialmente determinada pela velocidade média do vento. No entanto, tem um grande impacto sobre as cargas aerodinâmicas e qualidade de energia.

Turbulência do vento num dado ponto no espaço é estocasticamente descrito por meio do seu espectro de potência. Dois modelos amplamente aceitos são o espectro Von Karman (LEITHEAD; SALLE; REARDON, 1991)

$$H_v(j\omega) = \frac{K_v}{(1 + j\omega T_v)^{5/6}} \quad (2.34)$$

e o espectro de Kaimal (KAIMAL et al., 1972)

$$H_v(j\omega) = \frac{K_v}{(1 + j\omega T_v)^{5/3}} \quad (2.35)$$

Ambos os modelos são parametrizados por constantes T_v e K_v . A constante T_v determina a largura de banda de frequência enquanto que a turbulência K_v está associado à turbulência da potência. No domínio do tempo, T_v é também uma medida de tempo de correlação da turbulência. Ambos os parâmetros dependem da velocidade média do vento, bem como sobre a topografia do terreno. Por exemplo, no caso de o espectro de Von Karman, estes coeficientes são aproximadas por

$$K_v = 0,475\sigma_v^2 \frac{L_v}{V_m} \quad (2.36)$$

$$T_v = \frac{L_v}{V_m} \quad (2.37)$$

onde L_v é o comprimento de correlação da turbulência e σ_v é a intensidade da turbulência.

2.8 Considerações Finais

Neste capítulo apresentou-se uma fundamentação teórica sobre turbinas eólicas, abrangendo as turbinas de velocidade fixa e variável, avaliando alguns aspectos fundamentais da conversão de energia.

Através de conceitos aerodinâmicos, o modelo matemático que descreve o comportamento da turbina eólica foi analisado. Conforme o modelo apresentado, a potência extraída dos ventos por uma turbina eólica depende da velocidade de vento.

Devido a esta grande dependência entre a potência e velocidade do vento, para que um determinado local tenha um bom potencial de produção de energia eólica, é conveniente ter condições de alta velocidade com mínima variação dos ventos.

As curvas de potência em função da velocidade da turbina para diferentes valores de velocidade de vento salientam a grande vantagem dos sistemas que operam em velocidade variável. Além do ganho extra de energia produzida, as turbinas eólicas à velocidade variável são vantajosas, se comparadas com as de velocidade fixa, pela redução dos impactos das turbulências do vento sobre a estrutura mecânica e da qualidade da energia entregue à rede.

Como alternativa, existem duas estratégias para regular a quantidade de energia captada pelo rotor: controle passivo Stall ou de passo fixo e controle de passo variável. No entanto, como as máquinas e as cargas se tornaram maiores, há uma tendência do controle de passo variável.

Capítulo 3

Modelo Simplificado da Turbina Eólica de Eixo Horizontal (TEEH)

3.1 Introdução

As turbinas eólicas são grandes estruturas dinamicamente complexas que operam em condições ambientais turbulentas e imprevisíveis, onde a eficiência e confiabilidade são altamente dependentes de uma estratégia de controle bem projetada (WANG et al., 2010).

Para trabalhar e compreender as turbinas eólicas requer muito mais do que conhecimento de forças aerodinâmicas que atuam sobre a sua estrutura, pois a sua matemática é muito complexa, mas o comportamento geral, pode ser bem observado através de modelos simplificados.

Neste capítulo é apresentado a modelagem simplificada de uma TEEH (Turbina Eólica de Eixo Horizontal), com o objetivo de enfatizar os aspectos gerais presentes de acordo com os princípios de funcionamento da turbina. Desta forma, a modelagem de cada subsistema será detalhado para uma melhor compreensão.

3.2 Descrição Matemática de uma TEEH

Na Figura 3.1 é ilustrada uma turbina eólica de eixo horizontal. O rotor que compreende as lâminas das turbinas é o componente do aerogerador responsável pela conversão da energia cinética dos ventos em energia mecânica. O cubo tem a função de ligar as lâminas ao sistemas de transmissão, que giram as pás em torno de seus eixos longitudinais, tendo em vista que o rotor de uma turbina eólica está acoplado ao eixo do gerador elétrico por meio de um sistema de transmissão mecânica.

O sistema de transmissão mecânica de uma turbina eólica é constituído pelo eixo de baixa e alta velocidade e o multiplicador de velocidade. A função deste sistema é a de transmitir a energia mecânica de rotação do rotor do eixo de baixa velocidade para o eixo de alta velocidade, no qual está instalado o gerador elétrico. Como elemento de proteção contra eventual excesso de velocidade, existe no eixo um freio mecânico.

Os geradores elétricos são dispositivos responsáveis pela conversão da energia mecânica em energia elétrica. Para as turbinas eólicas conectadas à rede elétrica, as principais opções existentes de geradores elétricos são: geradores síncronos ou assíncronos. Os dispositivos de controle e eletrônica de potência quando associados ao gerador, influenciam diretamente nas características de operação das turbinas eólicas, na medida em que quanto maior a amplitude das variações de rotação permissíveis, maior é a faixa de operação e melhor é o desempenho dos sistemas de geração eólica.

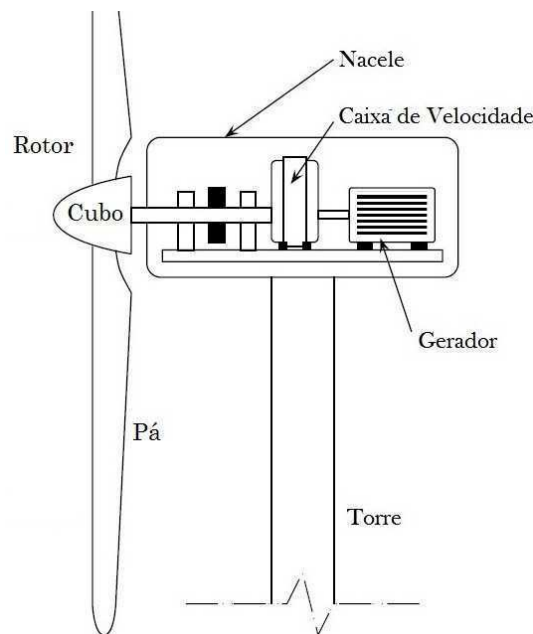


Figura 3.1: Turbina eólica de eixo horizontal.

As turbinas eólicas de eixo horizontal são organizadas em quatro principais blocos funcionais ou subsistemas, que são, o subsistema aerodinâmico, o subsistema mecânico, o subsistema elétrico e o subsistema de servo passo, como ilustrado na Figura 3.2 e com os parâmetros definidos na Tabela 3.1.

O subsistema aerodinâmico tem a função de transformar a velocidade do vento em força sobre as lâminas, que originam o movimento de rotação. O subsistema mecânico é subdividido em dois blocos funcionais, o sistema de transmissão e a estrutura de suporte da torre. O sistema de transmissão transfere o torque aerodinâmico sobre as lâminas para

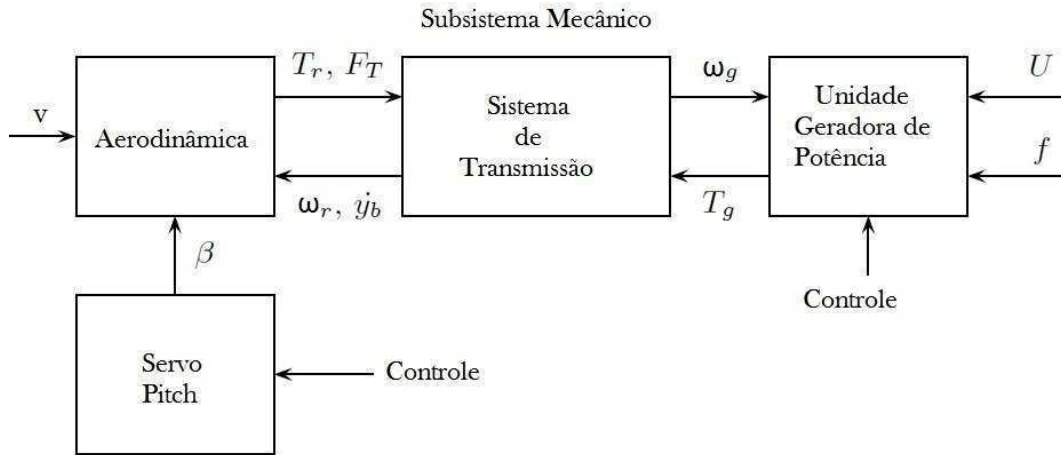


Figura 3.2: Diagrama de blocos dos subsistemas de uma turbina de velocidade e passo variável.

Tabela 3.1: Definição dos parâmetros da Turbina Eólica.

Símbolo	Descrição
v	vento
T_r	Torque Aerodinâmico
F_T	Força de Impulso
ω_r	Velocidade angular do rotor
ω_g	Velocidade angular do gerador
T_g	Torque Elétrico
β	Inclinação da pá
\dot{y}_b	velocidade de dobragem da torre
U	Tensão
f	Frequência

o eixo do gerador. A estrutura de suporte composta pela torre e fundações suporta a força de empuxo que o vento exerce sobre o mesmo. O subsistema elétrico faz a conversão da energia mecânica no eixo do gerador em energia elétrica. E finalmente, há o subsistema servo pitch que modela o comportamento do ângulo de passo.

3.2.1 Subsistema Aerodinâmico

O subsistema aerodinâmico suporta a ação do fluxo do vento dimensional interagindo diretamente com as forças que desenvolvem e que atuam sobre as pás do rotor. As correntes de vento que interagem com as turbinas tendem a se tornar tão forte que eles podem produzir deslocamentos e torções dos elementos da turbina. Tais deslocamentos acontecem com a torre, o que se traduz em um movimento na direção horizontal, e também para as lâminas e da nacele, que tendem a dobrar e torcer, respectivamente. Todos esses

fenômenos podem perigosamente modificar a aerodinâmica da turbina.

Ao analisar a Figura 3.3 observa-se o subsistema aerodinâmico, onde as entradas deste subsistema são a velocidade do vento e o ângulo de inclinação das pás β . A velocidade do rotor ω_r , e a velocidade de dobragem da torre \dot{y}_b são também vistos como entradas porque influenciam a aerodinâmica da turbina.

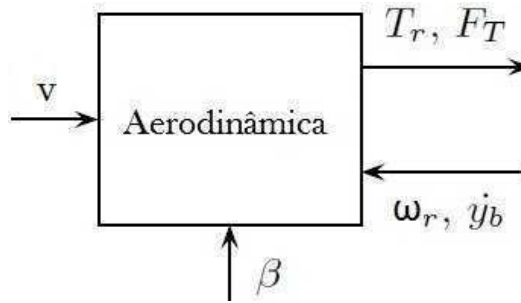


Figura 3.3: Entrada e saída do subsistema aerodinâmico.

Esta maneira de representá-la tem um significado lógico. O vento determina a rotação do rotor, dependendo da intensidade do vento e o controlador de passo terá de modificar adequadamente a incidência das pás com a direção do vento, de tal modo que o efeito do torque aerodinâmico e de impulso sobre a estrutura mecânica seja diminuída.

As saídas são o torque aerodinâmico T_r e a força de impulso F_T . A força de impulso que age sobre o rotor e o torque aerodinâmico são expressos em termos de coeficientes de energia. Suas expressões foram definidos no Capítulo 2, a fim de facilitar a leitura, seguem a seguir:

$$F_T(v, \beta) = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_t(\lambda, \beta) v^2 \quad (3.1)$$

$$T_r(v, \beta) = \frac{\rho \pi R^3 C_p(\lambda, \beta) v^2}{2\omega} \quad (3.2)$$

onde

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(c_2 \left(\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \right) - c_3\beta - c_4 \right) e^{(-c_5 \left(\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \right))} + c_6\lambda$$

no qual,

$$c_1 = 0,5176; c_2 = 116; c_3 = 0,4; c_4 = 5; c_5 = 21; c_6 = 0,0068$$

e

$$\lambda = \frac{\omega r}{v}. \quad (3.3)$$

3.2.2 Subsistema Mecânico

Para a modelagem de TEEH, o subsistema reconhecido como sendo a parte mais afetada é o subsistema mecânico. Sua complexidade decorre da interação do sistema de transmissão e da torre da turbina, sendo ambos estruturas flexíveis. Por isso, o foco recairá sobre este subsistema mais do que nos outros.

O movimento de rotação gerado pelo rotor é transmitido ao gerador elétrico, por meio de uma transmissão identificada por via de acionamento mecânico. A sua estrutura depende em particular de cada estrutura da turbina.

O modelo da TEEH geralmente é feito utilizando uma abordagem de "sistema multi-corpo". Conceitualmente, esta técnica permite que a estrutura mecânica seja organizada em vários corpos rígidos ligados por juntas flexíveis. Estas juntas definem os graus de liberdade da turbina (BIANCHI; BATTISTA; MANTZ, 2006).

O modelo mecânico usado no projeto, partiu de um modelo simplificado de duas massas com acionamento flexível caracterizada por rigidez, K_s e de amortecimento B_s conforme ilustrado na Figura 3.4. Este modelo é geralmente utilizado na literatura e esta escolha é normalmente motivada pelo fato de que as leis de controle deduzidas a partir deste modelo são geralmente aplicadas em turbinas eólicas de diferentes tamanhos (BOUKHEZZAR; SIGUERDIDJANE et al., 2009). Ao mesmo tempo, o modelo de duas massas permitem a possibilidade de estudar e utilizar modos flexíveis no sistema do eixo de acionamento que não podem ser destacados com o modelo de uma massa. A apresentação rigorosa de vários outros modelos de massa podem ser encontrados em (MUYEEN; TAMURA; MURATA, 2009).

O modelo de duas massas na Figura 3.4 corresponde à grande inércia do rotor da turbina J_r , compreendendo as lâminas e o cubo, e a pequena inércia J_g representando o gerador. Em conclusão, a rotação do rotor torna-se um equilíbrio entre o torque aerodinâmico T_r aplicado pelo vento e o torque elétrico T_g desenvolvido pelo gerador.

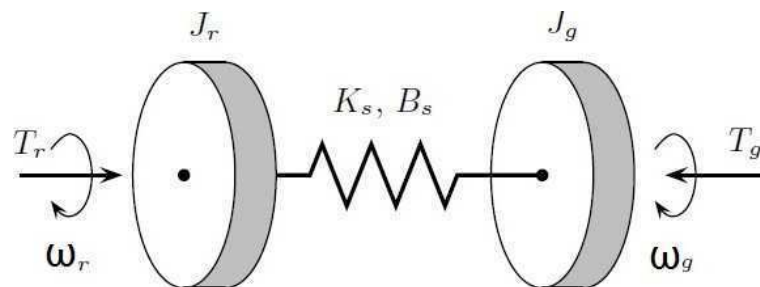


Figura 3.4: Modelo de duas massas

Este fato é descrito pela seguinte equação mecânica que também modela o movimento do rotor da turbina,

$$J_r \dot{\omega}_r = T_r - T_s. \quad (3.4)$$

Na Equação (3.4), J_r é a inércia do rotor, ω_r representa a velocidade angular do rotor, T_r é o torque aerodinâmico e T_s é o torque de acoplamento presente no sistema de eixo de transmissão.

O modelo do sistema do eixo de transmissão é dado por:

$$T_s = K_s \theta_s + B_s \dot{\theta}_s \quad (3.5)$$

onde θ_s é a torsão do sistema de transmissão $\theta_s = \theta_r - \theta_g$

A partir das equações já citadas, e da Figura 3.5, identifica-se como entrada do subsistema, o torque aerodinâmico T_r , torque elétrico T_g e força de impulso F_T e três saídas que são a velocidade angular do rotor ω_r , do gerador ω_g e velocidade de dobragem da torre \dot{y}_b :



Figura 3.5: Entrada e saída do subsistema mecânico

$$\dot{\omega}_r = \frac{1}{J_r} (T_r - T_s) \quad (3.6)$$

$$\dot{\omega}_g = \frac{1}{J_g} (T_s - T_g) \quad (3.7)$$

$$\dot{y}_b = \dot{y}_t + r_b \dot{\zeta} \quad (3.8)$$

onde \dot{y}_t é a velocidade de deslocamento da nacelle; r_b é o raio da lâmina; e $\dot{\zeta}$ é a velocidade angular do plano de rotação.

3.2.3 Subsistema Elétrico

As atuais turbinas eólicas de velocidade variável podem ser classificados em três categorias de acordo com o gerador que eles usam: gerador de indução duplamente alimentado (DFIG), gerador síncrono de campo (WFSG) e gerador síncrono de ímã permanente (PMSG). Todos permitem a operação de velocidade variável, portanto, em todos os casos, a velocidade do rotor mecânico e a frequência elétrica da rede são desacoplados por meio de um conversor eletrônico de potência interposta entre a turbina e a rede.

Essas turbinas são conhecidas como sistemas de acionamento direto, onde a velocidade do gerador é igual à velocidade do rotor da turbina (JELAVIĆ et al., 2007). Além do gerador elétrico e conversor de eletrônica de potência, este subsistema também inclui um transformador elétrico para garantir a compatibilidade com a tensão de rede. No entanto, a sua configuração depende do tipo de máquina elétrica e à sua interface de rede.

De acordo com Figura 3.6, identifica-se três entradas neste subsistema, que é a velocidade de rotação do gerador ω_g , tensão U , e a frequência f nos terminais do gerador, e como saída o torque elétrico T_g .

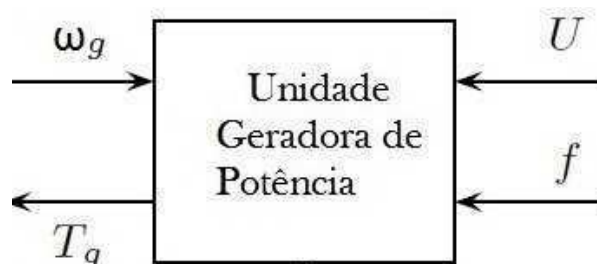


Figura 3.6: Entrada e saída da Unidade Geradora de Potência.

Neste esquema a tensão U e frequência f nos terminais do gerador são impostas pela rede. O torque de estado estável - característica de velocidade - ou característica de torque para o curto - é dada por:

$$T_g(\omega_s) = -\frac{3U^2}{2\omega_s} \frac{R_r/s}{(R_r/s)^2 + (\omega_s L_{lr})^2} \quad (3.9)$$

onde $\omega_s = 2\pi f$ é a frequência angular da linha, R_r e L_{lr} são a resistência e indutância dos enrolamentos do rotor, respectivamente, e s é o deslizamento do gerador definido como:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_g}{\omega_s} \quad (3.10)$$

Usá-se ω_s para denotar a velocidade síncrona referente ao lado de baixa velocidade do sistema de transmissão. Nota-se que a velocidade síncrona é imposta pela frequência de

linha. De fato,

$$\omega_s = (p/2)\omega_s/n_s \quad (3.11)$$

com p sendo o número de pólos da máquina e n_s a relação de transmissão. Portanto, com a tensão U e frequência f fixa, não há controle ativo no gerador.

A característica do torque é representado na Figura 3.7. Observa-se que a máquina funciona como gerador de velocidades super-síncrona e como motor a velocidades sub-síncronas. Em ambos os casos, o deslizamento também representa a fração da energia mecânica que é dissipada pela resistência do rotor. Assim, grande deslizamento implica baixa eficiência. Portanto, a característica do torque não linear pode ser aproximada para um torque linear, dado:

$$T_g(\omega_s) = B_g(\omega_g - \omega_s) \quad (3.12)$$

onde B_g é o amortecimento intrínseco do gerador em ω_s .

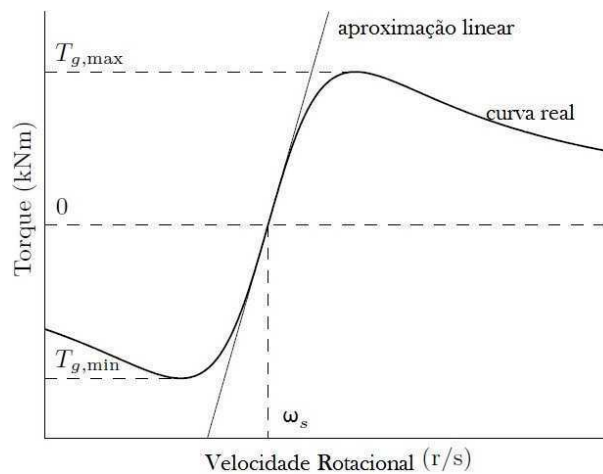


Figura 3.7: Torque característico do gerador.

3.2.4 Subsistema Pitch

A técnica do controle de Pitch é geralmente preferida em altas velocidades de vento. No início do uso deste tipo de controle, os atuadores de passo consistiu de contrapesos que permitiram a rotação das pás em torno dos seus eixos longitudinais.

Mas uma vez, com o aumento do tamanho das turbinas eólicas, esses mecanismos foram alterados com dispositivos hidráulicos ou eletromecânicos, com intuito de dar uma maior flexibilidade e precisão no controle das TEEH.

O atuador passo é um servo não-linear, que geralmente gira todas as pás - ou parte delas - em uníssono. No sistema em malha fechada, atuador de passo pode ser modelado como um sistema dinâmico de primeira ordem com a saturação da amplitude e derivada do sinal de saída (LEITHEAD; CONNOR, 2000), (THIRINGER; PETERSSON, 2005). A Figura 3.8 apresenta um diagrama de blocos do modelo do atuador de primeira ordem:

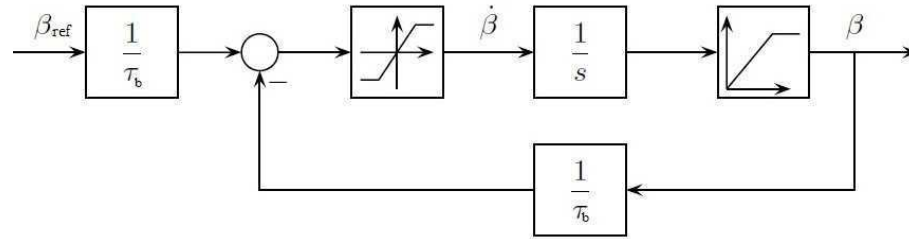


Figura 3.8: Modelo do atuador do ângulo de inclinação

O comportamento dinâmico do atuador de passo opera na região linear e é descrita pela equação diferencial:

$$\dot{\beta} = -\frac{1}{\tau_{\beta}}\beta + \frac{1}{\tau_{\beta}}\beta_{ref} \quad (3.13)$$

onde β e β_{ref} são os ângulos efetivos e desejados de passo, respectivamente. Normalmente, os intervalos de β variam de -2° a 30° e varia a uma taxa máxima de $\pm 10^{\circ}/s$. A potência regulada pode exigir correções rápidas e grandes inclinações de ângulo.

O atuador passo considerado neste estudo move todas as lâminas em uníssono. Portanto, a técnica utilizada é "controle de pitch coletivo". O servo passo é modelado por um sistema de primeiro ordem com uma constante de tempo T_{β} . Porque o sistema de atuação no campo não pode, em geral responder de imediato, assim um limitador de velocidade é adicionado para obter uma resposta realista.

Conseqüentemente, os limites sobre a taxa de variação e amplitude do ângulo de inclinação tem efeitos sensíveis sobre as características de regulação de energia. Para reduzir os riscos de danos por fadiga, esses limites não devem ser atingidos durante a operação normal da turbina.

3.3 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentado a modelagem básica que compõem cada subsistema para simulação da turbina eólica de velocidade variável e do controle utilizado para regular a potência mecânica entregue ao gerador.

Foi analisado e verificado que o subsistema mais complexo a ser estudado é o subsistema mecânico, devido a sua complexidade decorrente da interação do sistema de transmissão e da torre da turbina, por tratar se de estruturas flexíveis.

Já no subsistema aerodinâmico devido a ação do vento interagindo diretamente com as forças que desenvolvem e que atuam sobre as pás do rotor, permitem que a torre realize deslocamentos e torções, movimentos estes como a dobragem e torções da lâmina e da nacele, provocando movimentos horizontais. Tais fenômenos podem perigosamente modificar a aerodinâmica da turbina.

De forma geral o melhor modo de extrair a máxima potência do vento é através das turbinas de velocidade variável com controle do ângulo de passo. Os principais objetivos do controle do ângulo das pás da turbina são a otimização da potência de saída das turbinas eólicas e prevenção para que a potência mecânica não exceda a potência nominal em ventos fortes (em velocidades de vento acima da nominal).

Capítulo 4

Modelo Linearizado da Turbina Eólica

4.1 Introdução

No capítulo anterior, foi estudado o comportamento de uma turbina a partir de um ponto de vista global. As simplificações foram feitas e os aspectos que definem a dinâmica de uma turbina real foram postas de lado. As turbinas de vento são usados em condições imprevisíveis e, portanto, um bom algoritmo de controle tem que ser robusto o suficiente, a fim de levar em consideração as mudanças bruscas de velocidade do vento.

As variações que podem aparecer no seu funcionamento não são apenas determinadas pelo vento, mas também pelas mudanças na temperatura ou densidade do ar. Nas velocidades de vento superiores, as forças que atuam sobre a turbina tornam relevantes para os componentes mecânicos, e as pressões que resultam afetam grandemente as pás da turbina e o rotor em consequência. Os graus de liberdade serão suficientes para os controladores que serão projetadas nos capítulos seguintes. Na Figura 4.1, pode-se observar os graus de liberdade tomados em consideração.

Neste capítulo, vamos mais longe, com a escolha de um modelo mais complexo que é construído com o objetivo de proporcionar o acesso aos modos de oscilações mecânicas da turbina. Como foi mencionado no Capítulo 3, o número de modos oscilantes que são consideradas na fase de modelagem é muito importante para o controle, porque pode facilmente conduzir a um aumento da ordem do modelo.

Por esta razão, incluímos em nosso modelo o modo de torção do sistema de transmissão, o modo de flexão da torre e a flexão da lâmina. Com estes modos, consideramos ter coberto os principais elementos que estão ameaçados de extinção em altas velocidades de vento, ou seja, a torre, as lâminas e o eixo motriz de transmissão.

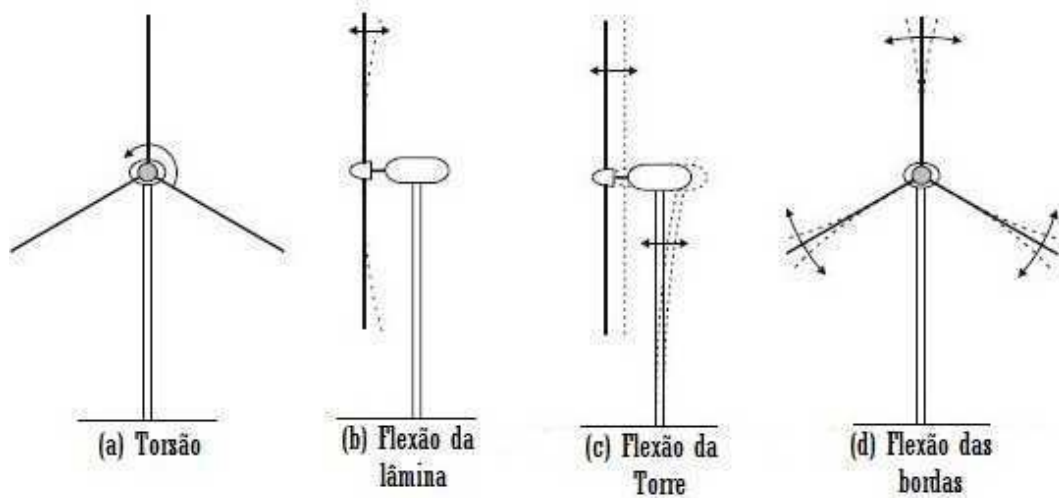


Figura 4.1: Modos de vibração para turbinas eólicas de eixo horizontal.

4.2 Mecânica de Lagrange

Uma turbina pode ser estruturada com quatro subsistemas interligados: um aerodinâmico, um mecânico, um elétrico e um subsistema de servo passo estudado na seção 3.2. Também neste caso, a parte mais envolvida é o subsistema mecânico; desta forma uma atenção em especial é dada para garantir o nível de potência desejada para aliviar as cargas mecânicas da estrutura.

O sistema mecânico complexo consiste em dispositivos que interagem com um certo grau de flexibilidade. Como qualquer estrutura flexível, uma turbina eólica apresenta muitos modos de vibração, conforme mostrado na Figura 4.1.

A existência desses modos de vibração exige um projeto de controlador cuidadoso para as turbinas eólicas. Com os distúrbios cíclicos inerentes à amostragem de rotação ou a uma estratégia de controle inadequada, podem excitar alguns dos modos de vibração, daí resultando em redução de vida útil ou até mesmo em colapso (BURTON et al., 2011).

A complexidade do subsistema mecânico surge a partir da interação de duas estruturas flexíveis, o sistema de transmissão e da torre com suas fundações. Cada uma destas estruturas é fixado a uma estrutura de referência que roda em relação a outra. Isto leva a modelos não lineares de alta ordem. Além disso, a maior parte das forças aplicadas às estruturas vêm de um campo de vento tridimensional.

Como o sistema mecânico apresenta uma complexidade arbitrária, e com poucos graus de liberdade, a Equação de Lagrange foi a forma mais viável para analisar o sistema. A mecânica de Lagrange ou mecânica lagrangiana, é uma formulação da mecânica clássica que combina a conservação do momento linear com a conservação da energia (BIANCHI;

BATTISTA; MANTZ, 2006).

A função de Lagrange (L) em um sistema, é uma função obrigatoriamente expressa em termos de coordenadas generalizadas q_i , das taxas de variação destas coordenadas (velocidade) \dot{q}_i e do tempo t , que é dada matematicamente pela subtração da Energia Cinética (E_c) pela Energia Potencial (E_p) do sistema a qual atrela-se:

$$L_{(q_i, \dot{q}_i, t)} = E_c - E_p. \quad (4.1)$$

Define-se ainda a ação S de um sistema como sendo a integral da função de Lagrange no período de tempo em estudo é:

$$S = \int_{t_1}^{t_2} L_{(q_i, \dot{q}_i, t)} dt. \quad (4.2)$$

Pelo Princípio Variacional de Hamilton, todas as trajetórias possíveis para ir de um ponto a outro ou de todas as configurações de equilíbrio possíveis, a real posição corresponde à que minimiza a ação, ou seja, aquela à qual corresponde uma variação nula da ação. Assim:

$$\int_{t_1}^{t_2} \delta(E_c - E_p) dt + \int_{t_1}^{t_2} \delta\tau_{nc} dt = 0 \quad (4.3)$$

onde τ_{nc} são as forças não conservativas.

De acordo com o Princípio de Hamilton (GOLDSTEIN, 1962) escreve-se então

$$\int_{t_1}^{t_2} \sum_{i=1}^N \left(\frac{\partial E_c}{\partial q_i} \delta q_i + \frac{\partial E_c}{\partial \dot{q}_i} \delta \dot{q}_i - \frac{\partial E_p}{\partial q_i} \delta q_i + Q_i \delta q_i \right) dt = 0 \quad (4.4)$$

Integrando por partes o segundo termo

$$\int_{t_1}^{t_2} \frac{\partial E_c}{\partial \dot{q}_i} \delta \dot{q}_i dt = \left[\frac{\partial E_c}{\partial \dot{q}_i} \delta q_i \right] - \int_{t_1}^{t_2} \frac{d}{dt} \left(\frac{\partial E_c}{\partial \dot{q}_i} \right) \delta q_i dt \quad (4.5)$$

e reconhecendo que o primeiro termo do membro da direita nesta expressão é nulo, porque a variação δq_i é nula em t_1 e em t_2 , vem

$$\int_{t_1}^{t_2} \sum_{i=1}^N \left(-\frac{d}{dt} \frac{\partial E_c}{\partial \dot{q}_i} + \frac{\partial E_c}{\partial q_i} - \frac{\partial E_p}{\partial q_i} + Q_i \right) \delta q_i dt. \quad (4.6)$$

Este resultado deve ser válido para qualquer que seja a variação arbitrária δq_i pelo que se obtém da Equação de Lagrange

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\partial E_c}{\partial \dot{q}_i} \right) - \frac{\partial E_c}{\partial q_i} + \frac{\partial E_p}{\partial q_i} = Q_i \quad (4.7)$$

Ao adicionar a energia dissipada no sistema mecânico, pode se fazer então, o uso da função de dissipação de Rayleigh (GOLDSTEIN, 1962), (LEMOS, 2007). Este tipo de abordagem introduz nas equações de movimento a dissipação por atrito viscoso, ou seja, os Q_i da Equação (4.8) representarão as forças generalizadas de fricção.

A componente da força generalizada resultante da força de fricção é dada por:

$$Q_i = \sum_i E_d \cdot \frac{\partial r_i}{\partial q_i} = \frac{\partial E_d}{\partial \dot{q}_i} \quad (4.8)$$

onde r_i representa a posição euclidiana de cada partícula, levando em consideração o significado físico da energia dissipada E_d .

Utilizando assim o resultado da Equação de Lagrange com a dissipação, torná-se:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\partial E_c}{\partial \dot{q}_i} \right) - \frac{\partial E_c}{\partial q_i} + \frac{\partial E_p}{\partial q_i} + \frac{\partial E_d}{\partial \dot{q}_i} = Q_i \quad (4.9)$$

Para sistemas lineares a forma quadrática é dado como:

$$\frac{1}{2} X^T M X \quad (4.10)$$

onde M é a matriz simétrica e X um vetor, logo:

$$\frac{\partial (\frac{1}{2} X^T M X)}{\partial X} = M X \quad (4.11)$$

Na forma matricial padrão pode se escrever,

Energia Cinética:

$$E_c = \frac{1}{2} \dot{q}^T M(q) \dot{q} \quad (4.12)$$

Energia Potencial:

$$E_p = \frac{1}{2} q^T K q \quad (4.13)$$

Energia Dissipada:

$$E_d = \frac{1}{2} \dot{q}^T C \dot{q} \quad (4.14)$$

4.3 Modelo não-linear da turbina eólica

O modelo não linear inicia-se com a relação da Equação (4.15) que pode perfeitamente descrever qualquer sistema mecânico de complexidade arbitrária

$$M\ddot{q} + C\dot{q} + Kq = Q(\dot{q}, q, t, u) \quad (4.15)$$

onde M é a matriz de massa, C a matriz de amortecimento e K a matriz de rigidez. Q é o vetor de forças que atuam sobre o sistema e q_i as coordenadas generalizadas.

Para o modelo da Figura 4.2, as seguintes coordenadas generalizadas podem ser adotadas:

$$q = [y_t \quad \zeta \quad \theta_r \quad \theta_g]^T, \quad (4.16)$$

onde y_t é o deslocamento axial da nacela, ζ é o deslocamento angular para fora do plano de rotação e θ_r e θ_g são as posições angulares do rotor e gerador, respectivamente.

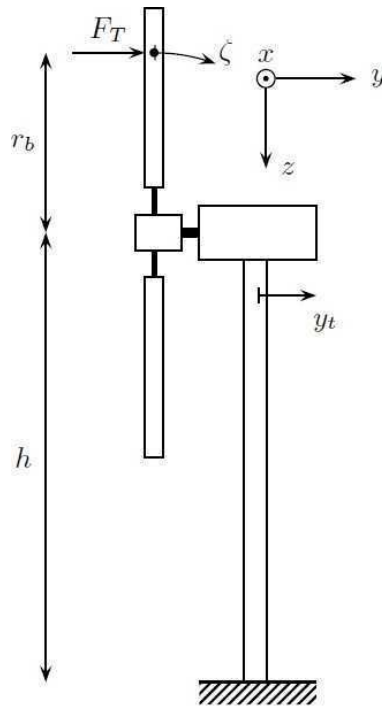


Figura 4.2: Diagrama esquemático do subsistema mecânico.

Ao mesmo tempo, torna-se Q o vetor de forças generalizadas:

$$Q = [3F_T \quad 3F_T r_b \quad T_r \quad T_g]^T \quad (4.17)$$

Nas equações anteriores, as forças axiais distribuídas ao longo de cada lâmina foi

substituída por uma força aglomerada F_T aplicada a uma distância a partir do eixo de rotação r_b .

Em conclusão, o sistema T_r , é o torque aerodinâmico, que determina a rotação do rotor, T_g , o torque elétrico que é desenvolvido pelo gerador, e F_T , representa a força de impulso criada pelos fluxos de vento e que atuam como uma pressão sobre o rotor inteiro, e N o número de lâminas representado por 3.

Para obter o modelo matemático, a Equação de Lagrange foi a ferramenta utilizada, que oferece um procedimento sistemático para calcular tais modelos.

Um corpo em rotação contendo energia cinética E_c é dado por $E_c = \frac{1}{2}J\omega^2$, onde J representa a inércia do corpo e ω sua velocidade angular. Os elementos que irão desenvolver energias cinéticas em nosso sistema são o eixo de acionamento, as lâminas e a torre. A energia cinética total acumulada pelo sistema é dado por:

$$E_c = \frac{J_r}{2}\omega_r^2 + \frac{J_g}{2}\omega_g^2 + 3\frac{M_b}{2}(\dot{y}_t + r_b\dot{\zeta})^2 + \frac{M_t}{2}\dot{y}_t^2 \quad (4.18)$$

A energia potencial dos elementos envolvidos é calculada como uma energia potencial elástica, devido ao fato de que o sistema é considerado como uma interconexão de corpos elásticos.

A energia potencial elástica é portanto calculada como $E_p = \frac{1}{2}kx^2$, em que k representa a constante de mola e x a rigidez do deslocamento devido à extensão ou a compressão do corpo elástico.

Para o sistema, o eixo de acionamento, as lâminas e a torre vão sofrer alguns deslocamentos de rotação, devido às forças que agem sobre eles. Em consequência, o potencial de energias destes corpos são somados para calcular a energia potencial total do sistema:

$$E_p = \frac{K_s}{2}(\theta_r - \theta_g)^2 + 3\frac{K_b}{2}(r_b\dot{\zeta})^2 + \frac{K_t}{2}\dot{y}_t^2 \quad (4.19)$$

Atrito e turbulências determinam a perda de energia chamada de energia de dissipação, e pode ser calculado como $E_d = \frac{1}{2}bx^2$, em que b é o coeficiente de amortecimento do corpo e x é o deslocamento do ponto referencial da inércia.

Aplicando isto ao sistema, obtém-se:

$$E_d = \frac{B_s}{2}(\omega_r - \omega_g)^2 + 3\frac{B_b}{2}(r_b\dot{\zeta})^2 + \frac{B_t}{2}\dot{y}_t^2 \quad (4.20)$$

Estas energias foram calculadas sob o pressuposto de que a força generalizada que age sobre o rotor é aplicada em um ponto situado no r_p distância em cada pá, medida a partir do cubo do rotor conforme ilustrado na Figura 4.2 para a ponta.

Os parâmetros que definem o modelo de subsistema mecânico da TEEH está apresentado na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Coeficientes das equações das curvas de potência.

Símbolo	Descrição
M_t	massa da torre e nacele
M_b	massa de cada lâmina
J_r	inércia do rotor
J_g	inércia do gerador
K_t	rigidez do torre
K_b	rigidez da lâmina
K_s	rigidez do eixo
B_t	amortecimento do torre
B_b	amortecimento da lâmina
B_s	amortecimento do eixo
N	número de lâminas
r_b	raio da lâmina
T_g	torque elétrico aplicado ao eixo
B_g	amortecimento intrínseco do gerador

A não-linearidade do torque aerodinâmico, da força de impulso e do torque elétrico, em conjunto com a complexidade dos diferentes subsistemas da planta, dão origem a um sistema altamente não linear. Ao aplicar a Equação (4.15) referente a Equação de Lagrange, nas Equações (4.18), (4.19) e (4.20), para cada componente, resulta em:

$$\mathbf{M} = \begin{bmatrix} M_t + 3M_b & 3M_b r_b & 0 & 0 \\ 3M_b r_b & 3M_b r_b^2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & J_r & 0 \\ 0 & 0 & 0 & J_g \end{bmatrix},$$

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} B_t & 0 & 0 & 0 \\ 0 & B_b r_b^2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & B_s & -B_s \\ 0 & 0 & -B_s & B_s \end{bmatrix},$$

$$\mathbf{K} = \begin{bmatrix} K_t & 0 & 0 & 0 \\ 0 & K_b r_b^2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & K_s & -K_s \\ 0 & 0 & -K_s & K_s \end{bmatrix},$$

$$\mathbf{Q} = \begin{bmatrix} 3F_T \\ 3F_T r_b \\ T_r \\ -T_g \end{bmatrix}.$$

Assim:

$$J_r \dot{\omega}_r + B_s(\omega_r - \omega_g) + K_s(\theta_r - \theta_g) = 3F_T \quad (4.21)$$

$$J_g \dot{\omega}_g + B_s(\omega_r - \omega_g) + K_s(\theta_r - \theta_g) = 3F_T r_b \quad (4.22)$$

$$3M_b(\ddot{y}_t + r_b \ddot{\zeta}) + 3B_b(r_b \dot{\zeta}) + 3K_b r_p \zeta = T_r \quad (4.23)$$

$$(M_t + 3M_b)\ddot{y}_t + 3M_b r_b \ddot{\zeta} + B_t \dot{y}_t + K_t y_t = -T_g \quad (4.24)$$

Para completar o modelo, adiciona-se a dinâmica do atuador de passo, que, assim como no Capítulo 3 na seção 3.2.4, é modelado como um sistema de primeira ordem (BIANCHI; BATTISTA; MANTZ, 2006),

$$\dot{\beta} = -\frac{1}{\tau_\beta} \beta + \frac{1}{1 + T_\beta} \beta_{ref} \quad (4.25)$$

onde β_{ref} é o ângulo de inclinação desejado e β é o ângulo de inclinação real das lâminas.

O comportamento da turbina eólica pode ser controlada através da rotação das pás do rotor em torno do seu eixo longitudinal, com um ângulo específico β e ajustando o torque elétrico que o gerador desenvolve T_g .

As variáveis de entrada do sistema são considerados: v o valor médio da velocidade do vento, ω a velocidade angular do rotor e β a variável de controle que é o ângulo de inclinação, .

O vetor de estado é $x = (\theta_s \quad \zeta \quad y_t \quad \omega_r \quad \omega_g \quad \dot{\zeta} \quad \dot{y}_t \quad \beta)^T$, onde $\theta_s = \theta_r - \theta_g$, pois as posições angulares absolutas das componentes do sistema de transmissão não são de interesse e, além disso eles podem apresentar problemas numéricos. Assim, é conveniente removê-los do estado e substituí-los com uma única variável de estado θ_s que denota o ângulo de torção. Para a saída do sistema $y = (y_t \quad \zeta \quad \omega_r \quad \omega_g)^T$.

4.4 Modelo Linearizado

O modelo TEEH é obtido através das interligações dos modelos dos subsistemas individuais. Embora tenha-se tomado um modelo linear para o sistema mecânico e assumiu-se

que o gerador e atuador de passo operem em regiões lineares, o modelo global é altamente não-linear devido à aerodinâmica de turbinas eólicas.

Linearizando as expressões para a força de empuxo e torque aerodinâmico de acordo com os rendimentos, tem se:

$$\Delta T_r = T_\omega \Delta \omega + T_\beta \Delta \beta + T_v \Delta v \quad (4.26)$$

$$\Delta F_T = F_\omega \Delta \omega + F_\beta \Delta \beta + F_v \Delta v \quad (4.27)$$

As variáveis observadas com Δ referem-se às variações dos parâmetros relacionados com os valores de estado estacionário, que serão linearizados em torno de um ponto.

$$T_r(\omega) = \left(\frac{\partial T_r}{\partial \omega} \right) = \frac{1}{2} \rho \pi r_b^2 \left(\frac{\partial C_p}{\partial \omega} \Big|_0 \frac{1}{\omega} - C_p \frac{1}{\omega^2} \right) v^3 \quad (4.28)$$

$$T_r(\beta) = \left(\frac{\partial T_r}{\partial \beta} \right) = \frac{1}{2} \rho \pi r_b^2 \frac{1}{\omega} \frac{\partial C_p}{\partial \beta} \Big|_0 v^3 \quad (4.29)$$

$$T_r(v) = \left(\frac{\partial T_r}{\partial v} \right) = \frac{1}{2} \rho \pi r_b^2 \frac{1}{\omega} \left(\frac{\partial C_p}{\partial v} \Big|_0 v^3 + 3C_p v^2 \right) \quad (4.30)$$

$$F_T(\omega) = \left(\frac{\partial F_T}{\partial \omega} \right) = \frac{1}{2} \rho \pi r_b^2 \frac{\partial C_t}{\partial \omega} \Big|_0 v^2 \quad (4.31)$$

$$F_T(v) = \left(\frac{\partial F_T}{\partial v} \right) = \frac{1}{2} \rho \pi r_b^2 \left(\frac{\partial C_t}{\partial v} \Big|_0 v^2 + 2C_t v \right) \quad (4.32)$$

$$F_T(\beta) = \left(\frac{\partial F_T}{\partial \beta} \right) = \frac{1}{2} \rho \pi r_b^2 \frac{\partial C_t}{\partial \beta} \Big|_0 v^2 \quad (4.33)$$

Assim ω , v e β denotam os valores da velocidade de rotação, velocidade do vento e do ângulo de passo no ponto de operação, respectivamente. Analogamente ω , v , β , F_T e T_r denotam as variações das variáveis correspondentes com respeito a seus valores no ponto de operação.

Nota-se que a velocidade média do vento v_m e a turbulência podem ser usados como a velocidade do vento no ponto de funcionamento.

Substituindo T_g , T_r e F_T , no sistema de equações de estado, dois termos de amortecimento aparecem, pois estão associados com a velocidade de retorno implícita nos comportamentos da aerodinâmica e do gerador.

A matriz C_a é chamada de amortecimento aerodinâmico, que em parte, é responsável

$$B = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ \frac{3(T_v - F_v)}{M_t} & 0 & 0 \\ \frac{3F_v M_b - T_v(3M_b + M_t)}{M_t M_b r_b} & 0 & 0 \\ \frac{-T_v}{J_r} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-B_g}{J_g} \\ 0 & \frac{-1}{\tau_\beta} & 0 \end{bmatrix}$$

$$C = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix}$$

4.5 Validação do Modelo Linearizado

Com o modelo linearizado, verificamos a sua correspondência com o modelo não-linear. As respostas dos dois sistemas devem ser compatíveis. A fim de fazer isso, calculamos as respostas do sistema de malha aberta no ponto de operação escolhido para linearização.

Recorde-se que o vetor de entrada do sistema tem a estrutura (v, β, ω_r) e o vetor de saída é $(\omega_r, \omega_g, \zeta, y_t)$. No ponto de equilíbrio, foi atribuído o índice de “0” para cada um dos componentes do vetor, por conseguinte, o vetor de entrada torna-se $(v_0, \beta_0, \omega_{r0})$, e de forma semelhante, os resultados da saída do vetor como $(\omega_{r0}, \omega_{g0}, \zeta_0, y_{t0})$.

O sistema linear é afetado por $\delta u = (v - v_0, \beta - \beta_0, \omega - \omega_0)$ e tem as saídas $\delta y = (\omega_r - \omega_{r0}, \omega_g - \omega_{g0}, \zeta - \zeta_0, y_t - y_{t0})$, portanto, para pequenas variações do sistema em torno do ponto de funcionamento. Em conclusão, às entradas do sistema não-linear podem ser escritas como $\delta u = (v_0 + v, \beta_0 + \beta, \omega + \omega)$ e, correspondentemente, $\delta y = (\omega_{r0} + \omega_r, \omega_{g0} + \omega_g, \zeta_0 + \zeta, y_{t0} + y_t)$. Na Figura 4.3, Figura 4.4, Figura 4.5 e Figura 4.6 pode se ver as respostas em comparação dos dois sistemas, para as entradas mencionadas.

As respostas dos dois sistemas para $u = (18, 10, 9)$ com $u_0 = (17, 9, 10)$. Portanto, no nosso caso, $\delta u = (1, 1, -1)$. Assim, foi considerado que a partir do ponto de funcionamento, a velocidade do vento aumenta de $17m/s$ para $18m/s$, o aumento do ângulo de inclinação, de modo a limitar o movimento de rotação, a partir de 9° para 10° , e, correspondentemente, o velocidade angular tem de diminuir a partir do valor de $10rad/s$ no caso nominal, para o valor de $9rad/s$.

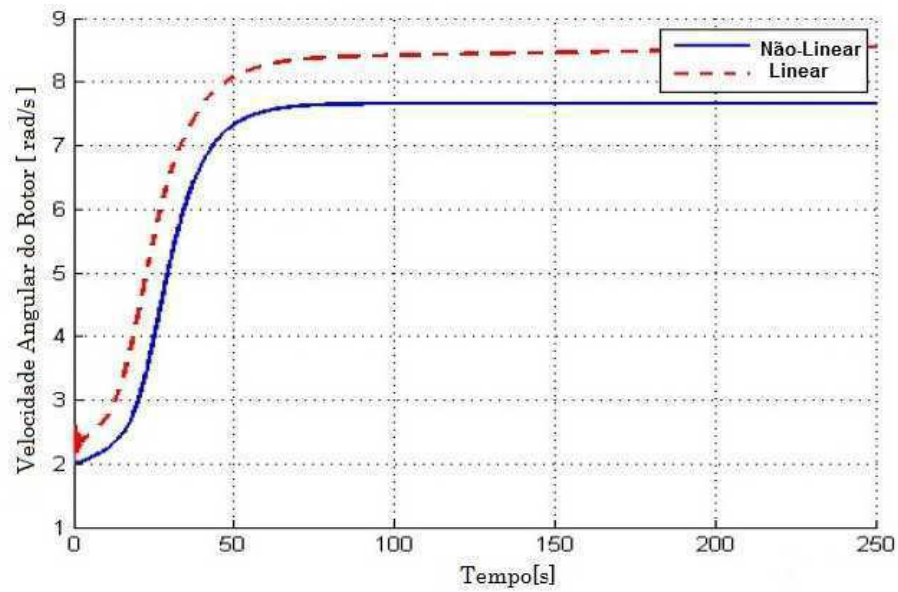


Figura 4.3: Velocidade Angular do Rotor.

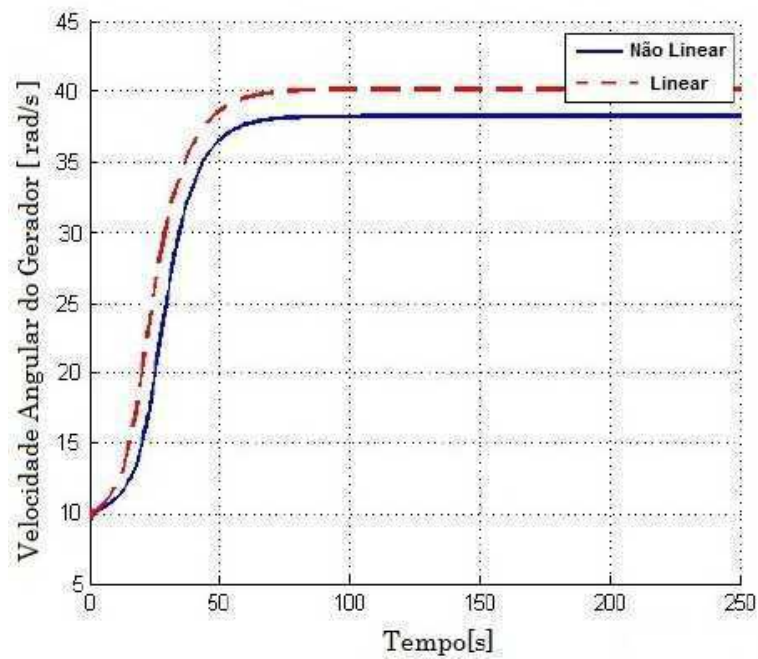


Figura 4.4: Velocidade Angular do Gerador.

Como mostrado nas figuras, os dois sistemas (linear e não-linear) respondem, de uma maneira semelhante. O que pode levar à conclusão de que o sistema linear é válido e, por conseguinte, podemos continuar com o estudo e usá-lo para a escolha do método de controle apropriado.

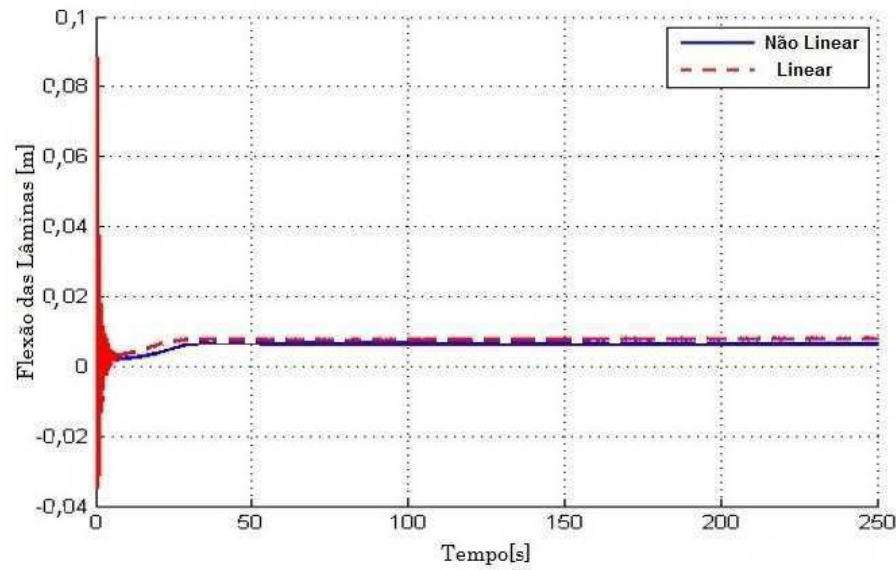


Figura 4.5: Movimento de Flexão da Lâmina.

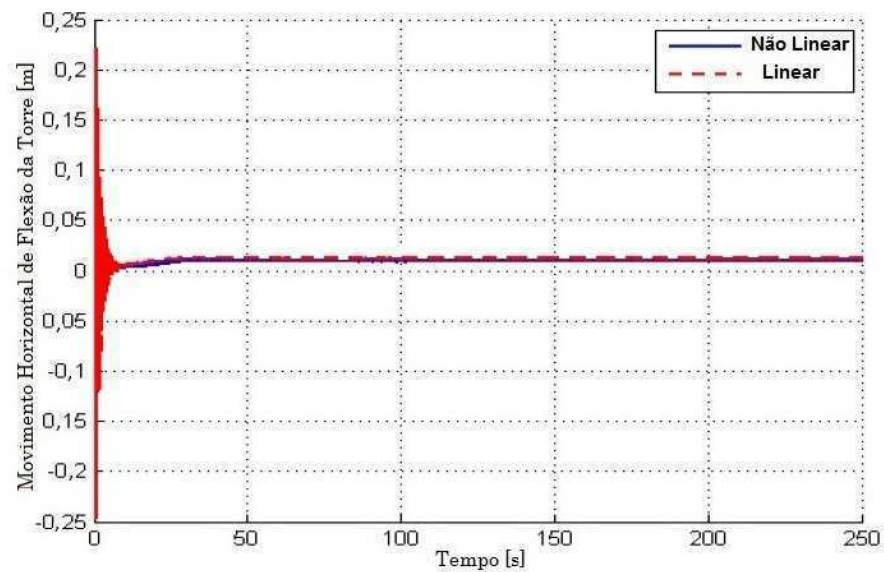


Figura 4.6: Movimento Horizontal de Flexão da Torre.

Na Figura 4.3, devido ao fato de, após a linearização, o início da velocidade angular de saída do rotor do sistema linear não parece estabilizar e os controladores terão de corrigir este problema.

Na Figura 4.4, o modelo linear alcança uma velocidade maior que o modelo não-linear, e atinge a estabilidade com maior rapidez, em torno de 55s.

Na Figura 4.5 e na Figura 4.6 verificamos a compatibilidade no comportamento dos modelos apresentados. Sendo estabilizados em momentos únicos, porém com valores de

amplitudes diferentes.

O tempo de estabilização da resposta do sistema é de cerca de um minuto, mas tendo em conta a massa e, portanto, a inércia do sistema, este tempo pode ser considerado normal.

Outro aspecto que deve ser coberto na fase de controle é a minimização das oscilações que aparecem no início das respostas. A sua presença indica a existência de pólos com uma parte imaginária significativa e o seu efeito pode fatigar o sistema em tempo e levar a problemas de funcionamento.

4.6 Considerações Finais

Neste capítulo foram descritas as equações que permitem representar a turbina eólica para estudos de estabilidade transitória de sistemas de potência. Além disso, foi apresentada a representação desse modelo no espaço de estados, visando futuras aplicações de novas estratégias de controle.

Este capítulo trata da concepção de um modelo de 8º ordem de uma turbina de vento horizontal. Os motivos foram relacionados tanto à necessidade de se aproximar o modelo aos fenômenos reais que acontecem dentro de uma turbina e também devido ao fato de que os algoritmos de controle serem projetados para realizar múltiplas finalidades. Além das tarefas de regulação, que se referem principalmente a limitar a velocidade angular do rotor e do gerador constante para os valores nominais, também está inserido o aumentar do tempo de vida útil da turbina. Por isso, vamos nos preocupar em reduzir as oscilações que aparecem em sua estrutura mecânica nas lâminas, eixo de transmissão e da torre. O modelo obtido foi linearizado em torno de um ponto funcional. As respostas de ciclo aberto dos dois métodos foram comparados e o modelo linear foi validado.

No próximo capítulo serão apresentadas as implementações na plataforma de simulação no ambiente MATLAB/Simulink.

Capítulo 5

Implementação do Modelo no Ambiente Matlab/Simulink

5.1 Introdução

Com a finalidade de estudar os fenômenos relacionados com a energia eólica e o impacto de suas operações sobre a distribuição de tráfego e sistemas de transmissão, é necessário levar a conhecimento, como em outros campos, as várias simulações em computador.

Para isso, foi criado modelos das partes individuais do sistema que está sendo implementado, para examinar os efeitos das turbinas eólicas no sistema de energia que consiste de vento, turbina eólica, controle aerodinâmico, sistema de transmissão, gerador, eletrônica de potência e o dispositivo de medição.

Nos capítulos anteriores foram apresentados os modelos matemáticos que representam o comportamento dos vários componentes da turbina eólica. Neste capítulo serão ilustrados os modelos utilizados sob o ponto de vista da implementação no ambiente MATLAB/SIMULINK, com vários aspectos de projeto e modelagem de diferentes componentes do sistema de turbinas eólicas como os modelos básicos de gerador síncrono, conversor AC-DC-AC PWM, turbina eólica, sistema de acionamento e seus sistemas de controle são demonstrados em detalhe.

5.2 Turbina Eólica

Com os estudos feitos de todo o sistema de conversão de energia eólica, o sistema proposto é modelado usando o ambiente MATLAB/SIMULINK usando diferentes caixas de ferramentas. Ele inclui um modelo de turbina de vento e sistema de transmissão, modelo

PMSG, e um conversor PWM AC-DC-AC. Os diferentes conjuntos de blocos da caixa de ferramenta do SIMPOWERSYSTEM é usado especialmente para a concepção do modelo elétrico. O sistema proposto de conversão de energia eólica do sistema, como mostrado é implementado usando MATLAB/SIMULINK nas Figura 5.1 e 5.2.

Na Figura 5.1 apresenta-se o sistema como um todo, onde em destaque temos o modelo de simulação do vento, a implementação da turbina eólica com o PMSG e a rede elétrica trabalhada com conversor PWM.

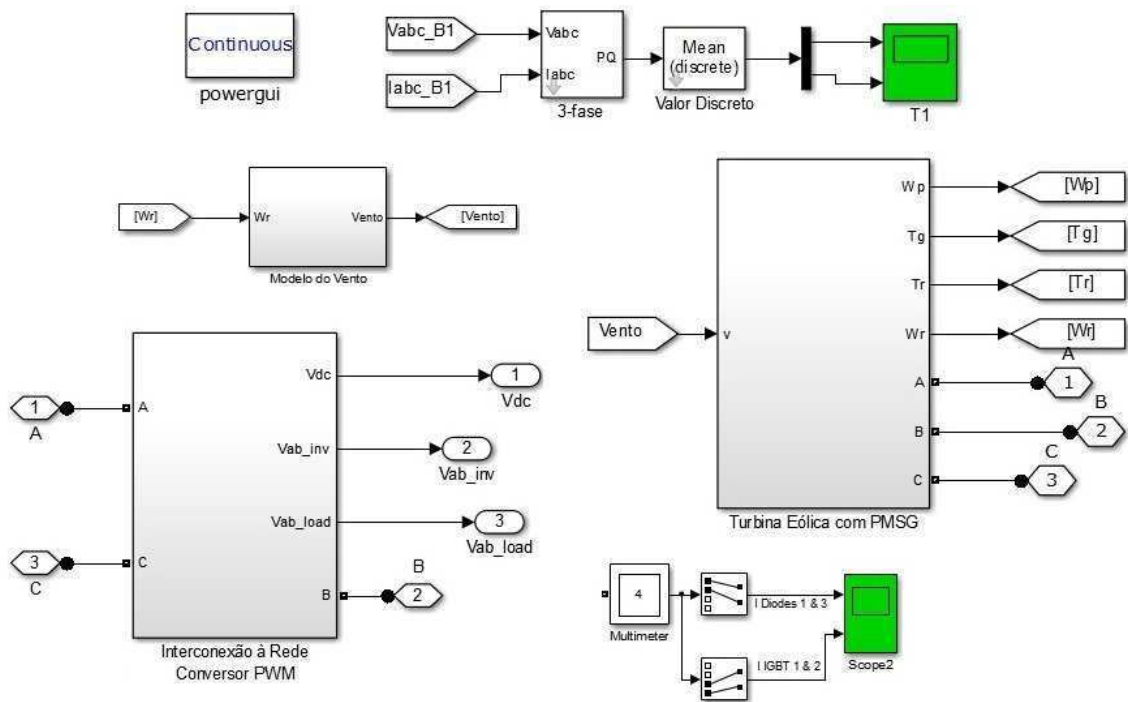


Figura 5.1: Modelo Completo - Turbina Eólica PMSG.

Na Figura 5.2 apresenta-se a parte interna do bloco do sistema de turbinas eólicas com gerador síncrono de ímã permanente.

5.3 Modelo do Vento Simulado

O Vento é responsável pela alimentação e complicação flutuante gerado pela turbina de vento devido à sua variabilidade no sentido de velocidade e turbulência. A aproximação para o modelo do vento pode ser desenvolvida a partir de medições, no qual tem como vantagem serem usadas para a simulação de velocidades reais para um melhor desempenho da turbina.

Uma aproximação mais flexível é usar um modelo de vento que possa gerar séries de

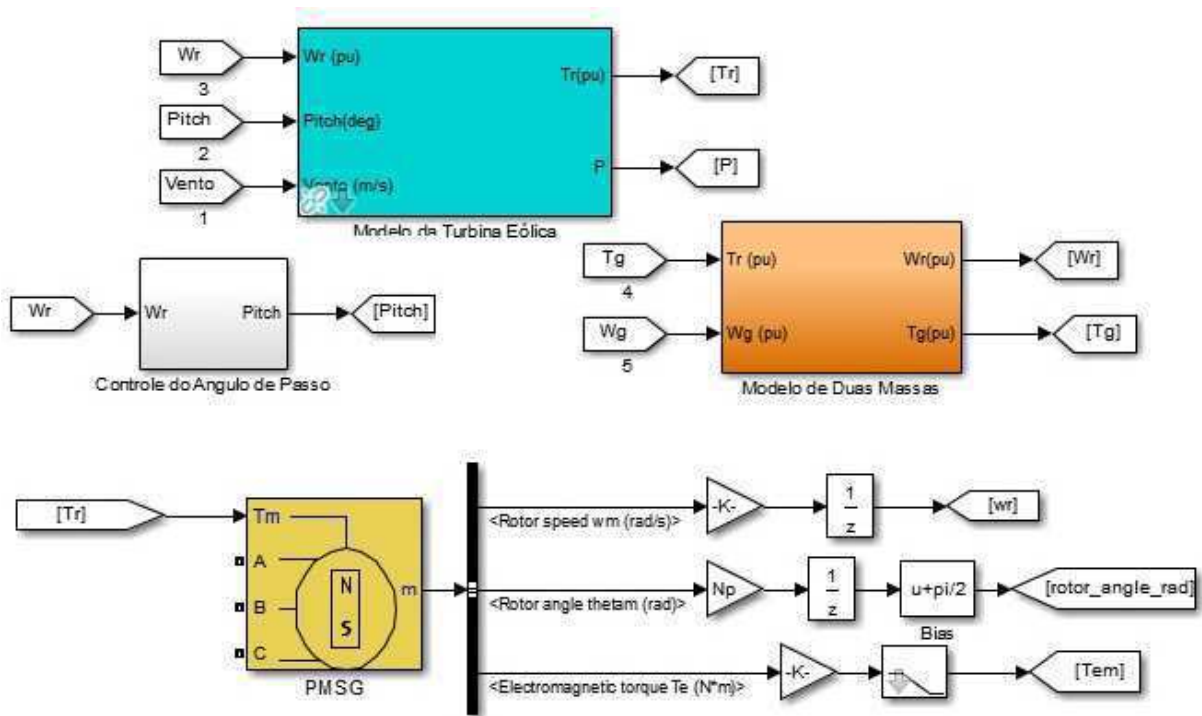


Figura 5.2: Diagrama de Blocos da Estrutura Interna da Turbina Eólica com PMSG.

vento com características que podem ser escolhidas. Modelo este, que é caracterizado por uma natureza estocástica. Na literatura concerne que a simulação de aerogeradores em sistemas elétricos de potência, frequentemente assume-se que a velocidade do vento pode ser definido por uma soma de quatro componentes (ACKERMANN et al., 2005):

- Valor Médio do Vento - v_p ;
- Componente de rampa - $v_r(t)$;
- Componente de explosão - $v_{rf}(t)$;
- Componente de turbulência - $v_t(t)$.

$$v(t) = v_p + v_r(t) + v_{rf}(t) + v_t(t) \quad (5.1)$$

O valor da velocidade média do vento v_p corresponde a média da velocidade do vento registrada durante um certo período de tempo considerado.

A componente de rampa $v_r(t)$ realiza mudanças contínuas na velocidade do vento dentro da simulação. Esta componente é caracterizada por três componentes, a amplitude de rampa, $A_r (m/s)$, que define o tamanho das oscilações do valor da média e o tempo de início T_{sr} e fim T_{er} .

A formulação matemática da componente de rampa da velocidade do vento se descreve com as seguintes equações:

$$\begin{aligned}
 v_r(t) &= 0 \quad \text{para } t < T_{sr} \\
 v_r(t) &= A_r \frac{t - T_{sr}}{T_{er} - T_{sr}} \quad \text{para } T_{sr} \leq t \leq T_{er} \\
 v_r(t) &= A_r \quad \text{para } T_{er} < t
 \end{aligned} \tag{5.2}$$

As rajadas de vento são indicadas por flutuações rápidas na velocidade do vento com certa variação entre os picos e a parte estável da curva, que é identificada por uma mudança temporal na velocidade do vento. As rajadas da velocidade do vento é caracterizada por três parâmetros também, que são a amplitude das rajadas, $A_g(m/s)$, e os tempos de início T_{sg} e fim das rajadas T_{eg} . Durante o processo, essa componente é então determinada pelas funções trigonométricas de cosseno e seno respectivamente, deduzidas a partir de um valor:

$$\begin{aligned}
 v_{rf}(t) &= 0 \quad \text{para } t < T_{sg} \\
 v_{rf}(t) &= A_r \left(1 - \cos \left[2\pi \left(\frac{t - T_{sr}}{T_{er} - T_{sr}} \right) \right] \right) \quad \text{para } T_{sg} \leq t \leq T_{eg} \\
 v_{rf}(t) &= 0 \quad \text{para } T_{eg} < t
 \end{aligned} \tag{5.3}$$

Diante das equações apresentadas, observam-se que as rajadas são mudanças súbitas (subidas e descidas máximas) da velocidade do vento, que segue uma forma de semiciclo positivo de uma função cosseno, no qual os períodos de onde se começam e terminam as rajadas de vento são completamente definidas.

A componente de turbulência é uma função complexa, porque envolve um comportamento extremamente aleatório do vento, o que dificulta a simulação matemática. O estudo da composição frequencial da turbulência do vento se realiza mediante ao cálculo da densidade espectral.

Para a definição matemática da densidade espectral é necessário introduzir a função de autocorrelação da turbulência. A função de autocorrelação ($R_x(\tau)$) de um processo estocástico $x(t)$ se define como o valor esperado do produto $x(t) * x(t + \tau)$ e supondo que o processo seja estacionário, esta função irá depender unicamente do parâmetro τ .

Define se então que a densidade espectral $S_x(f)$ do processo $x(t)$ como a transformada de Fourier de sua função de autocorrelação ($R_x(\tau)$), cuja unidade é $\frac{(m/s)^2}{Hz}$.

$$S_x(f) = \int_{-\infty}^{\infty} (R_x(\tau) e^{-j2\pi f\tau}) d\tau \tag{5.4}$$

A norma IEC61400-1 apresenta distintos modelos para a função $S_x(f)$ da turbulência

longitudinal, entre eles o modelo de Kaimal, que é um modelo empírico, cuja expressão é definida como unilateral (HOŘAVA, 2014):

$$\frac{S_x(f)}{\sigma^2} = \frac{4L_k/v_{hub}}{(1 + 6 * f * L_k/v_{hub})^{5/3}} \quad (5.5)$$

onde $L_k = 8,1 * \Lambda_i$.

Se $H_{torre} < 30m$, $\Lambda_i = 21m$

Se $H_{torre} \geq 30m$, $\Lambda_i = 0,7 * H_{torre}$

A velocidade média do vento na altura da torre é v_{hub} , σ é o desvio padrão da turbulência e H_{torre} é altura da torre em [m].

De acordo com (LANGREDER, 1996) a simulação mostra que de uma série de tempo de turbulência, o espectro de Kaimal pode ser feito usando uma função de transferência do domínio de Laplace, com a seguinte expressão:

$$H_{Kaimal}(s) = \sqrt{\frac{4L_k\sigma^2}{2v_{hub}}} * \frac{0,0182c^2s^2 + 1,3653cs + 0,9846}{1,3463c^2s^2 + 3,7593cs + 1} \quad (5.6)$$

onde

$$c = 4L_k/2\pi v_{hub} \quad (5.7)$$

As funções de transferência harmônicas identificadas por $Harmonic_{1,2,3}$, identificam respectivamente efeitos da componente do vento e da terceira harmônica do torque gerado pelo rotor da turbina de três lâminas espaçadas perfeitamente. Tem sido estabelecido que os componentes que geram flutuações no torque aerodinâmico são as harmônicas de terceira ordem do componente de turbulência, com uma frequência fundamental igual ao rotor, no qual mostra que o modelo equivalente da velocidade do vento é dependente da velocidade angular do rotor.

$$Harmonic_{Filtro1} = \frac{4,7869*ds + 0,9904}{7,6823*d^2s^2 + 7,3518*ds + 1} \quad (5.8)$$

$$Harmonic_{Filtro2} = \frac{0,2766*ds + 0,0307}{0,3691*d^2s^2 + 1,7722*ds + 1} \quad (5.9)$$

$$Harmonic_{Filtro3} = \frac{0,2766*ds + 0,0307}{0,3691*d^2s^2 + 1,7722*ds + 1} \quad (5.10)$$

onde

$$d = \frac{r}{v}, \quad (5.11)$$

r corresponde ao raio do rotor e v a velocidade média do vento.

A simulação realizada está baseado no espectro de Kaimal (SØRENSEN; HANSEN; ROSAS, 2002) realizada no ambiente MATLAB/SIMULINK conforme apresentado no diagrama de blocos da Figura 5.3.

O modelo primeiro gera séries temporais do vento com base na densidade espectral de potência do vento e um sinal de ruído branco (na qual é um sinal aleatório que se caracteriza pelo fato de que seus valores de sinal em dois momentos diferentes não têm qualquer correlação estatística).

Em uma segunda etapa, a velocidade do vento obtida é a média sobre a área do rotor.

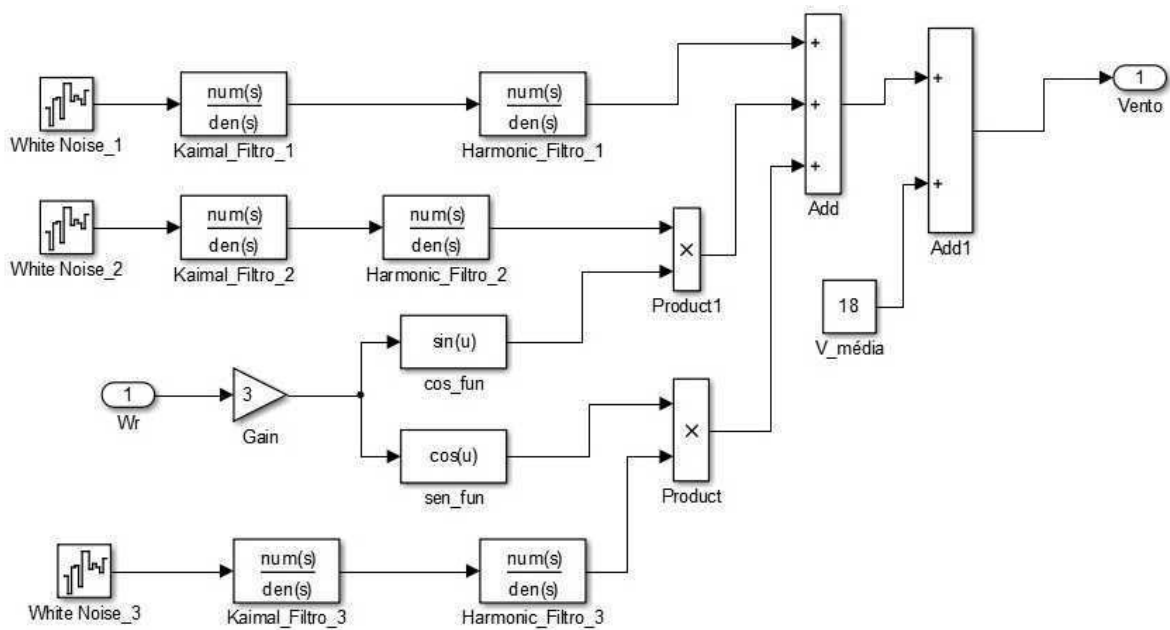


Figura 5.3: Diagrama de Blocos do modelo do Vento.

5.4 Bloco Aerodinâmico Implementado

O modelo da turbina de vento está descrito pelas relações que existem entre a potência total do vento e a potência mecânica da turbina.

Considerando que, um sistema mecânico rotacional, a potência é o produto de torque mecânico pela velocidade angular, na Figura 5.4 apresentá-se o esquema desenvolvido no MATLAB/SIMULINK. De maneira geral, o modelo da turbina tem como variável de entrada a velocidade do vento, a velocidade angular e o ângulo de passo das pás. Entregando como variável de saída a potência mecânica ilustrado na Figura 5.5 e o torque mecânico que é aplicado no sentido de velocidades baixas pertencente ao sistema mecânico.

O torque mecânico resultante é multiplicado por menos um (-1), porque a máquina síncrona de imã permanente desenvolvida, requer uma entrada negativa de torque para ser executado como um gerador, caso contrário, funcionaria como motor.

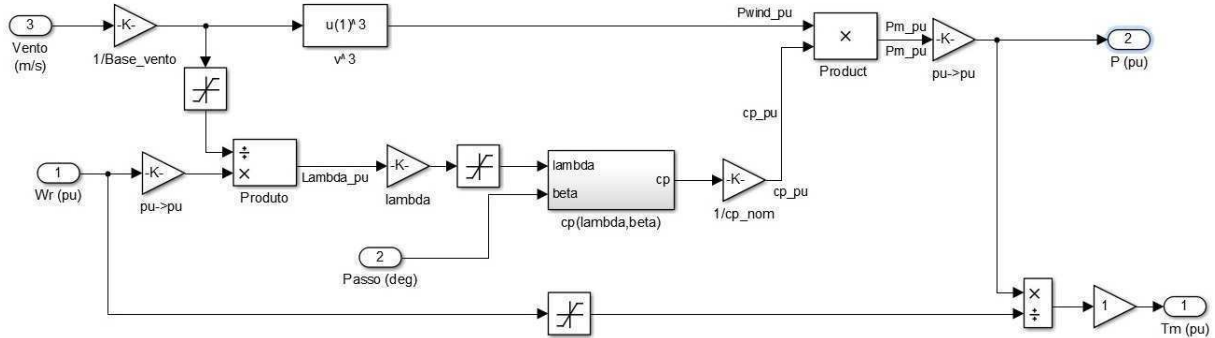


Figura 5.4: Representação do Sistema Aerodinâmico.

Na Figura 5.5 apresentá-se a característica de uma turbina eólica operando na região normal de operação, com velocidade constante, para diferentes velocidades do vento. A partir desta característica pode-se observar que existe um único ponto de operação em que a potência de saída é máxima. Assim, como o λ da turbina eólica varia com a velocidade do vento, conforme Equação (2.14), este atingirá seu valor máximo somente para uma velocidade particular do vento, desde que a velocidade do rotor seja constante.

A Figura 5.5 sugere também que a ideia da operação em velocidade variável é adaptar continuamente a velocidade de rotação da turbina com a velocidade do vento, de modo a extrair a máxima potência possível. Para extrair a máxima potência de uma turbina eólica deve-se manter λ constante em seu valor ótimo, ou seja, de acordo com a Equação (3.3), se aumentar a velocidade do vento deve-se também aumentar a velocidade de rotação afim de manter λ ótimo.

De acordo com a característica $C_p \times \lambda$, da Figura 5.7, se λ for ótimo, C_p será máximo, e conseqüentemente a potência de saída também será máxima, conforme pode ser observado através da Equação (3.3). Baseando-se nesta ideia, neste trabalho foi implementado o algoritmo de maximização de potência, denominado de MPPT (do inglês *Maximum Power Point Tracking*). Outras estratégias de MPPT são detalhadas em (MOREIRA et al., 2013) e (ABO-KHALIL; LEE, 2008).

De todas as equações anteriores já definidas, observa-se que a mais importante é o cálculo do coeficiente de potência, pois este indica qual a potência disponível no ar que será aproveitada pela turbina. Este bloco ilustrado na Figura 5.6 implementa um passo variável do modelo da turbina eólica. O coeficiente de desempenho C_p da turbina

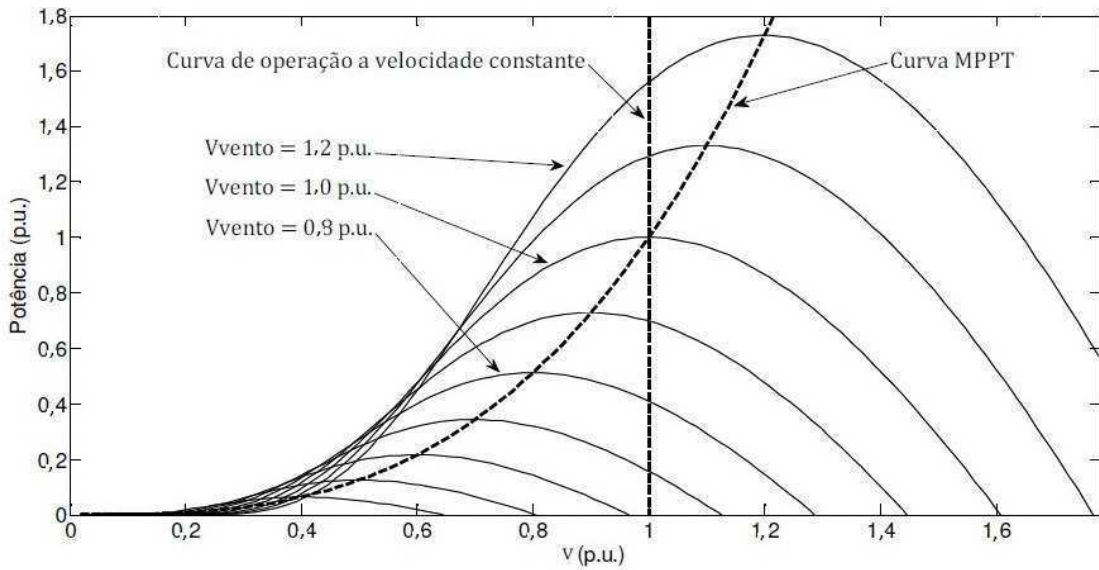


Figura 5.5: Características de potência da turbina eólica.

é a potência mecânica de saída da turbina que é uma função da velocidade do vento, velocidade de rotação e arremesso ângulo (β). C_p atinge seu valor máximo em zero beta β ilustrado na Figura 5.7.

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(c_2 \left(\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \right) - c_3\beta - c_4 \right) e^{-c_5 \left(\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \right)} + c_6\lambda \quad (5.12)$$

onde $c_1 = 0,5176$; $c_2 = 116$; $c_3 = 0,4$; $c_4 = 5$; $c_5 = 21$; $c_6 = 0,0068$.

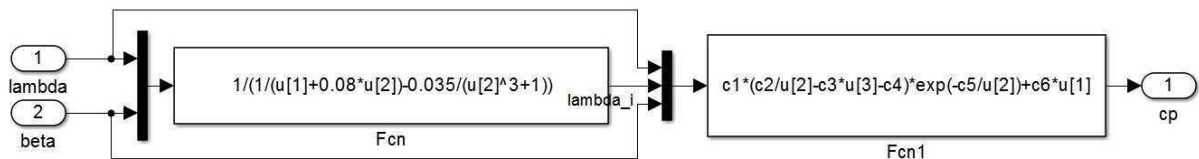


Figura 5.6: Coeficiente de Potência.

5.4.1 Bloco Mecânico

A Turbina Eólica com base no modelo de duas massas implementado no SIMULINK é ilustrado na Figura 5.8 usado neste sistema na prestação do torque do eixo T_m como entrada do sistema mecânico para o gerador síncrono de ímã permanente.

Para uma representação do modelo mecânico na sua totalidade é feita usando o modelo

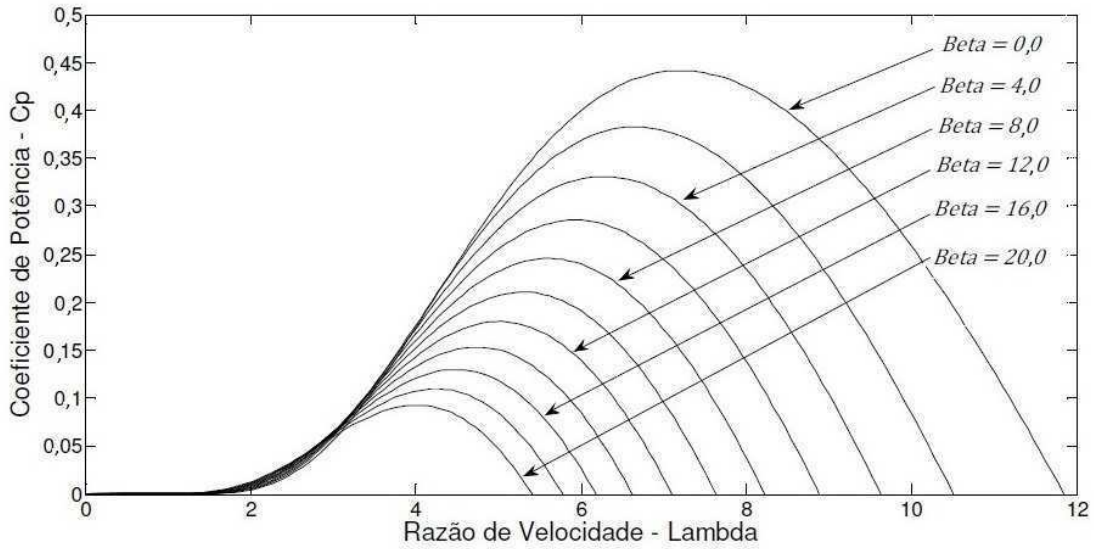


Figura 5.7: Curvas $C_p(\lambda, \beta)$.

PMSG e o momento de inércia da máquina síncrona que deve ter o seu próprio valor, o equivalente ao cubo de montagem da lâmina, que seria a única consideração a ter em conta com os parâmetros do gerador. É um exemplo de sistema de controle de circuito em malha fechada, onde a realimentação é fornecida imediatamente antes do ganho ser igual a 1.

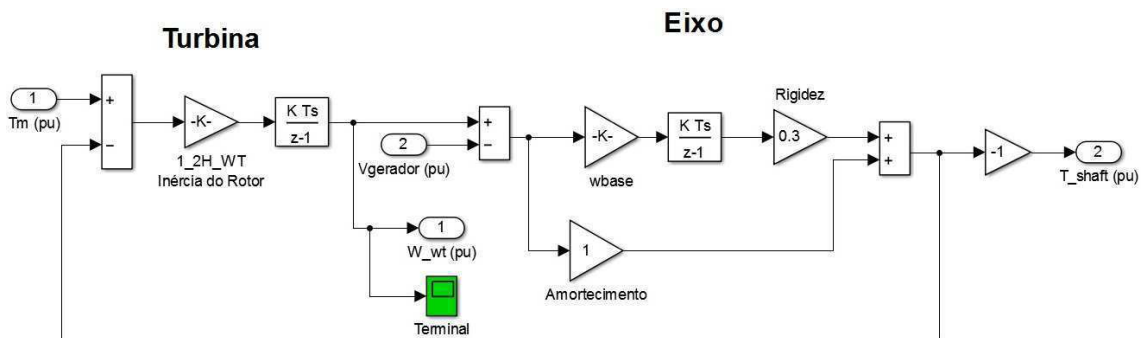


Figura 5.8: Modelo de duas massas-Sistema Mecânico.

5.4.2 Modelo Dinâmico do Gerador PMSG

O modelo do gerador é realizado sob referência $dq0$, devido às equações resultantes das quais são mais fáceis quando tomar o controle da máquina por onde podem ser reguladas separadamente potências ativa e reativa e o ponto de operação contínua não é sinusoidal.

Na Figura 5.9, os eixos são observados sob a referência abc e dq.

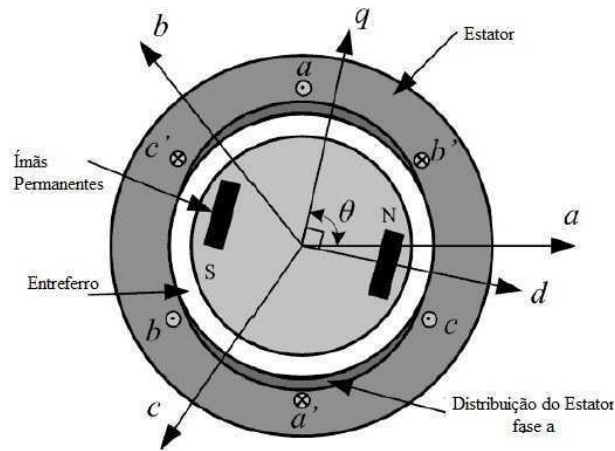


Figura 5.9: Diagrama conceitual do gerador de ímã permanente.

Na simulação, o modelo equivalente de um PMSG da biblioteca SimPowerSystems é utilizado. A Figura 5.10 apresenta-se o elemento que representa uma máquina síncrona de ímã permanente na referida biblioteca.

O bloco de PMSG opera tanto no modo de gerador quanto no modo de motor. O modo de operação é determinado pelo sinal do torque mecânico, isto é, sinal positivo no torque, modo de operação motor, sinal negativo do torque modo de funcionalidade de um gerador.

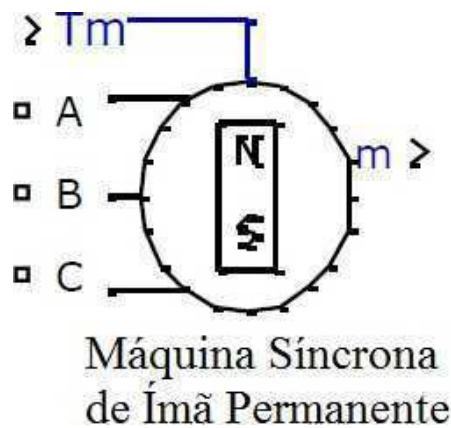


Figura 5.10: Modelo da Máquina Síncrona de Ímã Permanente.

Na Figura 5.11 é apresentada a primeira parte interna do modelo. Nela se pode verificar os subsistemas dos modelos elétrico e mecânico da máquina, que são representados por um modelo de espaço de estados de segunda ordem.

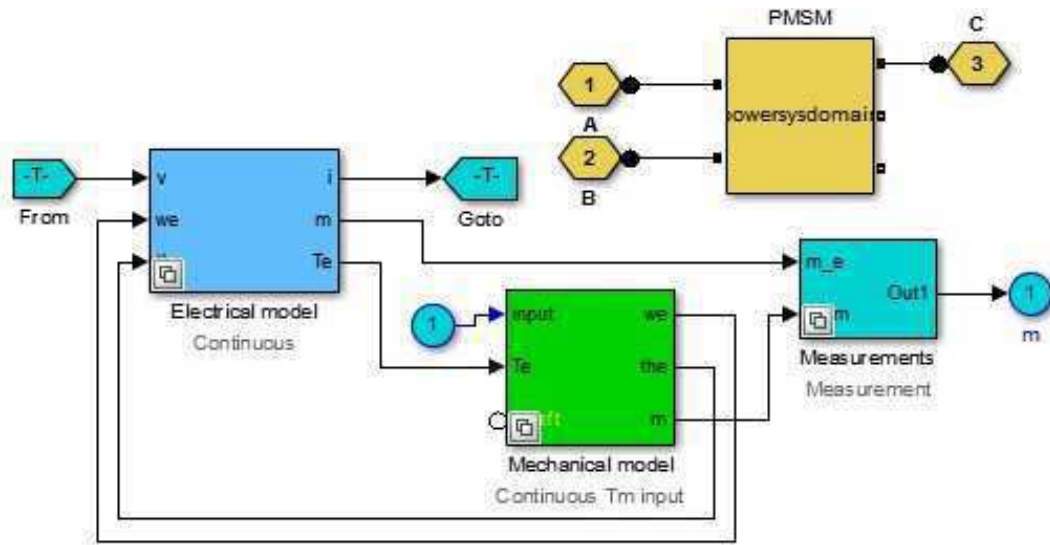


Figura 5.11: Esquema interno da máquina síncrona de ímã permanente.

O fluxo estabelecido pelo ímã permanente no estator é assumido para ser sinusoidal, o que implica que as forças eletromotrizes são ondas sinusoidais. As equações de eletromecânicos do PMSG são descritas a seguir no rotor síncrono no quadro de referência (quadro d-q):

Equações Elétricas:

$$\frac{di_d}{dt} = \frac{v_d}{L_d} - \frac{R}{L_d} + \frac{L_q}{L_d} p \omega_r i_q \quad (5.13)$$

$$\frac{di_q}{dt} = \frac{v_q}{L_q} - \frac{R}{L_q} i_q + \frac{L_d}{L_q} p \omega_r i_d - \frac{\lambda p \omega_r}{L_q} \quad (5.14)$$

$$T_e = 1.5p(\lambda i_q + (L_d - L + q)i_d i_q) \quad (5.15)$$

Equações Mecânicas:

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{J}(T_e - F\omega_r - T_m) \quad (5.16)$$

$$\frac{d\theta}{d\omega} = \omega_r \quad (5.17)$$

A Equação (5.18) representa as equações fase gerador na forma vetorial.

$$\vec{v}_{abc} = -r_s \cdot \vec{i}_{abc} + \frac{d\vec{\Psi}_{abc}}{dt} \quad (5.18)$$

onde \vec{v}_{abc} é o vetor de tensões resultantes, r_s é uma matriz que representa a resistência equivalente de cada enrolamento de fase, \vec{i}_{abc} é o vetor de correntes no estator e $\vec{\Psi}_{abc}$ é o

vetor de fluxo que compreende o fluxo criado pelos ímãs permanentes.

Aplicando a matriz de transformação definida em (5.18) e o seu inverso com a seguinte Equação (5.19) são obtidos (5.20) e (5.21), em que a terceira componente não é considerada para ser nula se o sistema se mantiver equilibrado.

$$T = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} \sin(\theta) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \quad (5.19)$$

$$v_d = r_s i_d - \omega L_q i_q + L_d \frac{di_d}{dt} \quad (5.20)$$

$$v_q = r_s i_q - \omega L_d i_d + L_q \frac{di_q}{dt} + \omega \Psi_m \quad (5.21)$$

Aplicando a transformada de Laplace para Equações (5.22) e (5.23) e considerando um ω "constante" porque o transiente elétrico é muito mais curto do que um transiente mecânico, assim:

$$i_d = \frac{-r_s i_d + \omega L_q i_q + v_d}{L_d s} \quad (5.22)$$

$$i_q = \frac{-r_s i_q - \omega L_d i_d - \omega \Psi_m + v_q}{L_q s} \quad (5.23)$$

Na Figura 5.12 apresenta-se de maneira geral o modelo elétrico. Através dos diagramas de blocos foi implementado as transformações do eixo abc para d-q e vice-versa.

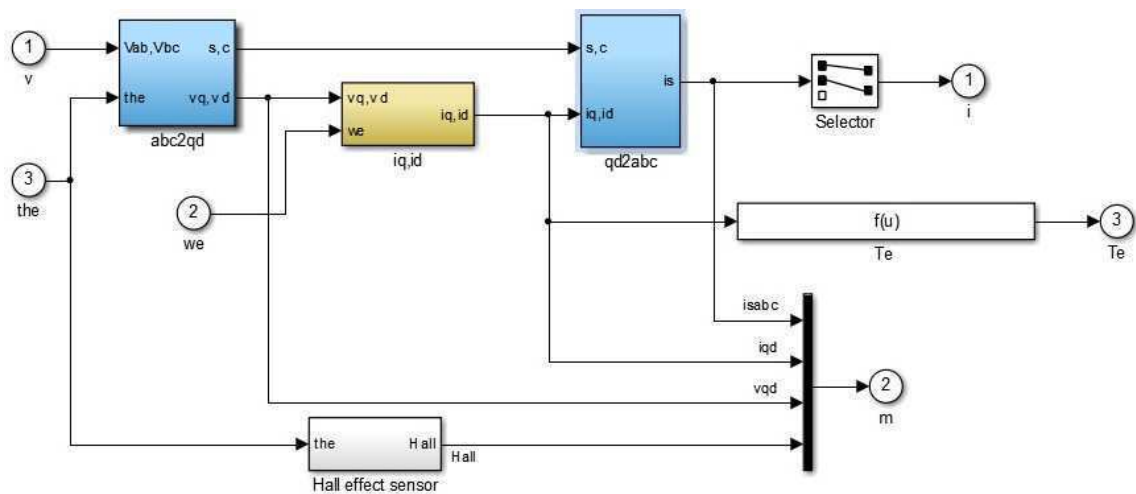


Figura 5.12: Implementação da máquina síncrona de ímã permanente modelo elétrico.

5.4.3 Conversor PWM AC-DC-AC

As equações que representam conversores variam ligeiramente entre retificador e inversor (de acordo com o fluxo de energia). Os principais componentes de ambos os conversores são dispositivos de comutação, especificamente os transistores bipolares (IGBTs) nos quais são acionados pela técnica de modulação PWM (modifica o ciclo de serviço de um sinal periódico, onde o ciclo de trabalho D é a relação entre o momento em que o sinal é positivo T_{on} e o período de função T_f , logo $(D = T_{on}/T_f)$). Além disso, a configuração dos interruptores de fase contém diodos em antiparalelo, os quais permite o fluxo de corrente no sentido oposto.

O conversor PWM AC/DC/AC implementado no ambiente de trabalho do MATLAB/-SIMULINK é ilustrado na Figura 5.13.

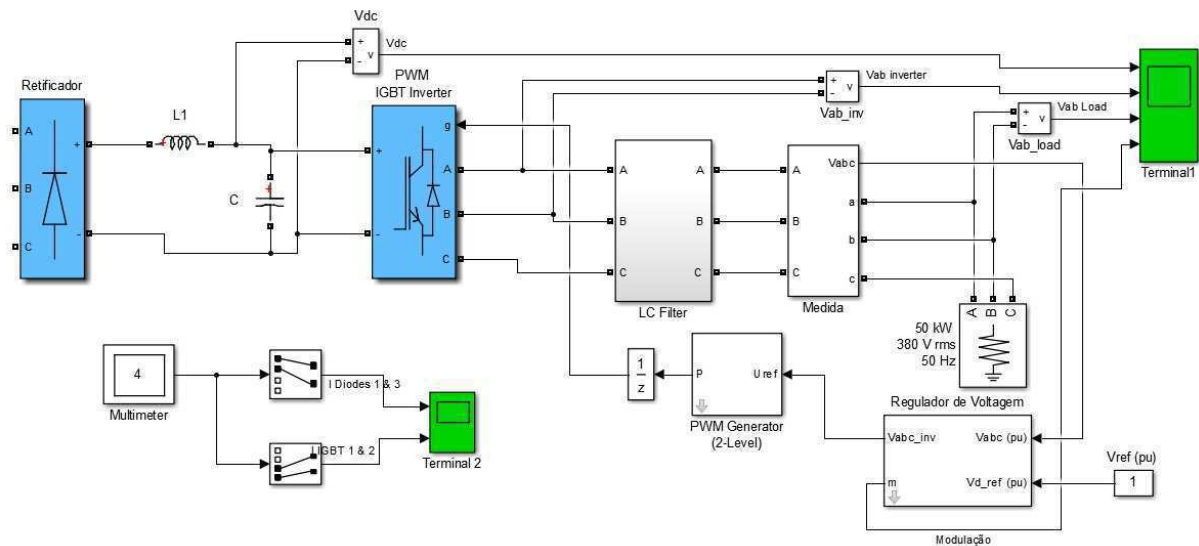


Figura 5.13: Conversor PWM AC DC AC.

O controlador PWM projetado para produzir o impulso de porta é apresentado na Figura 5.14 e o controlador de tensão ilustrado na Figura 5.15 tem como controlador um PI com ganho proporcional $K_p = 0,4$ e ganho integral $K_i = 500$. Este compensador foi dimensionado de maneira que o sistema em malha fechada se mantivesse estável e obtivesse uma boa resposta para a eliminação de possíveis perturbações. E diante de vários valores implementados, $K_p = 0,4$ e $K_i = 500$, apresentaram uma garantia de erro estático nulo. O inversor IGBT usa largura de pulso de modulação (PWM) com uma frequência de operadora de 2 kHz.

A tensão é regulada a 1 pu ($380V_{rms}$) por um regulador de tensão PI usando a transformação abc para dq e dq para abc conforme ilustrado na Figura 5.15. A primeira saída

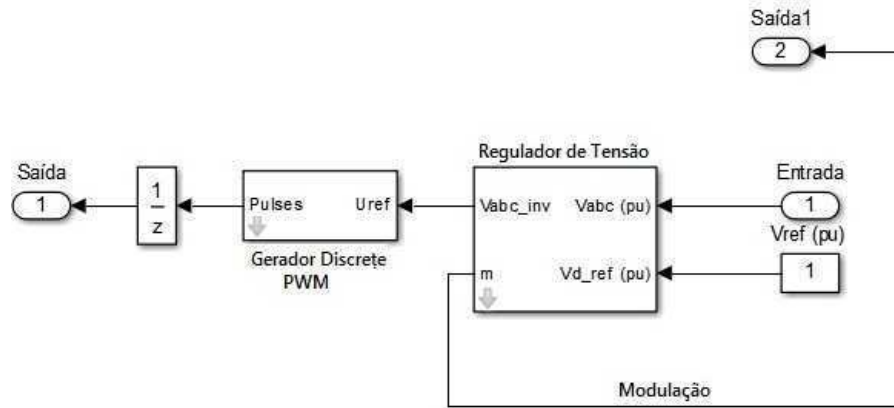


Figura 5.14: Controlador PWM.

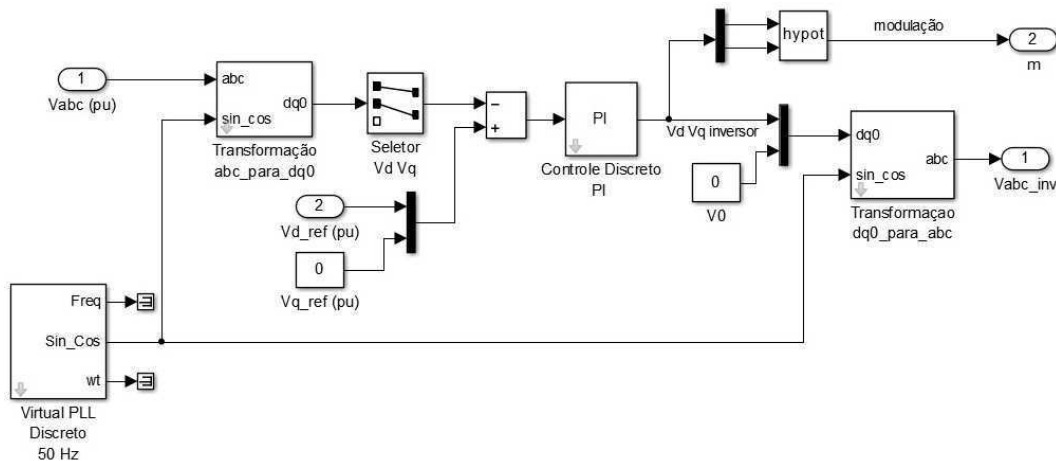


Figura 5.15: Controlador de Tensão.

do regulador de tensão é um vetor que contém os três sinais de modulação utilizados pelo Gerador PMW para gerar os impulsos de IGBT. A segunda saída retorna a modulação indexada.

Na Figura 5.16 ilustra-se o sinal de erro aplicado a um controlador PI. O ganho proporcional (K_p) é aplicado no bloco do segurador de ordem zero e mantém a sua entrada para o período de amostragem especificada. O bloco aceita uma entrada e gera uma saída, sendo que ambos podem ser escalar ou vetorial. Se a entrada é um vetor, todos os elementos do vetor são realizadas para o mesmo período de amostragem.

O sistema de controle do sistema fechado ilustrado na Figura 5.17, gera e emite um sinal em relação à frequência e fase de um sinal de entrada (de referência). Nos blocos básicos de um valor constante é amplificado então somado com uma saída do bloco produto. Ele lhe dará três saídas que são frequência, seno e cosseno.

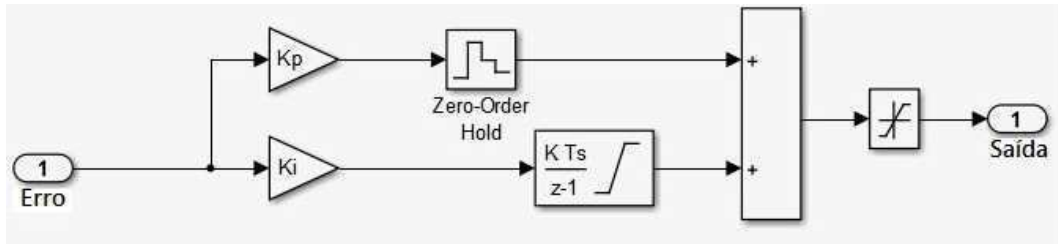


Figura 5.16: Controle Discreto.

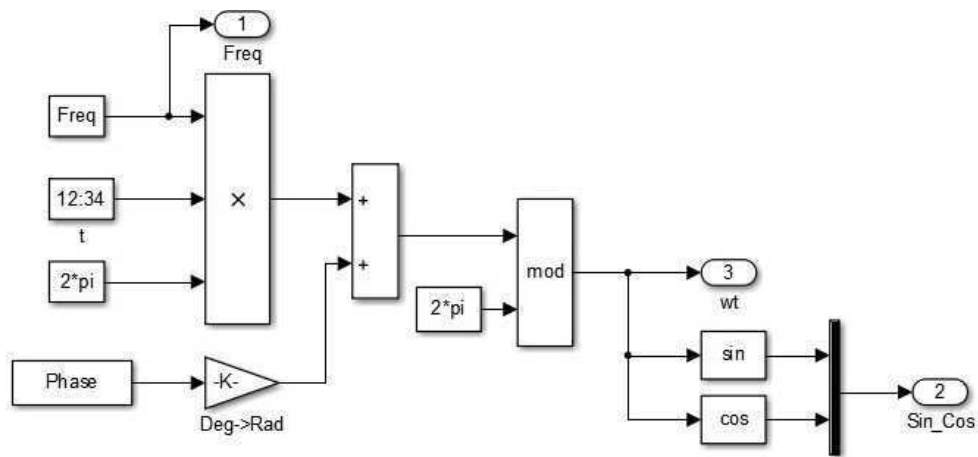


Figura 5.17: Representação Discreto PLL.

O bloco multímetro é usado para observar o diodo e correntes IGBT. A fim de permitir o posterior processamento de sinal, os sinais mostrados em bloco scope1 (amostrado à frequência de amostragem de simulação $2\mu s$) são armazenadas em uma variável denominada *psbbridges_str* (estrutura com o tempo)

5.4.4 Controle do Ângulo de Passo

O controle de velocidade da turbina eólica é somente ativado durante velocidades de vento altas, porque nessas circunstâncias a velocidade do rotor não pode ser controlada pelo aumento do torque eletromecânico. Então para evitar danos e sobrecargas mecânicas, provocadas pelas altas velocidades, o ângulo de inclinação das pás (β) é aumentada de modo que reduza o coeficiente de potência (C_p).

Além disso, o modelo deve levar em consideração que a impossibilidade física que as lâminas tem de mudar repentinamente sua posição por causa de seu grande tamanho faz com que lentamente esta relação de troca é tipicamente entre 5 a 10 graus por segundo. Da mesma forma que se deve levar em consideração o tempo necessário para o desempenho

do servo.

Na Figura 5.18 apresenta-se o diagrama do ângulo das pás implementada no trabalho, que consiste basicamente de um controlador PI agindo em um erro gerado entre comparação medida de rotor do gerador de velocidade com uma velocidade de referência de controle. A segunda parte consiste no modelo do atuador onde a variação máxima de limite de velocidade está incluído.

Enquanto isso, na Figura 5.19 apresenta-se o modelo de controle desenvolvido com a ferramenta SIMULINK, onde também o controlador e o atuador são apreciados.

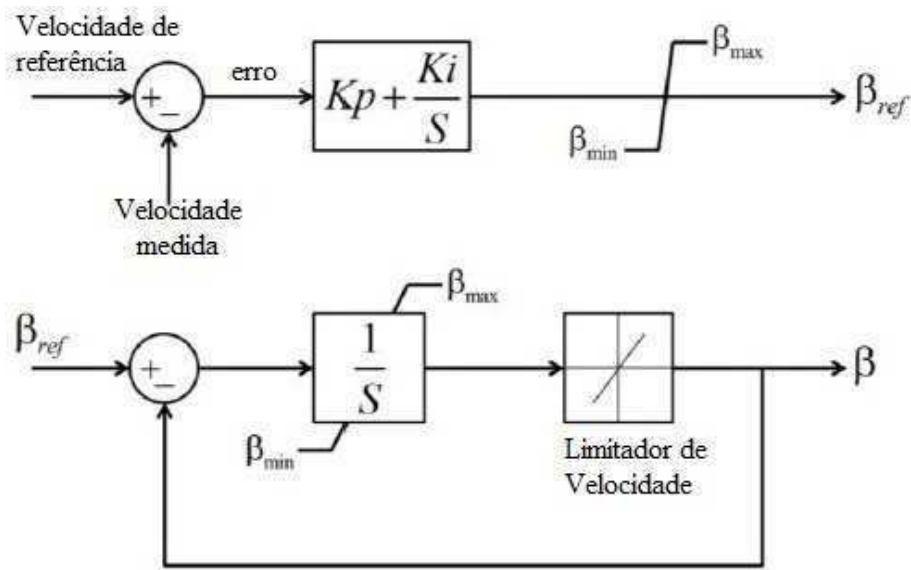


Figura 5.18: Controle do ângulo das pás.

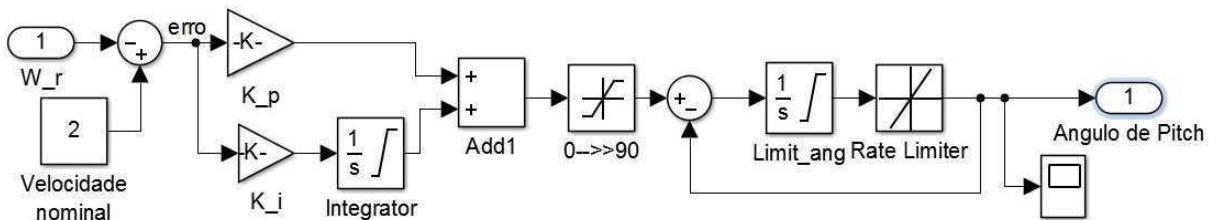


Figura 5.19: Implementação do controle da velocidade no Simulink.

5.5 Resultados e Simulações

Nesta seção são apresentados os resultados das simulações do sistema de conversão de energia eólica desenvolvido no Matlab/Simulink conectado a uma rede de serviços sob as condições imprevisíveis da velocidade do vento para o sistema de geração de energia eólica.

Para verificar o funcionamento do sistema desenvolvido foi provocado uma variação na velocidade do vento com uma perturbação de 40%. Na Figura 5.20 é apresentado o gráfico da variação do vento em função do tempo.

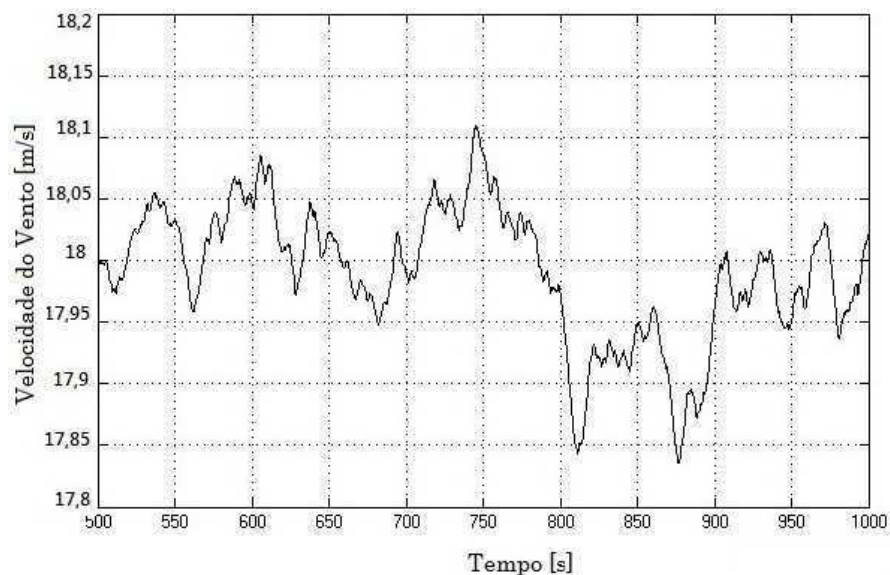


Figura 5.20: Velocidade do Vento com perturbação de 40%.

De acordo com a variação da velocidade do vento, são mostrados na Figura 5.21 e Figura 5.22 as velocidades angulares da turbina (rotor) e do gerador respectivamente.

Para a velocidade angular da turbina (rotor) foi mostrado aproximadamente um valor de 200rad/s , e na velocidade do gerador um valor de $1,2\text{rad/s}$.

Ao entrar num regime estável aos 6 segundos, a velocidade do rotor atinge um valor de 50rad/s e do gerador $0,2\text{rad/s}$.

Se a potência do rotor for maior que a potência nominal, o sinal de erro na entrada do PI se torna positivo e o controlador atua aumentando o ângulo de passo de referência. O ângulo de passo é comparado com o ângulo de passo da turbina, e o controlador PI é utilizado na implementação desta malha de controle.

Para o ângulo de passo apresentado na Figura 5.23 em 0,6 segundos o controle de passo é atuado em 42° para uma melhor captação do vento. Por se tratar de uma simulação

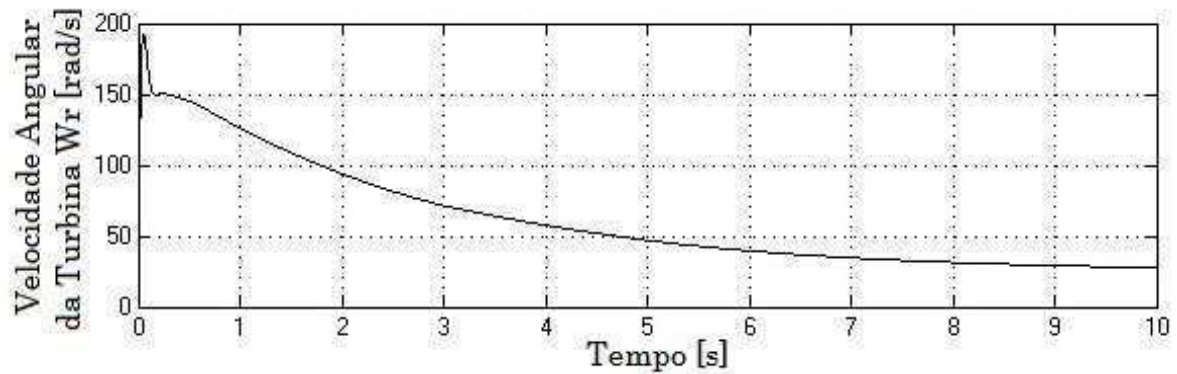


Figura 5.21: Velocidade angular da turbina.

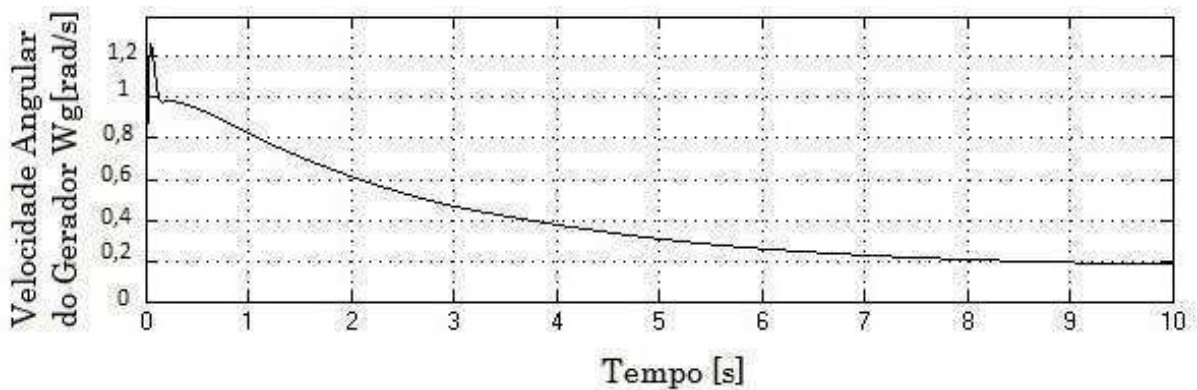


Figura 5.22: Velocidade angular da gerador.

em que os dados não são bem conhecidos, o método de sintonia utilizado para encontrar os ganhos dos controladores PI foram o de cancelamento de pólos, onde $K_p = 150$ e $K_i = 10$. O projeto dos controladores PI da malha de controle do ângulo de passo da Figura 5.23 não é um procedimento simples devido à dificuldade de se obter uma relação entre a potência do rotor e o ângulo de passo. A relação entre este ângulo e a potência da turbina é não linear, como pode ser observado no modelo matemático para o cálculo de C_p . Os cálculos dos ganhos dos controladores foram escolhidos através da "tentativa e erro".

Nas Figuras 5.24 e 5.25 são ilustrados o comportamento dos Torques Elétrico e Aerodinâmico que compõem o sistema da turbina eólica.

A seleção dos parâmetros do gerador síncrono de ímã permanente - PMSG são feitos de acordo com as exigências de potência nominal. O número total de pólos utilizados foram três, a velocidade nominal é de 200 rad/s, resistência da armadura (R_s) é 0,425 Ω , ligação de fluxo magnético 0,433Wb, indutância do estator (L_s) é de 8,4mH, o torque e

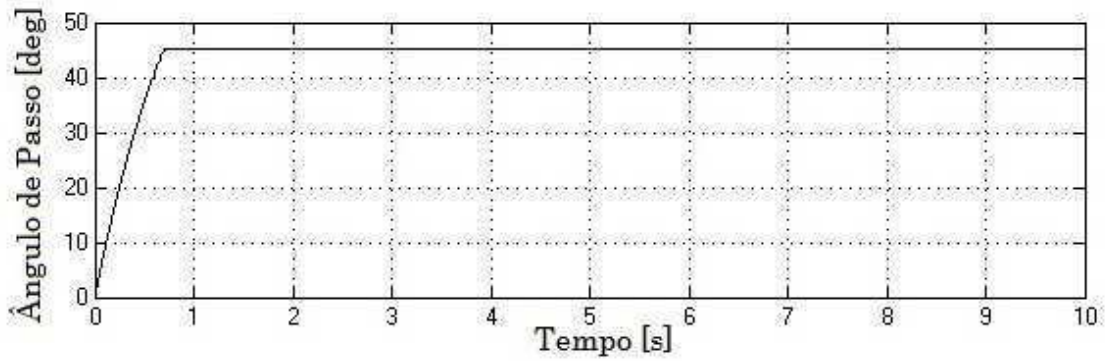


Figura 5.23: Controle do Ângulo de Pitch.

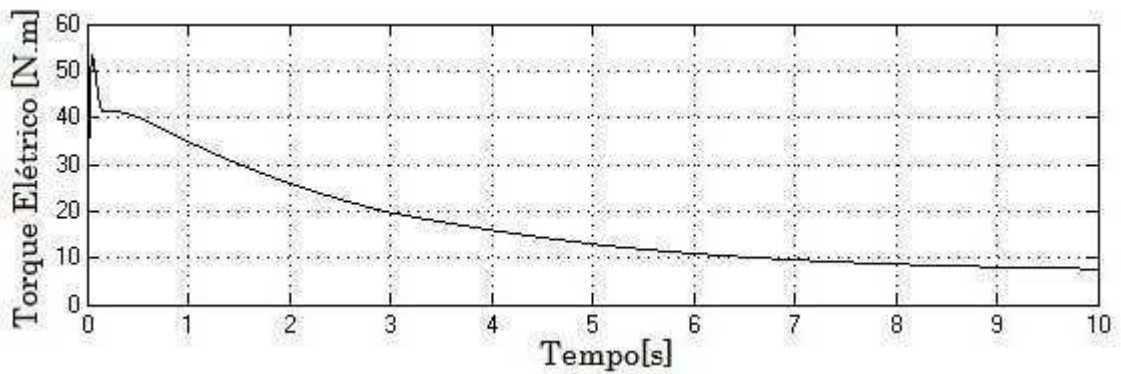


Figura 5.24: Torque Elétrico.

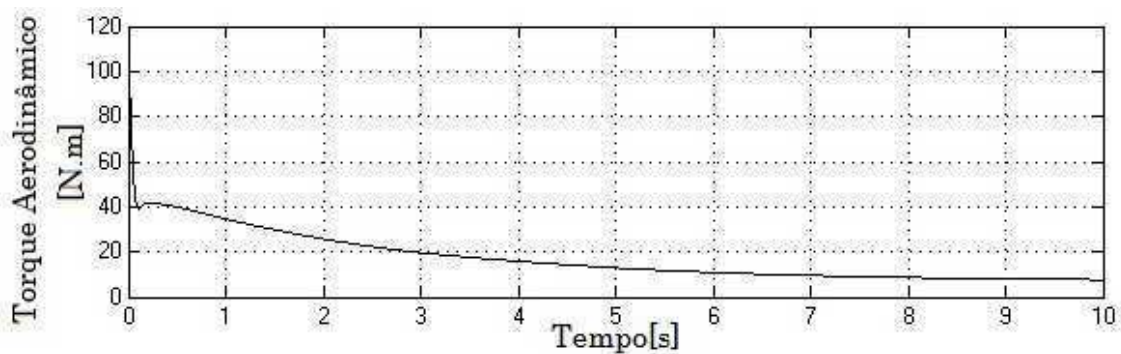


Figura 5.25: Torque Aerodinâmico.

a potência nominal avaliados forma de $40Nm$ e $10KW$ respectivamente.

A potência mecânica é mostrada na Figura 5.26 com o valor de $10kW$.

Nas Figuras 5.27 e 5.28 são mostrados a tensão e a corrente do sistema, respectivamente. Para a tensão de fase do PMSG em valor eficaz é de $400V$ e corrente de linha é de $9,5A$.

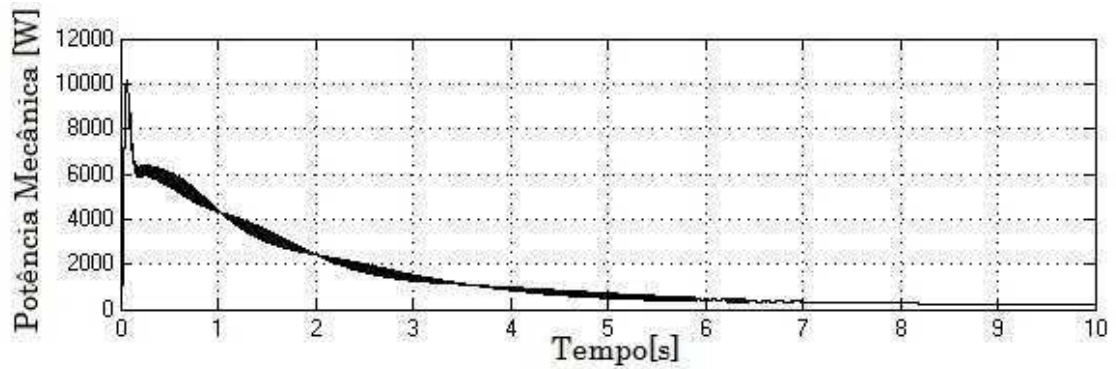


Figura 5.26: Potência Mecânica

A tensão do sistema varia de $-500V$ a $500V$ nos primeiros segundos mostrado na Figura 5.27a, em seguida o controle faz que a tensão estabilize até atingir o seu valor de regime permanente de $500V$ a partir do intervalo de 0,6 segundos na Figura 5.27b.

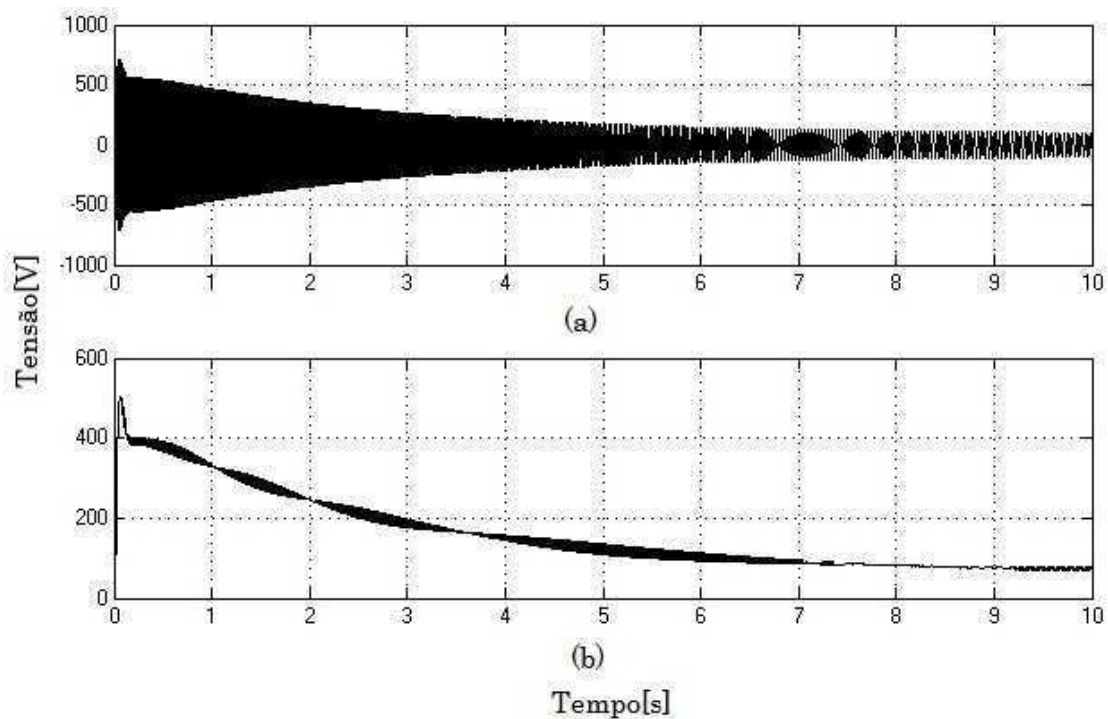


Figura 5.27: Tensão do Sistema.

A corrente nos primeiros 5 segundos sofre uma variação mostrado na Figura 5.28a de $-15A$ a $15A$, mas aos 0,6 segundos, o sistema estabiliza até atingir o seu valor em regime permanente, com uma corrente de $11,5A$ mostrado na Figura 5.28b.

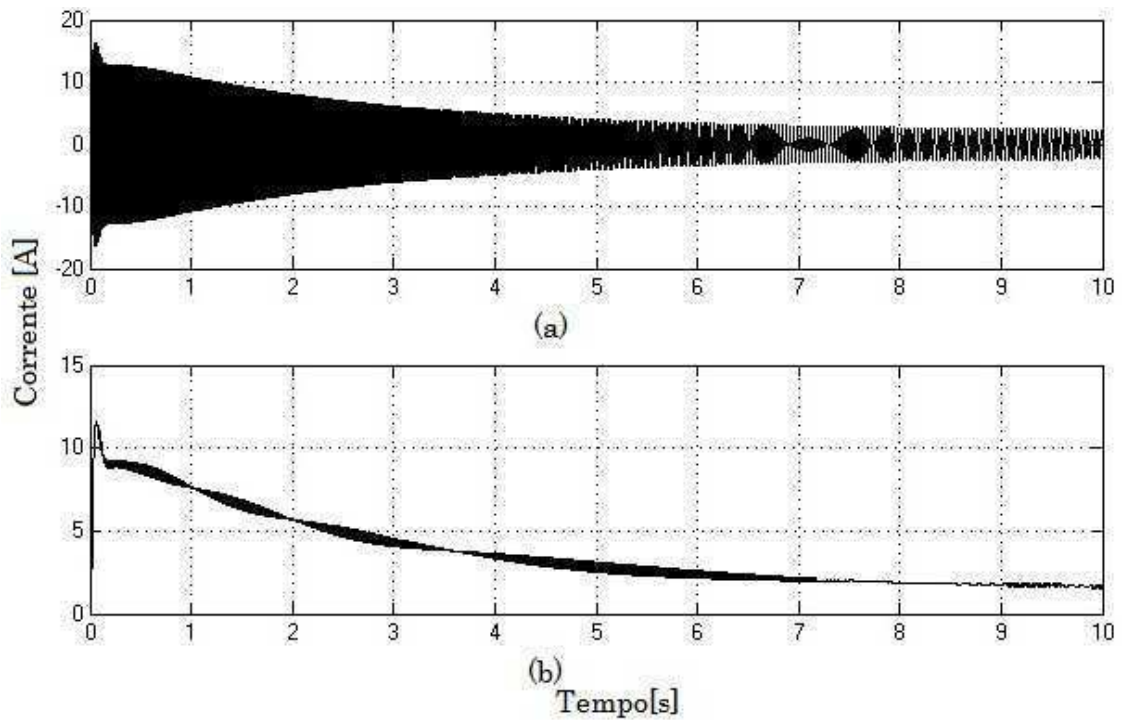


Figura 5.28: Corrente do Sistema.

5.6 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentada uma plataforma de simulação no ambiente MATLAB/Simulink com o objetivo de realizar estudos de estabilidade em sistemas elétricos contendo turbina eólica equipada com o bloco PMSG.

Para realizar a simulação foi criado um modelo de vento responsável pelo desenvolvimento do torque mecânico da turbina eólica. Após o arranque da máquina síncrona, o algoritmo de MPPT (captura da máxima potência) foi encarregado de otimizar a máquina primária, para diversos valores para a velocidade do vento.

Os resultados obtidos, através das respectivas simulações, permite concluir que o algoritmo de MPPT desenvolvido, apresenta um bom desempenho em resposta a variações da velocidade do vento, manifestando um erro inferior a 2%.

Capítulo 6

Controle Ótimo aplicado nas Turbinas Eólicas

6.1 Introdução

Nos capítulos anteriores, apresentamos algumas técnicas de modelagem clássica, a fim de descrever brevemente o comportamento da turbina eólica, assim como do modelo de vento. Neste capítulo vamos nos concentrar na computação de um comando ideal para perceber o equilíbrio entre os vários aspectos que afetam a conversão de energia: a partir das perturbações às solicitações mecânicas.

Sistemas com múltiplas entradas e múltiplas saídas (MIMO) são mais adequados para os métodos de controle moderno. Ao dispor de um sistema complexo de múltiplas variáveis, optamos por utilizar os métodos de controle de segundo grau, o LQR simples com e sem ação integral, LQG com ação integral e LQG com estimativa de perturbação. Para o desenho de todos os controladores mencionados, o modelo multivariável apresentado no Capítulo 4 vai ser usado. No final, os resultados de simulações no modelo linear são apresentados.

6.2 Controle em Turbinas

A história de controle e pesquisa nesse campo de turbinas eólicas surgiram a partir da forma mais simples, a de controle passivo estol (Stall) para controladores avançados, como o chamado controle do rotor inteligente. Este esquema de controle envolve o controle de fluxo aerodinâmico ativo pela implantação de inúmeros sensores e atuadores, trazendo consigo um alto nível de complexidade. Embora estes métodos avançados de controle

tem sido investigados por dez a quinze anos, a maioria dos sistemas comerciais ainda são implementados usando sistemas SISO (do inglês *input-single-single-output*) laços com controladores PID clássicos (BOSSANYI, 2000). Na verdade, como relatado em Bossanyi (BOSSANYI, 2004), PID mostrou dar resultados competitivos em comparação com algumas das novas técnicas avançadas.

A maneira tradicional de controlar uma turbina eólica com vários objetivos de controle, tais como controle de velocidade para o rastreamento de potência máxima e redução de carga, controle de pitch, é através da concepção de malhas de controle independentes mostrada na Figura 6.1(a).

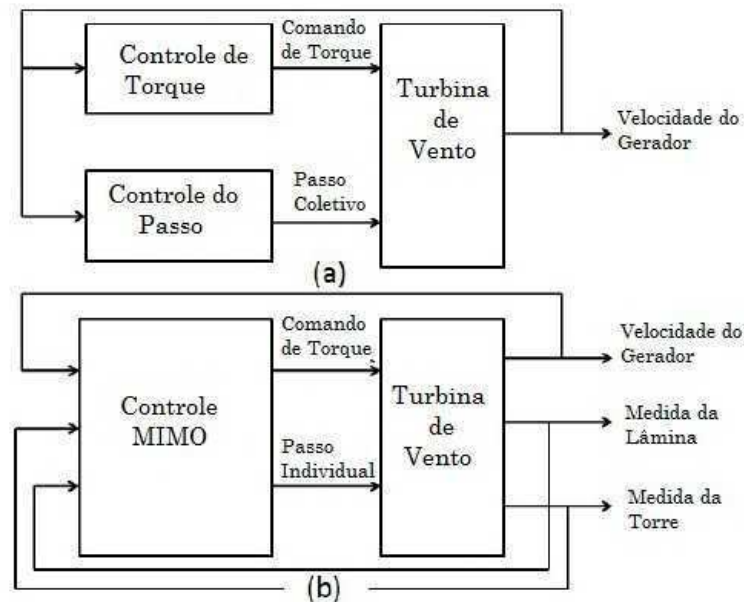


Figura 6.1: Malhas de Controle.

Os controladores PID mostrados na Figura 6.1(a), são tradicionalmente usados para o controle do torque e controle de passo, que demonstraram ter um bom efeito quando cuidadosamente ajustado e adaptado para a sua aplicação específica. Uma desvantagem é, no entanto, que os circuitos de controle PID devem ser concebidos para não interferirem uns com os outros, pois o resultado em muitas vezes é de uma turbina desestabilizada.

Este problema pode ser resolvido de forma eficiente dentro das técnicas modernas e chamadas de controle avançado (WRIGHT; FINGERSH, 2008) usando controladores MIMO (do inglês *multiple-input and multiple-output*) conforme mostrado Figura 6.1(b). Nestes projetos de controle mais avançados, vários objetivos de controle são vistos, com intuito de serem cumpridos com menores malhas de controle que levem ao comportamento da malha fechada estável (WRIGHT; STOL, 2008).

Com o aumento do tamanho da turbina, muita pesquisa é feita para encontrar novas e melhores formas de controle de carga, em comparação com os métodos clássicos. Grandes turbinas dão origem a cargas que variam ao longo da lâmina e mudam rapidamente devido as rajadas de vento e outras condições de vento variáveis. A rápida evolução das cargas pode causar danos por fadiga e reduzir a vida útil das turbinas, que por sua vez podem decidir a vida dos outros componentes da turbinas. Devido a inércia do sistema, bem como os limites dos atuadores, controle do passo ativo só podem controlar cargas "média" nas lâminas. Por outro lado, as estratégias de controle de carga passiva não podem responder a variações de carga locais. Controle ativo de carga aerodinâmica é, portanto, sugerir um bom potencial como um complemento à redução de estratégias de controle existente quando se tratar de carregamento (WILSON et al., 2009).

6.3 Controle Ótimo Linear Quadrático

A teoria de controle moderna, baseada na análise e síntese no domínio do tempo usando as variáveis de estado, tem sido desenvolvida para competir com a complexidade crescente de processos e requisitos rigorosos em termos de precisão, peso e custo de aplicações, podendo ser utilizada em sistemas lineares e não-lineares, variantes ou invariantes no tempo e sistemas MIMO, segundo Ogata (OGATA; MAYA; LEONARDI, 1998).

A Equação (6.1) apresenta o estado do sistema linear e invariante no tempo, cuja estrutura é alvo de estudos neste trabalho, onde \mathbf{A} é a matriz de estado, \mathbf{B} a matriz de entradas, \mathbf{C} é a matriz de saídas e \mathbf{D} é a matriz de transmissão direta, para o mesmo sistema.

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = Ax(t) + Bu(t) \\ y(t) = Cx(t) + Du(t), \end{cases} \quad (6.1)$$

Segundo Ogata (OGATA; MAYA; LEONARDI, 1998), existem dois importantes conceitos que garantem duas importantes propriedades verificadas nos sistemas controlados utilizando a teoria de controle ótimo, sendo eles: **controlabilidade** e **observabilidade**. Pela controlabilidade garante-se que através de uma entrada $u(t)$ haverá a transferência de um determinado estado $\mathbf{x}(t_0)$ ao estado correspondente $\mathbf{x}(t_1)$ num intervalo de tempo finito demonstrando que a entrada $u(t)$ possui influência sobre todos os estados $\mathbf{x}(t)$.

A controlabilidade expressa a condição matemática para a possibilidade de solução de controle em espaço de estados. Pela observabilidade conhece-se o vetor de estados $\mathbf{x}(t)$ a partir de simples inspeção das saídas $\mathbf{y}(t)$ e das entradas $\mathbf{u}(t)$, demonstrando a garantia de que todo estado influencia em todas as saídas.

Para determinar se um sistema é controlável, pode-se calcular a matriz de controlabilidade, que é definida por:

$$C_o = [B \quad AB \quad A^2B \quad \dots \quad A^{(n+1)}B] \quad (6.2)$$

O sistema pode ser controlado, se e somente se essa matriz tem o posto igual ao tamanho n do vetor de estado.

A observabilidade expressa a condição matemática para a modelagem e obtenção dos observadores para os casos onde não se consegue medir o estado. Para um dado sistema de controle, a estabilidade é geralmente o tópico mais importante a ser determinado.

Para testar a observabilidade, pode-se calcular a matriz de observabilidade, que é definida por:

$$O = [C \quad CA \quad CA^2 \quad \dots \quad CA^{(n+1)}]^T \quad (6.3)$$

O sistema é observável se e somente se a matriz tem o posto igual ao tamanho n do vetor de estado.

A controlabilidade e observabilidade do sistema são muito importantes para a escolha e projeto do controlador. O primeiro determina se o estado do sistema pode ser facilmente deslocado para uma posição desejada por meio de uma entrada apropriada, pelo que se diz que o sistema pode ser controlado ou não. A segunda diz se valores de estados do sistema podem ser determinadas através da utilização das saídas do sistema. Como é bem conhecido, nem sempre, os estados de um sistema estão disponíveis para as medições, e, muitas vezes eles têm de ser estimados, em muitos casos reais, não dispondo de todos os sensores necessários para medir os estados. Em outras situações, muitos sensores de montagem, podem conduzir a soluções altamente dispendiosos que não sejam práticos. Nesse caso, a observabilidade é obrigatório porque, estimativas de estados do sistema só podem ser feitas se puder calculá-los com base nas entradas e saídas do sistema.

A dualidade entre controlabilidade e observabilidade e o princípio da separação torna possível a concepção de um estimador de estado independentemente para determinar o ganho da realimentação do circuito em malha fechada (DORATO; CERONE; ABDALLAH, 1994).

Estes métodos quadráticos permitem projetar um comando que minimize a função de custo. Este custo representa um compromisso entre dois desempenhos quase contraditórios, ou seja, tendo o mínimo de erro de rastreamento com um comando de mínimo esforço. A minimização dos critérios impostos dá a melhor solução para ter um nível de erro aceitável, sem excesso de solicitar os atuadores. Acredita-se que bons desempenhos

podem ser obtidos mediante a aplicação de controladores concebidos e validados para modelos lineares e não lineares, o que é considerado o mais próximo de verdadeiros processos, desde que o sistema evolua na vizinhança do ponto de linearização.

6.4 Regulador Linear Quadrático - LQR

O controlador LQR foi uma das primeiras técnicas de controle avançadas utilizadas no controle de turbinas eólicas. Liebst (LIEBST, 1985) apresentou em 1985 um sistema de controle de passo para a turbina eólica Kamewa usando projeto LQR (WRIGHT, 2004). O objetivo deste controlador foi para aliviar cargas da lâmina, devido ao cisalhamento do vento, gravidade e deflexão da torre usando o controle das pás individual.

O objetivo de um regulador LQR é gerar um controle ótimo que permita operar um determinado sistema com custos mínimos. O desenvolvimento deste tipo de reguladores está relacionado com a existência, na década de 60, de programas de pesquisa realizados maioritariamente nos Estados Unidos da América e na ex-URSS. Os engenheiros de controle tentam utilizar o LQR em aplicações industriais do dia-a-dia, mas devido à escassez de modelos de precisão e, também, o pressuposto da existência de perturbações nem sempre era relevante para os engenheiros praticantes.

A noção de otimização está fortemente interligada com a concepção de sistemas com várias entradas e várias saídas (MIMO). A realimentação de sistemas é o método mais usado para otimizar os mesmos, sendo que o LQR é uma técnica de concepção muito conhecida e que gera ganhos de realimentação práticos. Em alguns casos as variáveis a estabilizar não são os estados mas sim as saídas.

As propriedades de um regulador que controle alguma máquina ou processo obtêm-se através de um algoritmo matemático que minimiza uma função de custo com fatores de peso introduzidos pelo engenheiro ou operador. Esta função é geralmente definida como o somatório de desvios medidos relativamente aos valores desejados. Como resultado, o algoritmo devolve-nos as propriedades do regulador que permitem minimizar os desvios, como desvios na altitude no caso de uma aeronave, ou desvios na temperatura de processo no caso de um reator nuclear.

Basicamente, o LQR realiza todos os cálculos necessários para a otimização do controlador retirando essa tarefa ao Engenheiro de Sistemas ou operador. Contudo, este continua a ser necessário para introduzir os fatores de peso e comparar os resultados obtidos com os objetivos traçados. Desta forma, o ajuste dos controladores continua a ser um processo iterativo onde o Engenheiro aprecia os controladores ótimos através de simulações e ajusta os pesos para obter um controlador que vá mais ao encontro dos objetivos

especificados.

O projeto do controlador requer que o sistema linear seja descrito pela seguinte representação em espaço de estados:

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = Ax(t) + Bu(t), & x(t_0) = x_0 \\ y(t) = Cx(t) + Du(t), \end{cases} \quad (6.4)$$

onde $x(t)$ é chamado o estado do sistema, $x(t_0)$ é a condição inicial do sistema, $u(t)$ é chamado o sistema de entrada, e $y(t)$ é a saída do sistema. A, B, C e D são dimensionados como matrizes reais constantes.

A teoria clássica de controle de malha fechada dado o padrão da lei de controle na forma $u = Kx + r$, onde r é a entrada externa (NAIDU, 2002). Ao substituir este comando para a Equação (6.4), obtém-se a descrição do espaço de estado do sistema de malha fechada, sendo a representação dada na Figura 6.2.

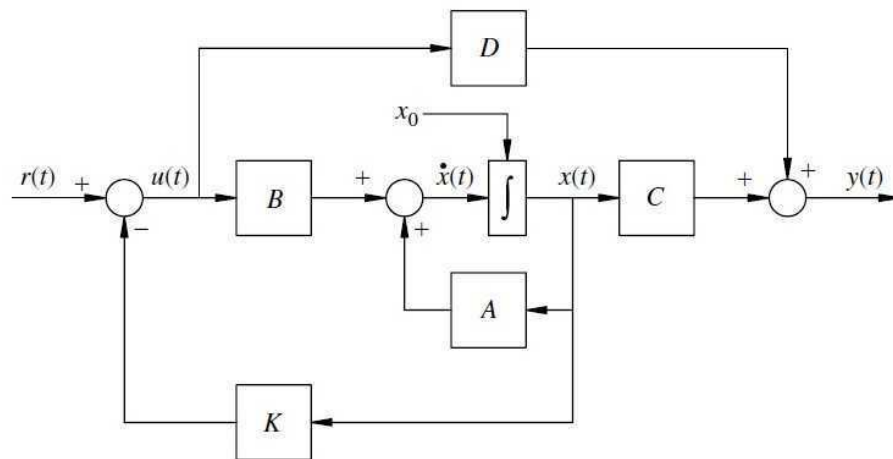


Figura 6.2: Controle no espaço de estado utilizando um controlador LQR onde K é a matriz de ganho.

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = (A + BK)x(t) + Br(t), \\ y(t) = (C + DK)x(t) + Dr(t), \end{cases} \quad (6.5)$$

Na teoria clássica, busca-se selecionar K para que o sistema em malha fechada tenha propriedades específicas, como a estabilidade, por exemplo. A teoria linear quadrático trata de procurar o melhor K (ideal) que satisfaça algumas especificações. O objetivo é minimizar um custo quadrático funcional no que se diz respeito às entradas de controle sujeitos às limitações do sistema linear. A função de custo representa uma soma ponderada

de energia do estado e controle, dependendo de como essa função de custo é definida, vários objetivos podem ser impostas.

Otimizar a função de custo proporciona um método de concepção do sistema para operar com a máxima eficiência e desempenho sob dadas condições. Para resolver o problema LQR, as seguintes condições devem ser definidas. Em primeiro lugar o estado de todo o vetor $x(t)$ é considerada disponível para alimentação e não há necessidade de estimadores de estado. Em segundo lugar, o sistema tem de ser controlável e observável (ATHANS, 1981).

O problema LQR é definido da seguinte forma: Encontre o controlador K que faz os seguintes critérios tão pequenas quanto possível

$$J_{LQR} = \int_0^{\infty} (\|z(t)\|^2 + \rho\|u(t)\|^2) dt, \quad (6.6)$$

onde ρ é uma constante positiva.

O termo $\int_0^{\infty} \|z(t)\|^2 dt$ indica a energia de saída controlada e o termo $\int_0^{\infty} \|u(t)\|^2 dt$ a energia do sinal controlado (LAROCHE, 2004).

Em LQR se procura um controlador que minimize as duas energias. No entanto, diminuindo a energia da saída controlada exigirá um grande sinal de controle e um pequeno sinal de controle que conduzirá a grandes saídas controladas. O papel da constante é o de estabelecer um compromisso entre estas metas conflitantes:

- Quando escolhermos ρ muito grande, o meio mais eficaz para diminuir J_{LQR} é a utilização de pequeno controle, à custa de uma grande saída controlada.
- Quando escolhermos ρ muito pequeno, a maneira mais eficaz de diminuir J_{LQR} é a obtenção de uma saída controlada muito pequena, mesmo se isto é conseguido à custa de uma grande saída controlada.

Muitas vezes o problema LQR ideal é definido de modo mais geral e consiste em encontrar a entrada de controle que minimize a função de custo:

$$J_{LQR} = \int_0^{\infty} z(t)^T Q z(t) + \rho u(t)^T R u(t) dt \quad (6.7)$$

onde $Q \in R^{l \times l}$ e $R \in R^{m \times m}$ são matrizes simétricas definidas positivas e ρ uma constante positiva.

A regra típica para escolher as matrizes de ponderação Q e R é baseado na regra do Bryson, que afirma que essas matrizes devem ser selecionadas como diagonal com os elementos diferentes de zero em escala para que as variáveis que aparecem no critério de

otimização tenham um valor máximo de um (ANDERSON; MOORE, 2007). Embora a regra de Bryson dê bons resultados, com frequência, é apenas um ponto de um processo de tentativa e erro de escolher essas matrizes, a fim de obter as propriedades desejadas para o sistema de malha fechada de partida. Os pesos refletem a importância relativa atribuída ao estado no que diz respeito ao esforço do controle. Portanto, ao se escolher os valores grandes para Q em comparação com os valores de R , dá-se uma maior importância na minimização dos pesos mecânicos e uma importância menor para o esforço de comando (BRYSON, 2002).

Pode se afirmar então, que a formulação LQ traduz a dificuldade dos problemas de controle clássicos, onde as especificações são em tempo, taxas de variação, margens de estabilidade e de fase e outras especificações sobre os sinais de entrada e saída acomodando-se na escolha dos coeficientes de custo das matrizes Q e R . Uma vez que estas matrizes são escolhidas, a concepção do controlador automático é ótima.

A simples escolha razoável para as matrizes Q e R é dada pela regra da Bryson (BRYSON, 2002): Selecione a diagonal Q e R com

$$Q_{ii} = \frac{1}{\text{valor máximo aceitável de } x_i^2} \quad (6.8)$$

onde $i \in \{1, 2, \dots, l\}$,

$$R_{jj} = \frac{1}{\text{valor máximo aceitável de } u_j^2} \quad (6.9)$$

onde $j \in \{1, 2, \dots, l\}$.

Em essência, a regra de Bryson escala as variáveis que aparecem em J_{LQR} de modo a que o valor máximo aceitável para cada termo é um. Isto é especialmente importante quando as unidades utilizadas para os diferentes componentes de \mathbf{u} e \mathbf{z} fazem os valores para estas variáveis numericamente muito diferentes umas das outras.

Embora a regra de Bryson geralmente dê bons resultados, muitas vezes, é apenas o ponto de partida para um processo de tentativa e erro de projeto interativo que visa a obtenção de propriedades desejáveis para o sistema de circuito fechado

Devemos considerar a forma mais geral, por um critério quadrático, que é:

$$J_{LQR} = \int_0^{\infty} x(t)^T Q x(t) + \rho u(t)^T R u(t) dt. \quad (6.10)$$

Para resolução do problema do LQR faz-se necessária a minimização da função de custo, e um dos métodos utilizados para resolver esse problema é fazendo o uso do multiplicador de Lagrange para definir a função do Hamiltoniano, \mathbf{H} , expressa por (ZHOU et

al., 1996):

$$H(x(t), u(t), \lambda, (t), t) = L(x(t), u(t)) + \lambda^T f(x(t), u(t)) \quad (6.11)$$

Em que $L(x(t), u(t))$ é o índice de desempenho, parcela do integrador na função custo. λ é o multiplicador de Lagrange e $f(x(t), u(t))$ é a planta do sistema. Então para o problema em análise, tem-se:

$$H(x(t), u(t), \lambda, (t), t) = x(t)^T Q x(t) + u(t)^T R u(t) + \lambda^T (A x(t) + B u(t)) \quad (6.12)$$

Em seguida deve-se aplicar as condições de otimalidade:

$$\dot{\lambda} = \frac{\partial H}{\partial x} = -\dot{x} = -Q x(t) - A^T \lambda \quad (6.13)$$

$$\frac{\partial H}{\partial u} = 0 \longrightarrow B^T \lambda + R u = 0 \quad (6.14)$$

Pela equação (6.14) tem-se o controle ótimo, $u(t)$,

$$u(t) = -R^{-1} B^T \lambda \quad (6.15)$$

A existência de R^{-1} é garantida, desde que \mathbf{R} seja positiva definida. Da condição de contorno:

$$\lambda(t) = S(t)x(t), \quad (6.16)$$

Em que $\lambda(t)$ é uma função linear do sistema, \mathbf{S} é uma matriz $n \times n$. O controle $u(t)$ pode ser reescrito como:

$$\begin{aligned} u(t) &= -R^{-1} B^T S(t)x(t) \\ u(t) &= -K(t)x(t) \end{aligned} \quad (6.17)$$

onde

$$K(t) = R^{-1} B^T S(t). \quad (6.18)$$

A Equação (6.17) indica que a lei de controle ótimo é uma combinação linear, embora variante no tempo, do sistema de espaço de estados.

A matriz $K(t)$ é a matriz de ganho de malha fechada variante no tempo. Adicional-

mente, as medidas de todas as variáveis de estado devem ser disponíveis para implementar a lei de controle ótimo, de acordo com (Kirk, 2004).

Substituindo-se a Equação (6.17) na Equação (6.4), obtêm-se:

$$\dot{x} = Ax(t) - BR^{-1}B^T S(t)x(t) \quad (6.19)$$

onde

$$-\dot{S}(t) = A^T S(t) + S(t)A - S(t)BR^{-1}B^T S(t) + Q = 0 \quad (6.20)$$

6.4.1 Rastreador Linear Quadrático - LQT

Considerando a planta descrita pela Equação (6.10) com $\mathbf{x} \in R^n$ e $\mathbf{u} \in R^m$, com as matrizes \mathbf{A} e \mathbf{B} sendo invariantes no tempo, o objetivo do **LQT** é obter uma lei de controle que force uma certa combinação linear dos estados $\mathbf{y} = \mathbf{C}\mathbf{x}$ da planta, para seguir uma trajetória de referência $r(t)$ em um intervalo de tempo especificado $[t_o, t_f]$.

Extrapolando os resultados obtidos para o problema do regulador linear, obtêm-se uma solução para o problema do rastreador linear, ou seja, alterar o vetor de estados desejados para uma função variante no tempo.

No Rastreador a função custo a ser minimizada é:

$$J_{LQR} = \int_0^\infty ((Cx(t) - r(t))^T Q(Cx(t) - r(t)) + u^T Ru) dt, \quad (6.21)$$

Para isso, vamos definir o vetor de erro como:

$$e(t) = Cx(t) - r(t) \quad (6.22)$$

Mesmo que o estado $x(t)$ não seja limitado, deseja-se que ele seja o mais próximo possível da referência $r(t)$. Neste caso a função do hamiltoniano é expressa por:

$$H(x(t), u(t), \lambda, (t), t) = (Cx(t) - r(t))^T Q(Cx(t) - r(t)) + u^T Ru + \lambda^T(t)(Ax(t) + Bu(t)) \quad (6.23)$$

Para encontrar o valor mínimo para a função de custo, as seguintes condições fundamentais devem ser satisfeitas, que são as equações de co-estado e estacionária:

$$\dot{\lambda} = \frac{\partial H}{\partial x} = -[C^T Q C x(t) - C^T Q r(t) + A^T \lambda] \quad (6.24)$$

$$\frac{\partial H}{\partial u} = 0 \longrightarrow Ru(t) + B^T \lambda(t) \quad (6.25)$$

portanto:

$$u(t) = -R^{-1}B^T\lambda \quad (6.26)$$

Ao utilizar o método desenvolvido por (BRYSON, 2002)obtemos

$$\lambda(t) = S(t)x(t) - \nu(t), \quad (6.27)$$

no qual $\nu(t)$ é um termo que depende dos parâmetros do sistema e da trajetória de referência $r(t)$.

Reescrevendo o controle $u(t)$, substituindo a Equação (6.27) na Equação (6.26), temos:

$$\begin{aligned} u &= -R^{-1}B^T(S(t)x(t) - \nu(t)) \\ u &= -K(t)x(t) - R^{-1}B^T\nu(t) \end{aligned} \quad (6.28)$$

Ao definir:

$$\begin{aligned} E(t) &= BR^{-1}B^T \\ V(t) &= C^TQC \\ W(t) &= C^TQ \end{aligned} \quad (6.29)$$

Usando a relação (6.27) e combinando as equações de estado e o co-estado , obtemos o sistema canônico hamiltoniano como:

$$\begin{bmatrix} \dot{x} \\ \dot{\lambda} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & -E \\ -V & -A^T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x \\ \lambda \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ W \end{bmatrix} r. \quad (6.30)$$

Este sistema canônico de equações diferenciais $2n$ é linear,variável no tempo, mas não homogêneo com $W(t)r(t)$, como função de força. As condições de contorno para equações de estado e co-estado são dada pela condição inicial do estado como:

$$x(t = t_0) = x(t_0) \quad (6.31)$$

Ao derivar o multiplicador de Lagrange em relação ao tempo,

$$\lambda = \dot{S}x + S\dot{x} - \dot{\nu} \quad (6.32)$$

Agora, substituindo \dot{x} e $\dot{\lambda}$ da Equação (6.24) e eliminando λ na Equação (6.27), obte-

mos

$$-Vx - A^T(Sx - \nu) + Wr = \dot{S}x + S[Ax - E(Sx - \nu)] - \dot{\nu} \quad (6.33)$$

Reorganizando a equação (6.33), obtemos

$$[\dot{S} + SA + A^T S - SES + V]x - \dot{\nu} + A^T \nu - SE\nu + Wr = 0 \quad (6.34)$$

Assim, esta relação (6.34) deve satisfazer a todos $x(t)$, $r(t)$ e o que nos conduz a uma matriz S que satisfaz a matriz da equação diferencial de Riccati:

$$\dot{S} = -SA - A^T S + SES - V \quad (6.35)$$

Substituindo com os valores descritos na relação (6.29), tem se:

$$\dot{S} = -[A + A^T - SBR^{-1}B^T]S - C^T QCr \quad (6.36)$$

cuja solução S fornece o ganho K ótimo.

$$K = -R^{-1}B^T S \quad (6.37)$$

Assim o vetor de ν que satisfaz a equação diferencial é dado por:

$$\dot{\nu} = [SE - A^T]\nu - Wr \quad (6.38)$$

onde

$$\nu = -((A - BK)^T)^{-1}C^T Qr. \quad (6.39)$$

Portanto, a matriz de ponderação K_i do LQT é calculado como:

$$K_i = -R^{-1}B^T((A - BK)^T)^{-1}C^T Qr \quad (6.40)$$

E o comando que minimiza o valor de custo J_{LQR} resulta como (BRYSON, 2002)

$$u = R^{-1}B^T Sx - R^{-1}B^T((A - BK)^T)^{-1}C^T Qr \quad (6.41)$$

O processo de minimização da função custo, resolvendo esta equação pode ser feito facilmente usando a função MATLAB `lqr`.

O comando $[K,P,E]=lqr(A,B,Q,R)$ resolve a Equação Algébrica Riccati

$$A^T S + SA + Q - SBR^{-1}B^T S = 0 \quad (6.42)$$

e calcula o ganho da matriz ótima do estado realimentado e ganho integral

$$K = -R^{-1}B^T S \quad (6.43)$$

$$K_i = -R^{-1}B^T((A - BK)^T)^{-1}C^T Qr \quad (6.44)$$

que minimiza os critérios LQR

$$J_{LQR} = \int_0^\infty ((Cx(t) - r(t))^T Q(Cx(t) - r(t)) + u^T R u) dt, \quad (6.45)$$

para o processo de tempo contínuo

$$\dot{x} = Ax + Bu. \quad (6.46)$$

Este comando também retorna os pólos \mathbf{E} do sistema em malha fechada

$$\dot{x} = (A - BK)x. \quad (6.47)$$

6.4.2 Regulador Linear Quadrático com Ação Integral - LQI.

O regulador linear quadrático com ação integral, o LQI consiste no servomecanismo ótimo baseado na minimização do índice de desempenho quadrático, dado por um processo modelado em equação de estados do tipo:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= Ax + Bu, \\ y &= Cx \end{aligned} \quad (6.48)$$

Na Figura 6.3 apresenta-se o diagrama de blocos da topologia de controle no espaço de estados do servomecanismo com ação integral.

Segundo Ogata (OGATA; MAYA; LEONARDI, 1998), Dorf e Bishop (DORF; BISHOP, 2011), servomecanismos ou modelo interno de controle são topologias de controle empregadas com o objetivo de manter o erro de seguimento de referência ou erro de rastreamento nulo. Existem diversos modelos de seguimento de referência. Primeiramente, deve-se escolher para qual modelo de referência deseja-se para o sistema controlado.

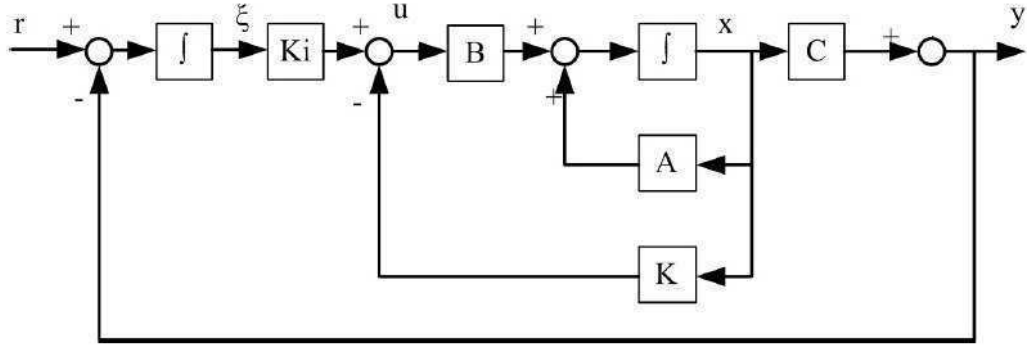


Figura 6.3: Diagrama de blocos do controlador LQR com ação integral - LQI.

Modelos com realimentação de estados tradicionais são mais indicados para sistemas com referência nula (TROFINO; COUTINHO; BARBOSA, 2003). Para casos de referência constante, faz-se uso dos sistemas com rastreadores. Para o caso de realimentação de estados, o rastreamento pode ser feito via correção por erro estático ou por servomecanismos com integradores, mais conhecido como modelo interno de controle (DORF; BISHOP, 2011)(CHEN, 1995).

No rastreamento com correção do erro estático, adiciona-se uma matriz de ganhos obtida pela inversão da matriz de transferência de malha fechada resultado do teorema do valor final. No entanto, de acordo com (TROFINO; COUTINHO; BARBOSA, 2003), devido à sua simplicidade, esse tipo de topologia não garante erro de regime permanente nulo para perturbações nos atuadores (no sinal de controle) e nos medidores, além de também não ser robusto em relação as mudanças no ponto de operação do sistema físico.

Para o caso do controle do conversor, é admitido que a referência desejada seja a tensão de saída regulada num valor constante e diferente de zero. Portanto, trata-se de um degrau cujo erro de referência necessita ser nulo em regime permanente. Os servomecanismos apresentam a vantagem de garantir, com eficiência, a resposta desejada para modelos no espaço de estados. No entanto, deve estar atento ao esforço de controle, pois estratégias de controle com uso de integradores costumam sacrificar a energia de controle com o objetivo de garantir a resposta desejada.

Portanto, com base na Figura 6.3, faz-se uso da expressão geral no espaço de estados da Equação (6.48), o erro de integração é dado por:

$$\begin{aligned} \dot{\xi} &= r - y \\ \dot{\xi} &= r - Cx \end{aligned} \tag{6.49}$$

São então obtidas as seguintes matrizes no modelo expandido com base nas deduções de (OGATA; MAYA; LEONARDI, 1998), (DORF; BISHOP, 2011):

$$\hat{A} = \begin{bmatrix} A & 0 \\ -C & 0 \end{bmatrix} \quad \hat{B} = \begin{bmatrix} B \\ D \end{bmatrix} \quad (6.50)$$

As Equações (6.48) e (6.49) são necessárias para a busca do controlador de realimentação de estados expandido, analisado de acordo com a Figura 6.3 dado por:

$$u = -Kx + K_i\xi = - \begin{bmatrix} K & -K_i \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x \\ \xi \end{bmatrix} = \hat{K}x \quad (6.51)$$

Substituindo a Equação (6.50) na Equação (6.49), tem-se:

$$\begin{cases} \dot{x} = (A - BK)x + BK_i\xi, \\ y = (C - DK)x + DK_i\xi, \end{cases} \quad (6.52)$$

Substituindo a equação (6.51) no equação de erro de integração, segue-se que

$$\dot{\xi} = -(C - DK)x - DK_i\xi + r. \quad (6.53)$$

Organizando o sistema no formato de espaço de estado em malha fechada, tem-se:

$$\hat{\dot{x}} = \begin{bmatrix} A - BK & BK_i \\ -(C - DK) & DK_i \end{bmatrix} \hat{x} + \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix} r, \quad (6.54)$$

$$y = \begin{bmatrix} (C - DK) & -DK_i \end{bmatrix} \hat{x} \quad (6.55)$$

6.5 Regulador Linear Quadrático Gaussiano - LQG

No projeto do LQR há necessidade de que todos os estados estejam disponíveis para medições para realimentação do sinal de controle e que não haja nem ruído nem perturbação no sistema. Para superar o problema que certas variáveis de estados que não podem ser medidas, ou que são muito ruidosas, ou até mesmo que em alguns dos estados não tenham significado físico, então é necessário adicionar um observador estocástico ao projeto LQR para estimação dos estados através da saída medida.

O Regulador Linear Quadrático Gaussiano (LQG) está enraizada na teoria de controle estocástico ótimo e tem muitas aplicações no mundo moderno, que varia de sistemas de vôo

e controle de navegação de mísseis, processos controladores de médicos e usinas nucleares mesmo. Ele combina ambos os conceitos de Reguladores Linear quadrático (LQR) para realimentação de estado completo e um observador (Filtro de Kalman) para estimação de estado, conforme mostrado na Figura 6.4 .

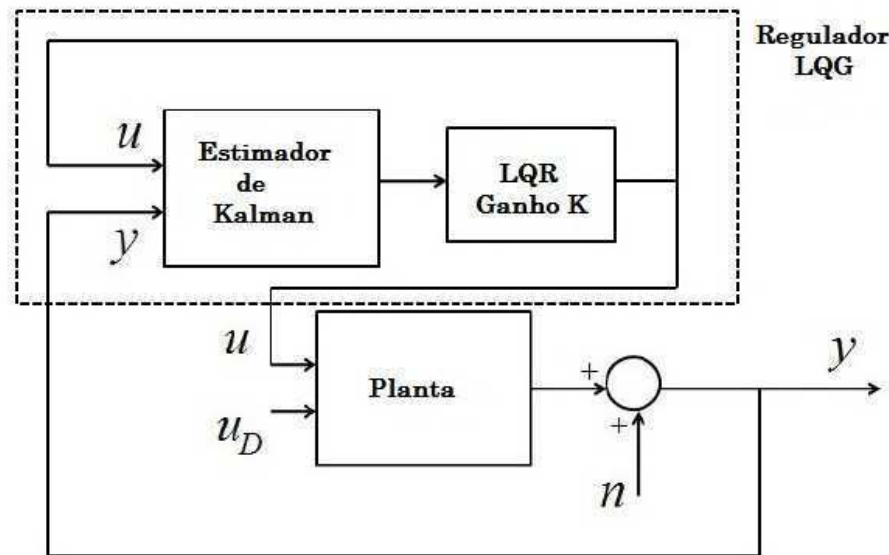


Figura 6.4: Controlador LQG.

6.5.1 Filtro de Kalman

O **Filtro de Kalman** é um método de estimação estocástica utilizado para obter estimativas ótimas das variáveis de estados de um sistema dinâmico, de tal maneira que o erro é minimizado estatisticamente. Pelo fato do filtro de Kalman possuir uma rotina simples, pois só depende do processamento do valor atual e anterior dispensando o acúmulo de dados, ele pode ser utilizado em sistemas de característica de tempo real (sistemas em que os cálculos são feitos ao mesmo tempo em que o movimento acontece).

Todas as medições e cálculos baseados em modelos são, de certo modo, estimativas. Sinais ruidosos de sensores, aproximações nas equações que descrevem o comportamento do sistema e fatores externos não considerados introduzem incerteza sobre os valores inferidos para o estado de um sistema. O filtro de Kalman combina uma predição do estado de um sistema com uma nova medida usando uma média ponderada. A ideia dos pesos é que valores com menor incerteza estimada sejam mais "confiáveis". Os pesos são calculados através da covariância, uma medida da incerteza estimada da predição do estado do sistema. O resultado da média ponderada é uma nova estimativa do estado, que

se localiza entre o estado predito e o estado medido, apresentando uma melhor incerteza estimada que qualquer um dos dois unicamente. Este processo é repetido a cada passo de tempo, com a nova estimativa e sua covariância gerando a predição usada na próxima iteração. Isto significa que o filtro de Kalman funciona recursivamente e requer apenas a última estimativa - não o histórico completo - do estado de um sistema para calcular o próximo estado.

Quando executando os cálculos para o filtro, a estimativa do estado e as covariâncias são representadas por matrizes, para tratar as múltiplas dimensões envolvidas num único passo do cálculo. Desta forma, é possível representar as relações lineares entre diferentes variáveis de estado (como posição, velocidade e aceleração) em qualquer um dos modelos de transição ou covariâncias.

O filtro de Kalman pode ser separado em duas etapas: predição ou propagação ("time update") e atualização ou correção ("measurement-update").

Controladores LQG podem ser utilizados tanto em sistemas lineares de tempo invariante (LTI), bem como em sistemas de variação de tempo linear. A aplicação de sistemas de variação de tempo linear permite a concepção de controladores de realimentação linear para sistemas incertos não lineares, o que é o caso para o sistema de turbinas eólicas.

As principais vantagens do uso destes tipos de controladores são (FILHO, 2006): ação integral que pode ser introduzida facilmente; sinais de referência estocásticas podem ser incluídos; sistemas multivariáveis não quadrados, com atraso nas diferentes malhas, podem ser controlados. A principal desvantagem do controle LQG é a perda da robustez devido à inclusão do estimador e o tempo gasto com a estimação.

No controlador LQG, a dinâmica da planta linear é conhecida e as perturbações presentes são estocásticas com as propriedades estáticas conhecidas.

Do ponto de vista computacional a concepção do LQG consiste em resolver um par de equações de matrizes Riccati: um para o projeto regulador LQR e um segundo (duplo para a primeira equação Riccati) para o projeto do filtro de Kalman.

Considere agora a planta representada, no qual será considerada algum ruído no sistema, tanto no estado, quanto na saída medida do sistema

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = Ax(t) + Bu(t) + Gw(t), \\ y(t) = Cx(t) + v(t) \end{cases} \quad (6.56)$$

sendo $w(t)$ perturbações externas ao processo e $v(t)$ ruído de medição, que são sinais não correlacionados, de média zero, com matrizes de densidades de potência espectral W e V constantes, ou seja, $w(t)$ e $v(t)$ são ruídos brancos com covariância.

As matrizes de covariância de $w(t)$ e $v(t)$ utilizados são:

$$\begin{aligned} E\{w(t).w(t+\tau)^T\} &= W.\delta(t) \\ E\{v(t).v(t+\tau)^T\} &= V.\delta(t) \end{aligned} \quad (6.57)$$

$$\begin{aligned} E\{w(t).v(t+\tau)^T\} &= 0 \\ E\{v(t).w(t+\tau)^T\} &= 0 \end{aligned} \quad (6.58)$$

sendo E o operador esperança (valor esperado) e $\delta(t)$ a função delta de Dirac.

O problema do controle LQG é encontrar o sinal de controle ótimo, $u(t)$, que minimiza:

$$J = E\left\{\lim_{T \rightarrow \infty} \int_0^T (x^T(t)Qx(t) + u^T(t)Ru(t))dt\right\} \quad (6.59)$$

Sendo Q e R as matrizes de ponderação

$$Q = Q^T \geq 0 \text{ e } R = R^T > 0.$$

Substituindo-se o vetor de estado $x(t)$ pela estimativa ótima dos estados $\hat{x}(t)$ chega-se à solução do problema LQG dada por:

$$u = -K\hat{x}(t) \quad (6.60)$$

Portanto, o controlador LQG é um compensador dinâmico de ordem n por realimentação de saídas, constituído pela conexão em cascata de um Filtro de Kalman e a matriz de ganhos ótimos de um regulador linear quadrático.

6.5.2 LQG com Ação Integral

Tal como no caso do LQR com o integrador, o derivado do erro de seguimento serve como uma entrada do bloco integral. O diagrama de blocos é apresentado na Figura 6.5 a seguir.

O projeto do controlador LQG é feito em duas etapas principais:

Para a análise do LQR, substituindo a Equação (6.58) na Equação (6.48) obtém-se a equação do sistema de malha fechada dada por:

$$\dot{x} = (A - BK)x(t) \quad (6.61)$$

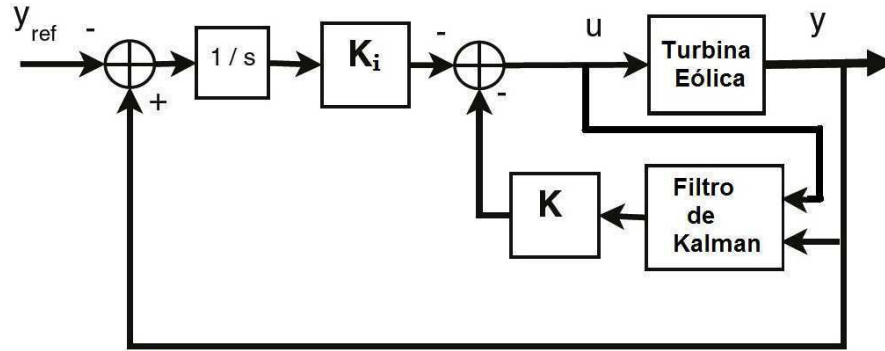


Figura 6.5: Controlador LQG com ação integral.

Os autovalores de $(A - BK)$ estão no $[K,S,E]$, caracterizando o sistema LQR como assintoticamente estável.

A equação do Filtro de Kalman é dada por:

$$\dot{\hat{x}}(t) = A\hat{x}(t) + Bu(t) + K_f(y - C\hat{x}(t)) \quad (6.62)$$

O erro entre $x(t)$ e $\hat{x}(t)$ é dado por:

$$e(t) = x(t) - \hat{x}(t) \quad (6.63)$$

Os autovalores de $(A - K_fC)$ estão no $[K,S,E]$, caracterizando o Filtro de Kalman como assintoticamente estável.

O que resulta num sistema:

$$\dot{\hat{x}}(t) = (A - K_fC)\hat{x}(t) + w(t) - K_fv(t) \quad (6.64)$$

O filtro de Kalman é um sistema dinâmico, onde a matriz de ganhos ótimos K_f é dado por:

$$K_f = S_f C^T V^{-1}, \quad (6.65)$$

sendo S_f a única solução simétrica definida positiva da Equação Algébrica de Riccati (EAR)

$$S_f A^T + A S_f - S_f C^T V^{-1} C S_f + M W M^T. \quad (6.66)$$

Para realimentação de estado $u = -K_a z$ que é determinado pela minimização da

função de custo:

$$J = \int_0^{\infty} (z^T Q z + u^T R u + 2z^T N u) \quad (6.67)$$

onde $Q \geq 0$ e $R \geq 0$ são matrizes de ponderação, $z = [x \ x_i]^T$ onde x_i é a saída do integrador, conforme ilustrado na Figura 6.5.

Denotando $K_a = [K \ K_i]$, a realimentação de estado pode ser representado como $u = -Kx - K_i \xi$. A matriz K_a é calculado com a relação de $K_a = R^{-1}(B^T S + N^T)$, onde $S \geq 0$ é a solução semi-definida positiva da equação de Riccati

$$A^T S + SA - (SB + N)R^{-1}(B^T S + N^T) + Q = 0 \quad (6.68)$$

O vetor de estado x da turbina sendo inacessível, um filtro de Kalman (estimador de estado) é concebido na segunda etapa, a fim de obter a melhor estimativa \hat{x} do vector de estado x (ANDERSON; MOORE, 2007).

O método de estimação estocástica utilizado para obter estimativas ótimas das variáveis de estados de um sistema dinâmico, de tal maneira que o erro é minimizado estatisticamente.

$$\begin{aligned} \dot{\hat{x}} &= A\hat{x} + Bu + K_f(y - C\hat{x} - Du) \\ K_f &= S_f C^T V^{-1} \end{aligned} \quad (6.69)$$

onde S_f é a solução semi-definida positiva da equação Ricatti

O controle ótimo é assim percebido como

$$u = -K\hat{x} - K_i \xi \quad (6.70)$$

6.6 Análise do Sistema

Após a avaliação das partes reais dos autovalores da matriz de estado A , verificamos que o sistema prova ser estável, por conseguinte, todos os autovalores são colocados no lado esquerdo do plano complexo e são estritamente negativos, mostrados pela Figura 6.6.

<i>Autovalores</i>	<i>Amortecimento</i>	<i>Frequencia(rad/s)</i>
$-9,03e - 01 + 1,79e + 01i$	$5,05e - 02$	$1,79e + 01$
$-9,03e - 01 - 1,79e + 01i$	$5,05e - 02$	$1,79e + 01$
$-2,05e + 00 + 2,12e + 01i$	$9,60e - 02$	$2,13e + 01$
$-2,05e + 00 - 2,12e + 01i$	$9,60e - 02$	$2,13e + 01$
$-3,44e - 01$	$1,00e + 00$	$3,44e - 01$
$-6,11e - 01 + 1,33e + 01i$	$4,58e - 02$	$1,33e + 01$
$-6,11e - 01 - 1,33e + 01i$	$4,58e - 02$	$1,33e + 01$
$-5,55e + 00$	$1,00e + 00$	$5,55e + 00$

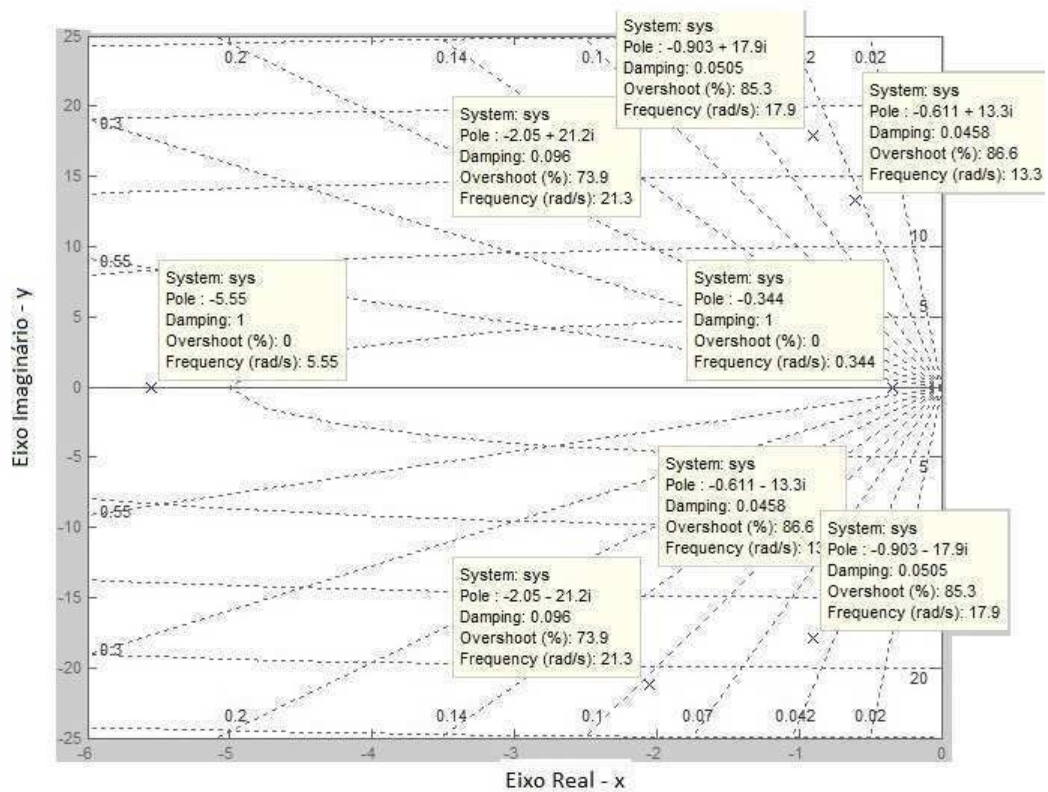


Figura 6.6: Sistema em malha aberta.

O nosso sistema, tem postos completos de C_o e de O , respectivamente, pois são iguais na ordem do vetor de estado, portanto, igual a 8. Isto prova que o sistema é controlável e observável.

6.7 Estudo de caso para o Controlador LQR

Como vetor de entrada u sendo composto por uma entrada externa que é a modelagem do vento, foram definidas duas entradas de controle que são β e ω_r . A função de custo que foi escolhido para o controle é expressa pela Equação (6.41). Lembrando ainda que o vetor de saída proposto é $y = (y_t, \zeta, \omega_r, \omega_g)$ e o vetor de referência contém os valores da referência dos componentes de y , logo, $r_{ref} = (\omega_r, \omega_g, \zeta, y_t)$.

Ao substituir u e y na função do custo dada, tenta-se minimizar a curvatura das lâminas e da torre e, ao mesmo tempo, manter o nível de potência elétrica e a velocidade angular do rotor para que os níveis desejados estejam acessíveis ao sistema.

De acordo com a Figura 6.7, o fluxograma do controlador LQR com ação integral é apresentado:

As matrizes de ponderação usadas foram calculadas de acordo com a regra de Bryson,

$$Q = \begin{bmatrix} 0,3 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 400 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad R = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}.$$

Para calcular o rastreador quadrática, iniciamos com o cálculo do ganho da matriz K , e depois a matriz de ponderação K_i respectivamente.

A matriz de realimentação de estado K

$$K = \begin{bmatrix} 20,2113 & 0,0038 & 0,0021 & -5,5033 & 0,9261 & -0,0003 & -0,0001 & 1,2285 \\ -0,0001 & -0,0000 & -0,0000 & 0,0001 & -0,0001 & -0,0000 & -0,0000 & -0,0000 \\ -0,0742 & -0,0004 & -0,0002 & 0,0286 & -0,0016 & 0,0000 & 0,0000 & -0,0077 \end{bmatrix}.$$

E a matriz do ganho integral K_i

$$K_i = \begin{bmatrix} -0,0596 & -19,8636 & -0,0000 & -0,0001 \\ -0,0000 & -0,0001 & 0,0000 & 0,0000 \end{bmatrix}.$$

As simulações foram feitas em um sistema em malha fechada com uma velocidade média de $18m/s$ com uma perturbação no passo que atuam no sistema no tempo $t = 10s$ conforme mostrado na Figura 6.8.

Os resultados obtidos para as quatro saídas com este controlador são dadas a seguir com uma velocidade média do vento de $18m/s$ com uma perturbação de 40% mostrada na Figura 6.9.

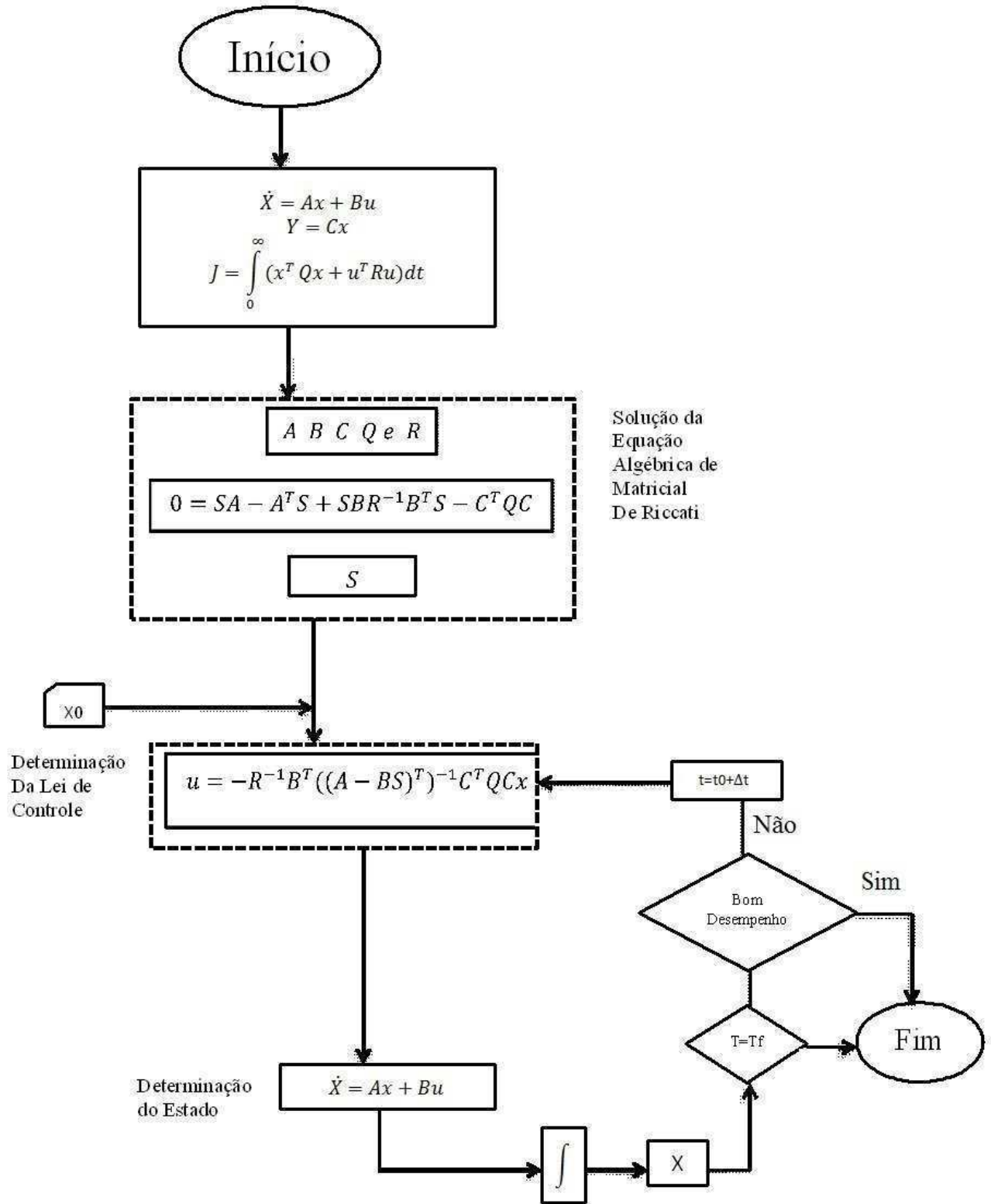


Figura 6.7: Fluxograma do Controlador LQR com ação integral.

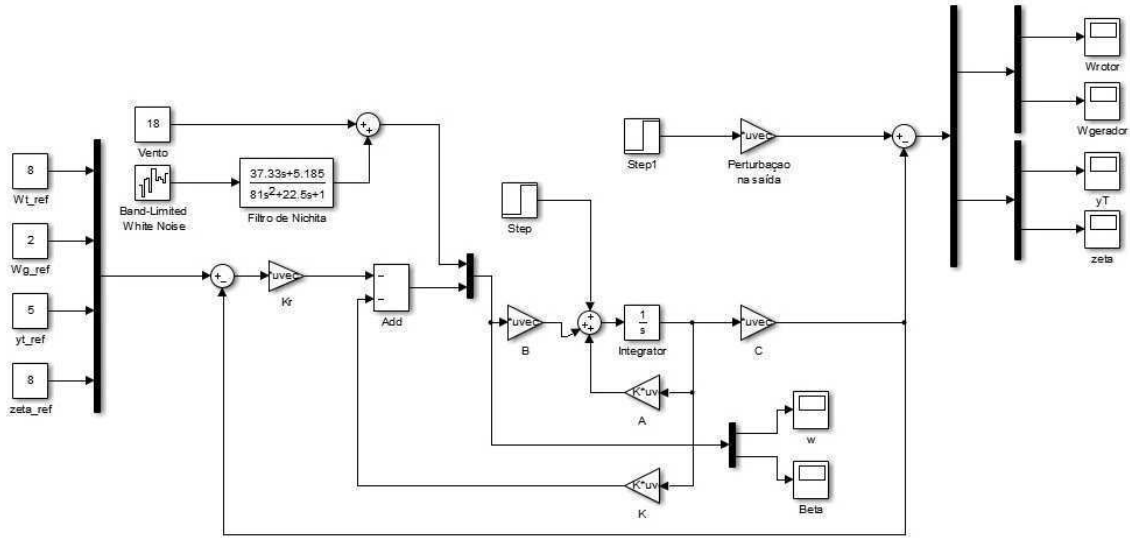


Figura 6.8: O sistema de malha fechada com controlador LQR.

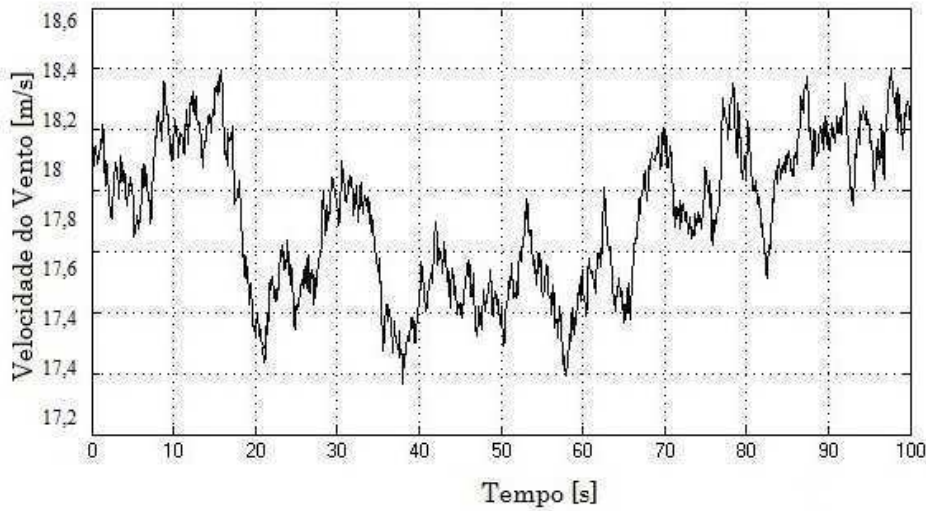


Figura 6.9: Velocidade do vento de acordo com (NICHITA et al., 2002).

A componente turbulenta da velocidade do vento considerada como perturbação do sistema, é gerada pela alimentação de um filtro adequado conforme H_F com um ruído branco. Neste trabalho utilizamos o filtro proposto em (NICHITA et al., 2002).

$$H_F = K_F \frac{m_1 T_F s + 1}{(T_F s + 1)(T_F m_2 s + 1)} \quad (6.71)$$

com $T_F = \frac{L_v}{v_m} = 18$, $K_F = 5,3$, $m_1 = 0,4$ e $m_2 = 0,25$.

A Figura 6.10 apresenta o espectro do sinal de velocidade do vento mostrado na

Figura 6.9. A concentração de energia em torno de frequências NP e 2NP são claramente observadas. Neste caso foi considerado uma turbina de três lâminas.

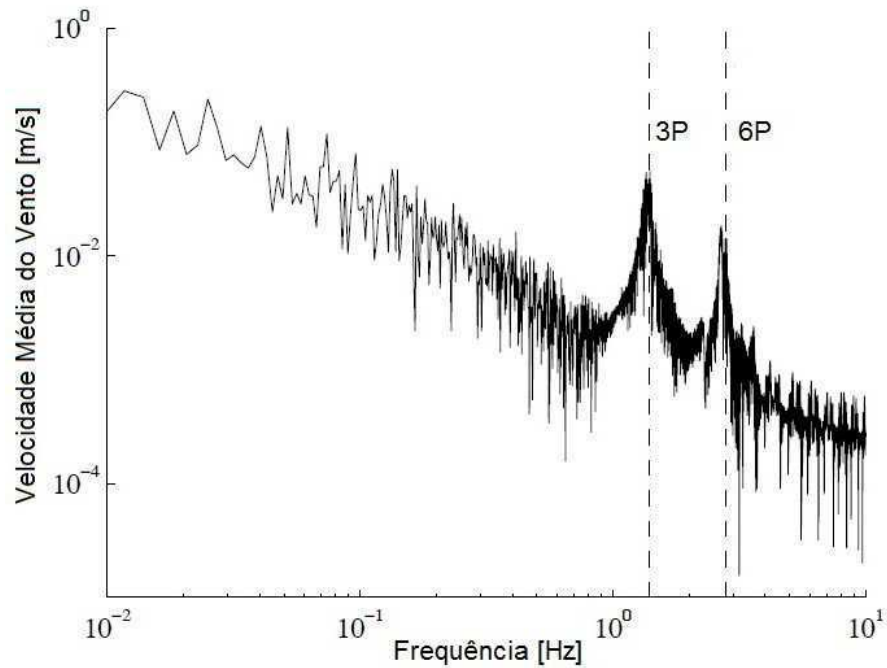


Figura 6.10: Espectro da velocidade do vento simulado.

Na Figura 6.11 apresenta-se a variação do ângulo de pitch, em torno de 42° sob o domínio do controlador LQR.

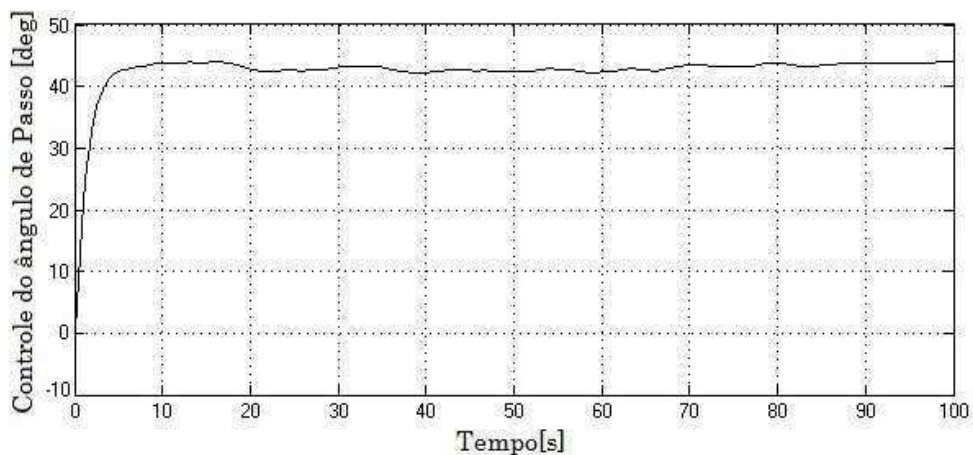


Figura 6.11: Ângulo de Passo.

Os efeitos da perturbação não é severamente sentida nas primeiras duas saídas do sistema, que são as velocidades angulares mostradas na Figura 6.12 e na Figura 6.13, no

entanto, no caso da velocidade angular do gerador, um erro de estado estacionário pode ser distinguido na Figura 6.13b.

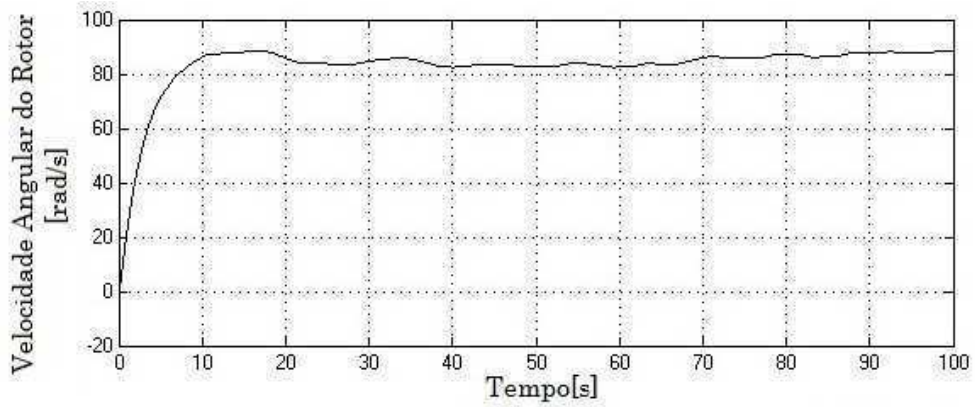


Figura 6.12: Velocidade Angular do Rotor com controlador LQR.

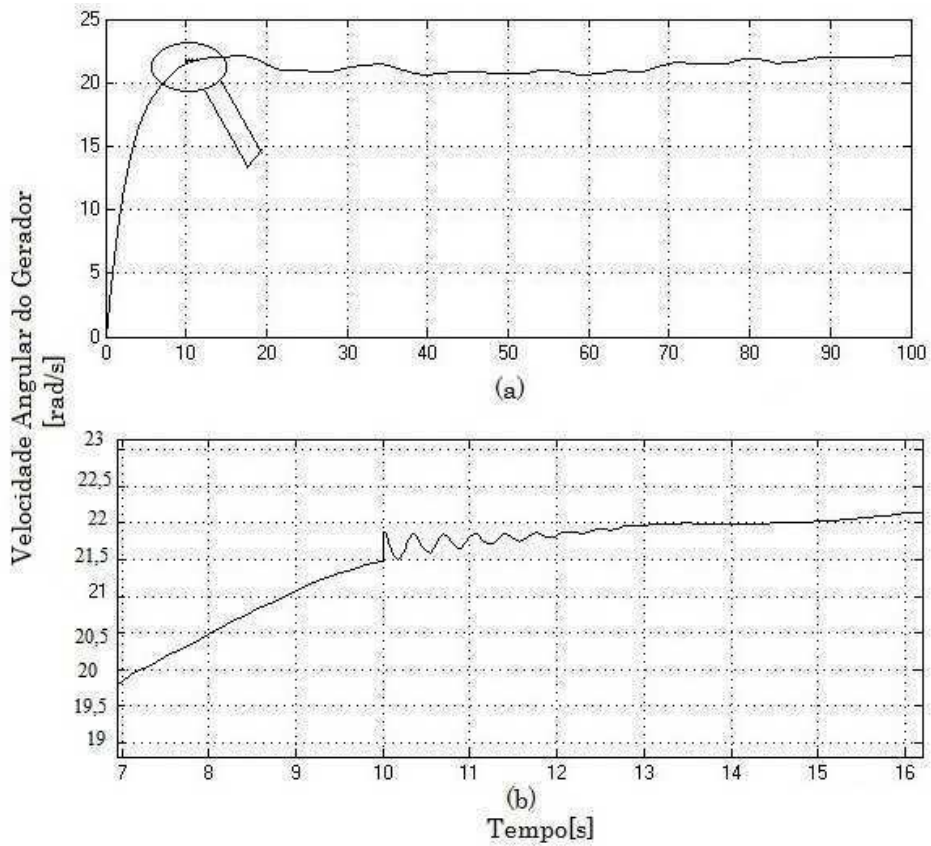


Figura 6.13: Velocidade Angular do Gerador com controlador LQR.

Além disso, na flexão das lâminas, mostrado na Figura 6.14 foi observada uma redução das amplitudes iniciais, mas assim como nas duas saídas anteriores, a perturbação não é

rejeitada.

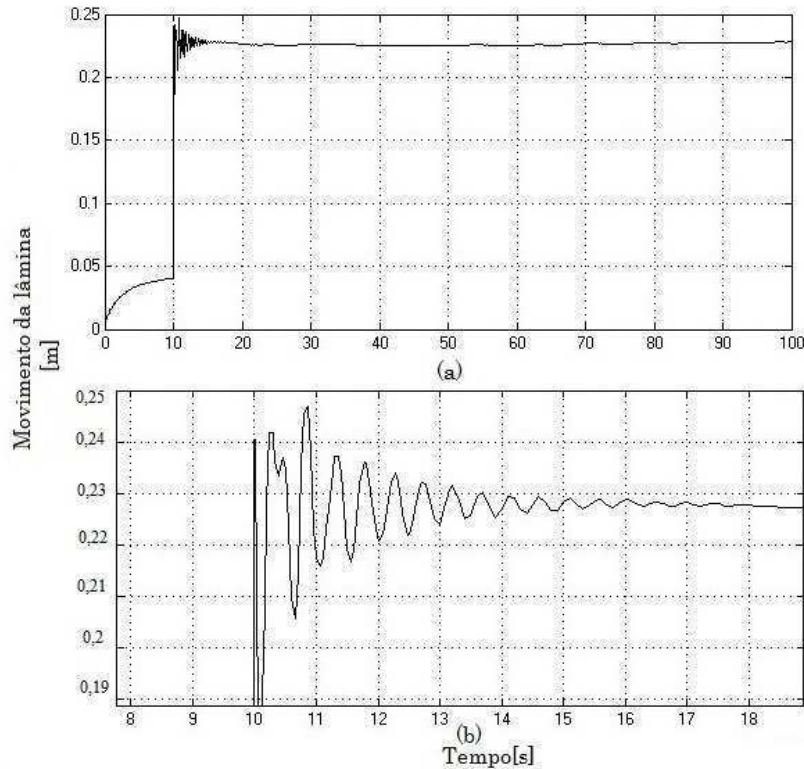


Figura 6.14: Movimento das Lâminas com controlador LQR.

Em relação às oscilações da torre, os desempenhos foram alterados, e um aumento da amplitude e do erro de estado estacionário, foi observada na Figura 6.15b. Vários ensaios para melhorar a resposta no que diz respeito às oscilações mecânicas foram feitas.

Por causa dos erros existentes no estado estacionário, mesmo insignificantes (como no caso linear), e também devido ao fato de o sistema não rejeitar perturbações ao degrau, adicionamos integradores no caminho direto.

Neste caso, no entanto, as simulações mostrou que as performances com quatro integradores prejudica o sistema. Vários testes foram realizados, com um, dois e quatro integradores do sistema em malha fechada. Infelizmente, os resultados obtidos demonstraram que a adição de mais do que um integrador pode alterar seriamente os desempenhos. As saídas do sistema estão fortemente acoplados e devido a isso se deve a melhoria do controle.

Em conclusão, a melhor resposta foi obtida com um integrador adicionado para a saída do sistema. O diagrama de blocos do sistema em malha fechada com o controlador LQR com ação intergral - LQI mostrado na Figura 6.3, e implementado no simulink na Figura 6.16.

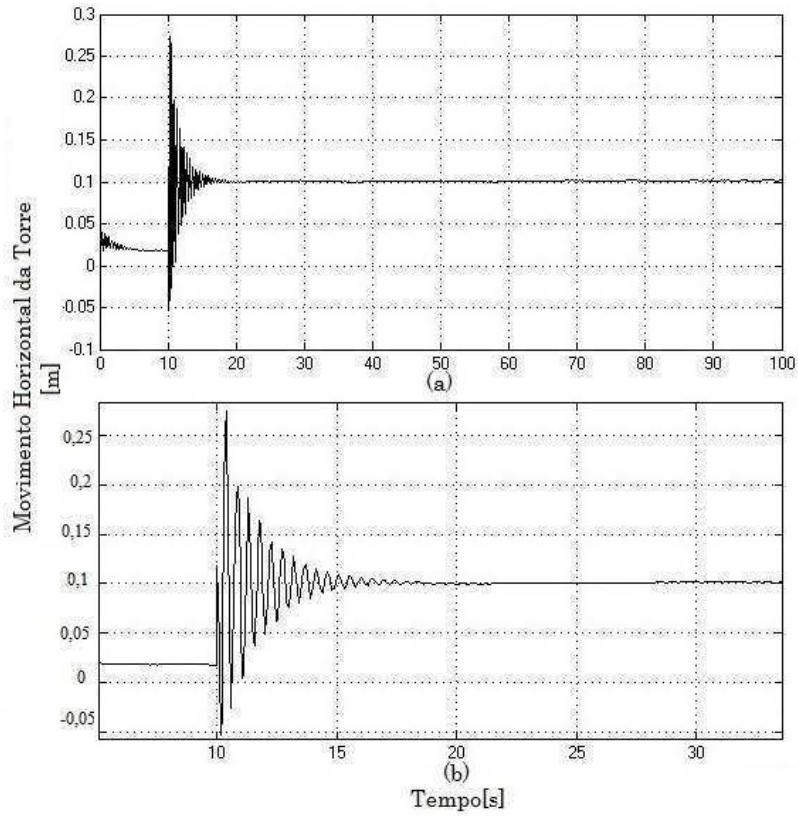


Figura 6.15: Movimento Horizontal da Torre com controlador LQR.

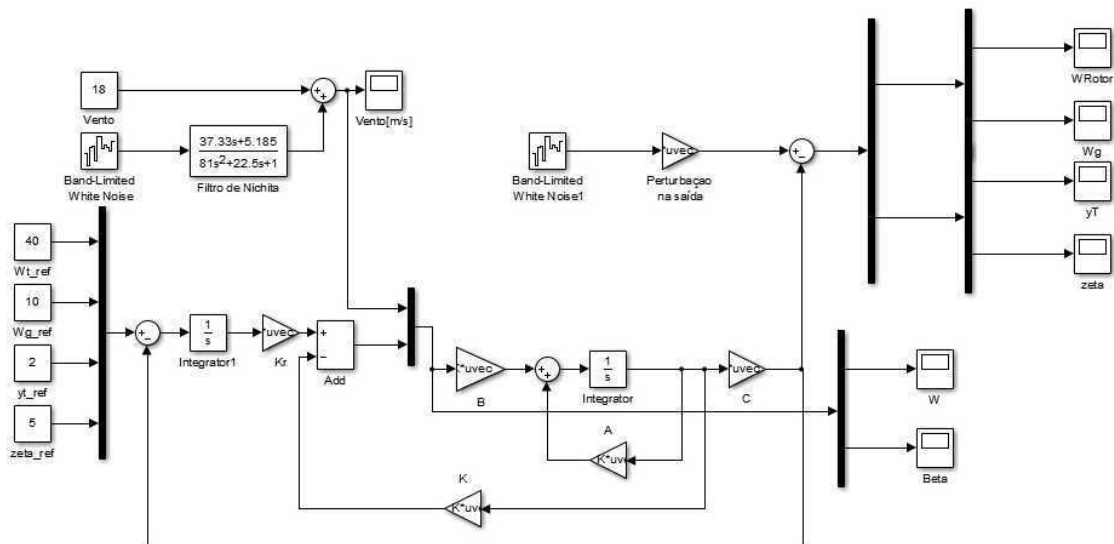


Figura 6.16: Diagrama de blocos em sistema de malha fechada com controlador LQR com ação integral no simulink.

Nas figuras a seguir, observamos os resultados obtidos na simulação.

Nas Figura 6.17 e Figura 6.18, verifica-se que as velocidades angulares do rotor e do gerador como saída seguem a referência do sistema, mantendo pois os seu valores nominais impostos.

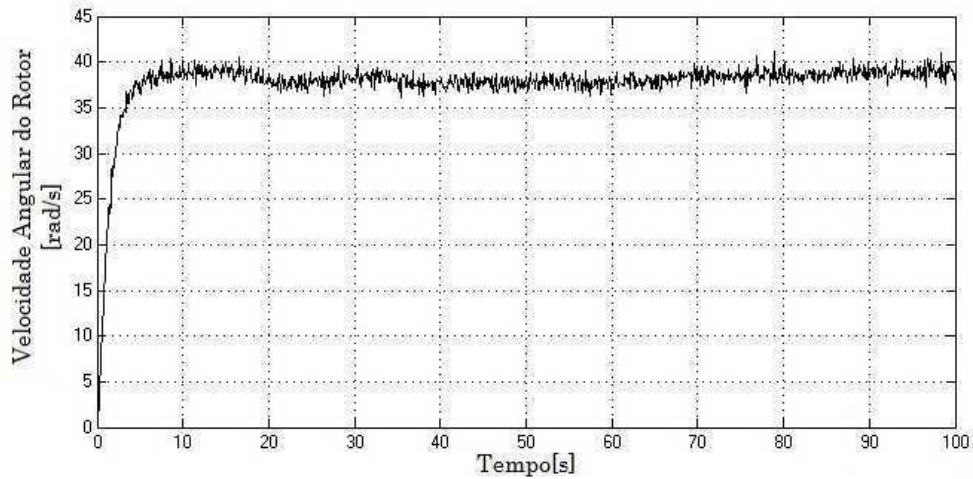


Figura 6.17: Velocidade Angular do Rotor.

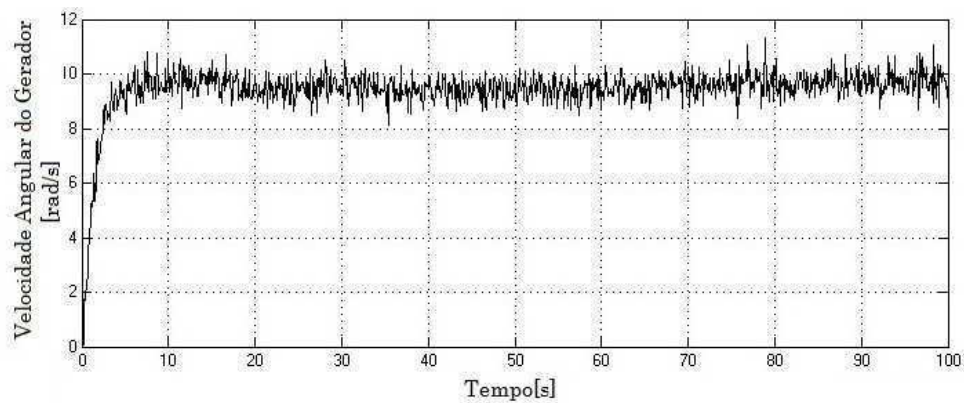


Figura 6.18: Velocidade Angular do Gerador.

Ao mesmo tempo, as variáveis que se destinam a serem minimizadas, ou seja, o primeiro modo de movimentação de aba das lâminas (Figura 6.19) e a dobragem da torre ilustrado na Figura 6.20, têm valores extremamente pequenos.

As lâminas têm um desvio de cerca de 5 cm, enquanto a torre tem um movimento insignificante na direção horizontal.

As lâminas e a torre têm desvios de cerca de 3 mm e 20 cm, respectivamente, que são insignificantes em comparação com o comprimento da lâmina de 22 m, e a altura da torre de cerca de 60 m.

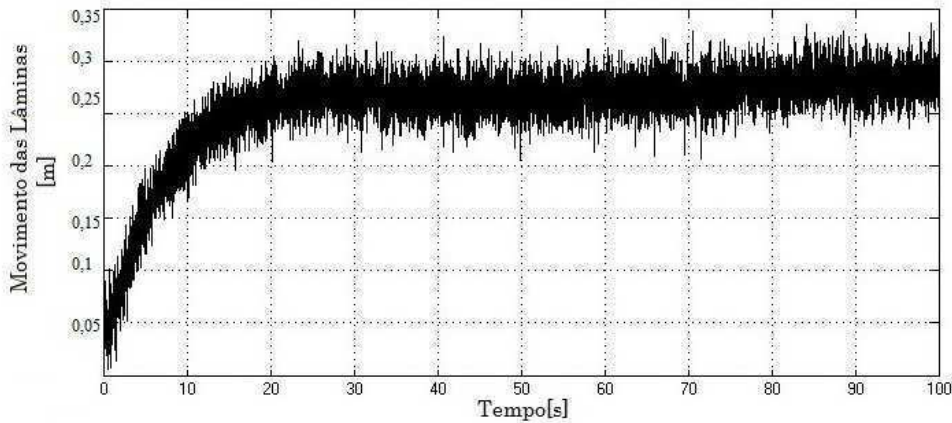


Figura 6.19: Movimento da Lâmina

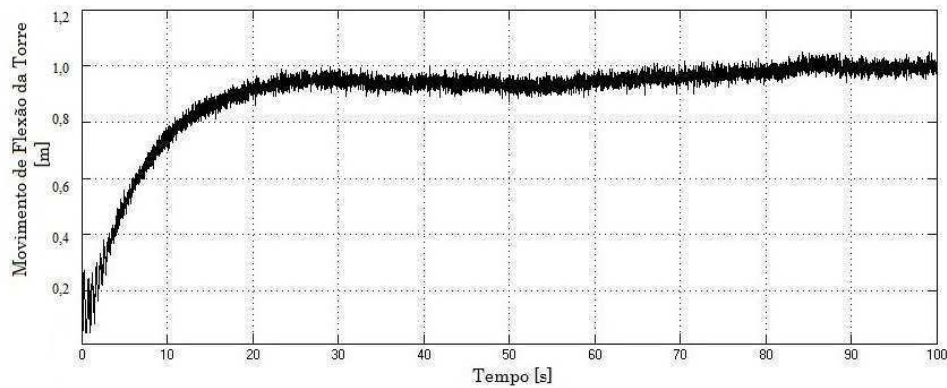


Figura 6.20: Movimento de Flexão da Torre

Porém, uma das saídas que nós consideramos como o mais importante para um controle mais preciso conforme ilustrado na Figura 6.21, é a potência elétrica do sistema, que pode ser concebida pelo circuito de malha fechada com um único integrador apenas para ele.

A seguir, tem-se a resposta do sistema linear controlado com o mesmo controlador LQR com ação integral conforme ilustrado na Figura 6.22 que corresponde à potência elétrica de saída.

Os resultados das simulações mostraram que este método apresentou um bom desempenho dinâmico de forma simples e eficaz, sendo controlável e não contém modos não observáveis. Uma propriedade importante do LQR é que o previsto nas condições, garantem que o sistema em malha fechada permaneçam nominalmente estáveis.

Este método pode reduzir a densidade do movimento do atuador de forma eficiente e tem um bom desempenho do controle na velocidade de rotação do gerador.

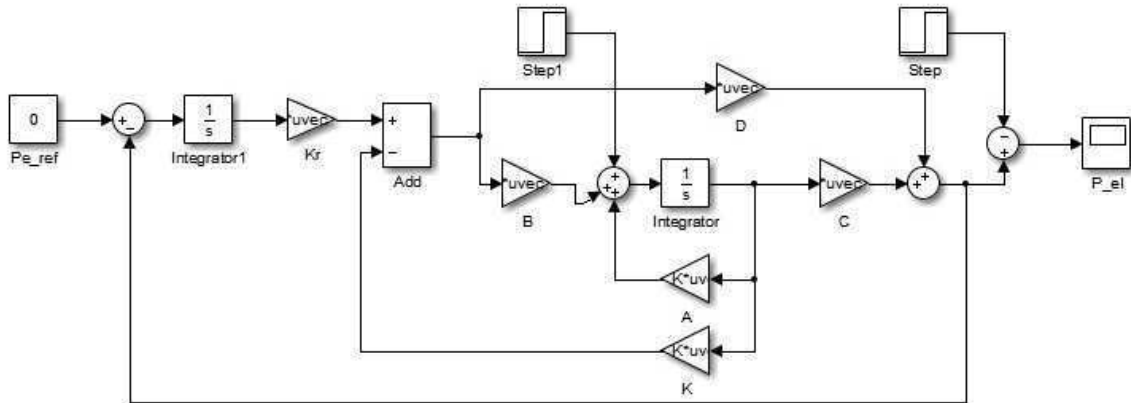


Figura 6.21: Diagrama de blocos do sistema em malha fechada para Potência Elétrica.

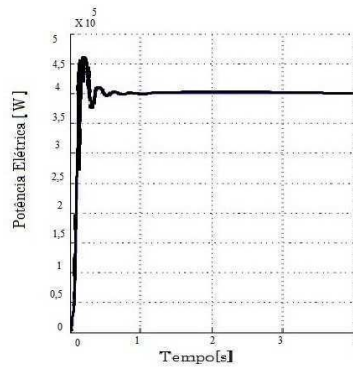


Figura 6.22: Potência Elétrica do Sistema.

6.8 Controlador Linear Quadrático Gaussiano - LQG

Para o projeto do controlador ótimo foram definidos as matrizes de ponderação de acordo com a regra de Bryson, identificado por QN , RN :

$$QN = \begin{bmatrix} 0,5 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 200 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 10 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad RN = \begin{bmatrix} 0,1 & 0 & 0 \\ 0 & 0,1 & 0 \\ 0 & 0 & 0,1 \end{bmatrix},$$

Também foi definido as matrizes de covariâncias, onde ω é expresso pela perturbação externa do processo e v o ruído de medição. De acordo com a seção 6.5, eles são sinais não correlacionados, com matrizes de densidades de potência espectral, dado por W e V :

$$W = \begin{bmatrix} 0,3 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,5 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,7 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0,8 \end{bmatrix} \quad V = \begin{bmatrix} 0,8 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,9 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0,3 \end{bmatrix}.$$

Os ganhos ótimos da função de custo do LQR são:

$$K = \begin{bmatrix} 18,0062 & 0,1572 & 0,1074 & -15,2486 & 4,5550 & -0,0290 & -0,0125 & 2,4630 \\ -0,0007 & -0,0000 & -0,0000 & 0,0003 & -0,0003 & -0,0000 & -0,0000 & -0,0000 \\ -0,0660 & -0,0422 & -0,0200 & 0,0640 & -0,0147 & 0,0005 & 0,0001 & -0,0123 \end{bmatrix}.$$

E a matriz do ganho integral K_i

$$K_i = \begin{bmatrix} -0,4384 & -43,8449 & 0,0000 & -0,0004 \\ -0,0000 & -0,0003 & 0,0000 & 0,0000 \end{bmatrix}.$$

Por fim segue o resultado do ganho do Filtro de Kalman:

$$K_f = \begin{bmatrix} 0,0011 & 0,0023 & 0,0000 & 0,0000 \\ 0,0004 & 0,0008 & 0,0000 & 0,0000 \\ 0,0005 & 0,0016 & 0,0000 & 0,0000 \\ 0,5652 & 1,1346 & 0,0005 & 0,0010 \\ 0,5673 & 1,2094 & 0,0007 & 0,0010 \\ -0,0003 & -0,0015 & -0,0000 & 0,0000 \\ -0,0018 & -0,0032 & 0,0000 & 0,0000 \\ -0,2621 & -0,4629 & -0,0013 & -0,0013 \\ 0,1525 & 0,3042 & 0,0033 & 0,0027 \end{bmatrix}.$$

De acordo com a Figura 6.23, o fluxograma do controlador LQG com ação integral é apresentado:

Na Figura 6.24 apresenta-se o modelo do controlador LQG implementado no MATLAB/SIMULINK.

Para uma pequena variação entre os valores iniciais pode ser observado o sinal de comando apresentado na Figura 6.25, o que corresponde a variação da velocidade do vento.

O tempo médio de estabilização é 2 segundos, que é uma reação rápida e porque a variação é bastante pequena que não afeta os componentes da turbina eólica.

O perfil de vento usado para estas simulações é ilustrado na Figura 6.9.

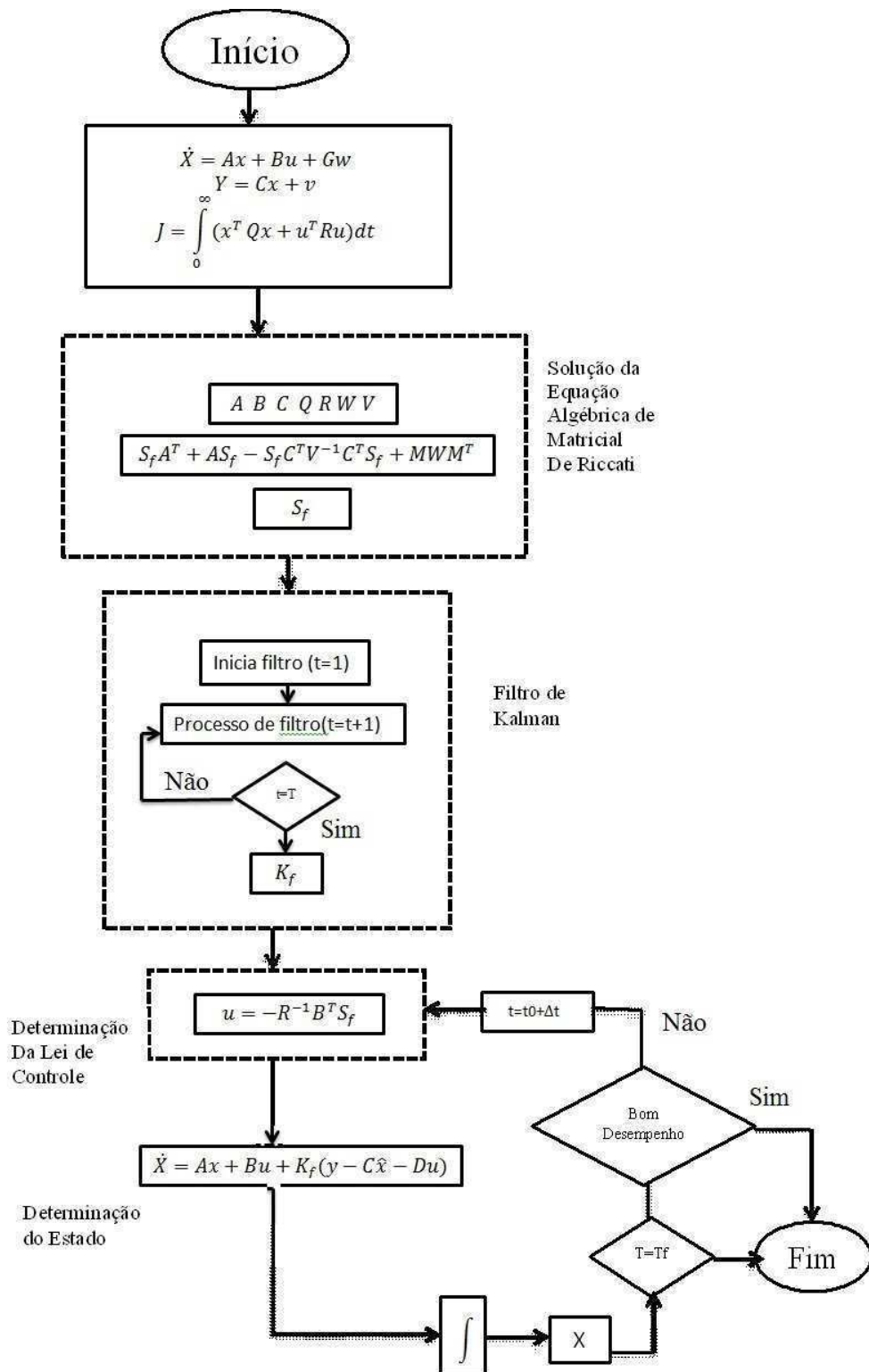


Figura 6.23: Fluxograma do Controlador LQG com ação integral.

Na Figura 6.26 e na Figura 6.27 ilustra-se que o controlador LQG consegue minimizar a perturbação do erro e os valores nominais do sistema de saída.

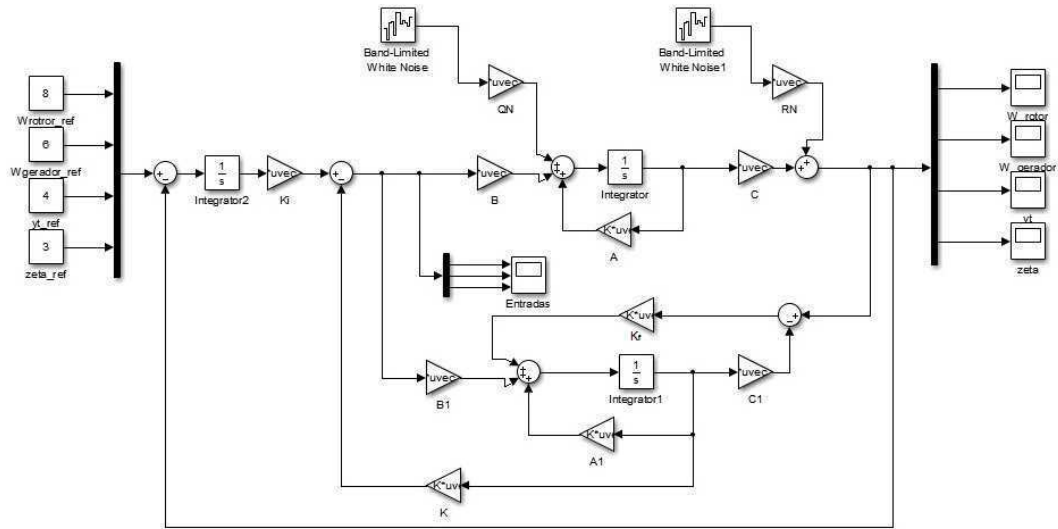


Figura 6.24: Controlador LQG com ação integral implementado no Simulink.

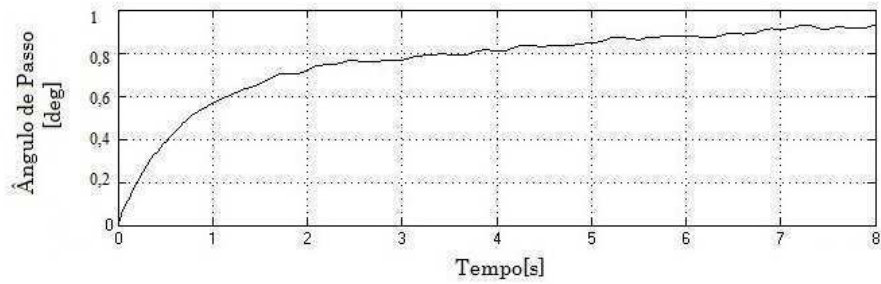


Figura 6.25: Sinal de Controle do Ângulo de Passo com o Controlador LQG com ação integral.

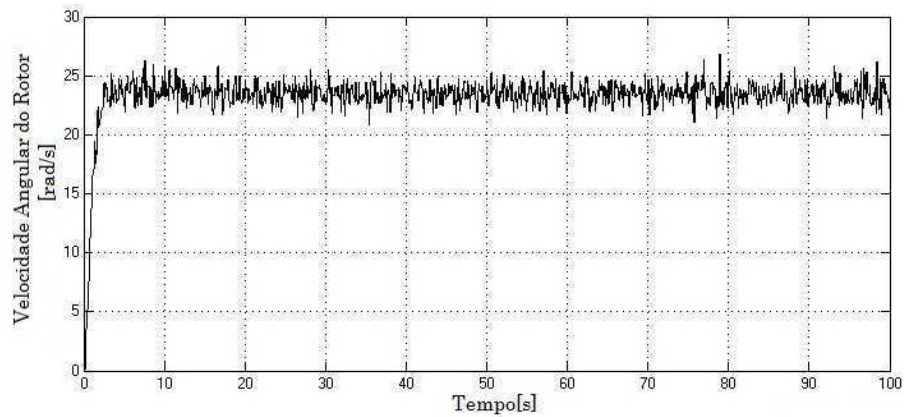


Figura 6.26: Velocidade Angular do Rotor com Controlador LQG.

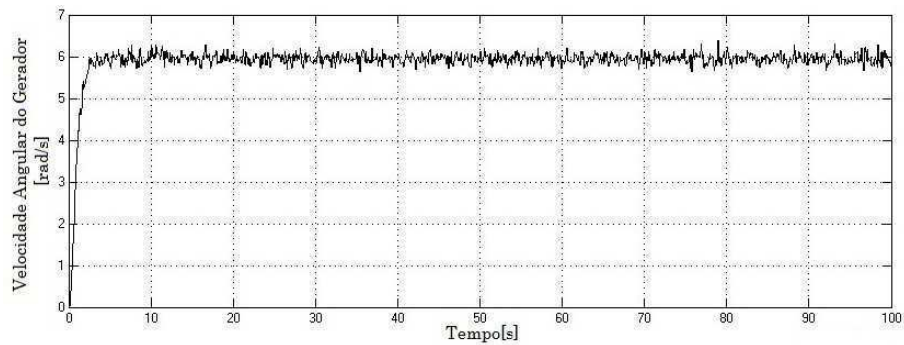


Figura 6.27: Velocidade Angular do Gerador com Controlador LQG.

Por sua vez, a Figura 6.28, e a Figura 6.29 ilustram os desempenhos em termos de solicitações mecânicas da torre de turbina eólica e as lâminas.

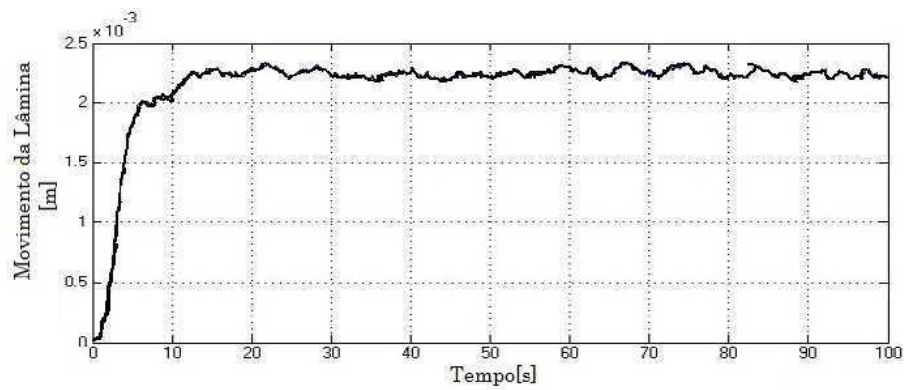


Figura 6.28: Movimento de Flexão das Lâminas com Controlador LQG.

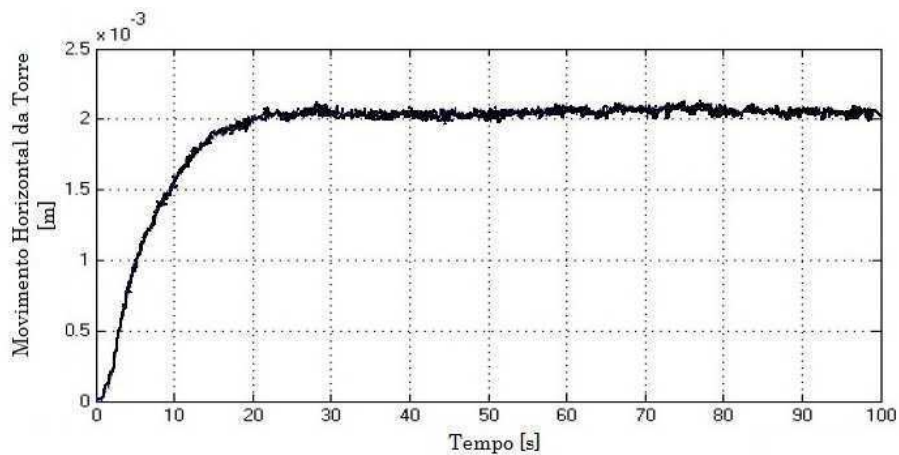


Figura 6.29: Movimento Horizontal da Torre com Controlador LQG.

O regulador mantém os valores da velocidade de rotação do rotor e do gerador, respectivamente, em torno dos valores nominais aplicadas. O controlador LQG foi testado para várias velocidades de vento, e as diferenças foram insignificantes.

Na Figura 6.30 a curva de potência de saída do sistema é dado obtido para a velocidade do vento a uma velocidade de $18m/s$.

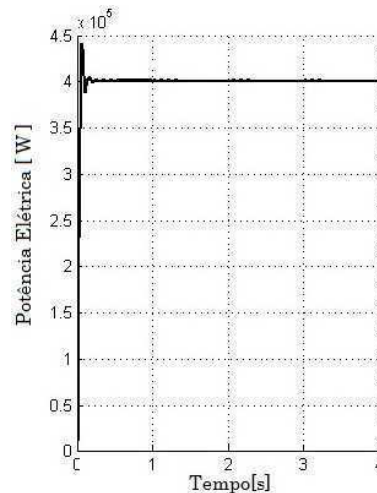


Figura 6.30: Potência Elétrica com Controlador LQG.

Isto demonstra a robustez do controlador e mostra que pode ser utilizada em toda a zona de funcionamento. Note-se que bons resultados também foram obtidos para a velocidade do vento inferior a $18 m/s$. No entanto, estes resultados não foram aqui apresentados, uma vez que neste caso, os objetivos de controle são diferentes e a técnica de campo não é utilizado em instalações industriais.

O controlador LQG garante não só a potência de saída, mas também as referências de velocidade do rotor e gerador, tornando possível diminuir significativamente as solicitações induzidas na estrutura mecânica da turbina.

6.9 Conclusão

As soluções de controle de propostas para o modelo multivariado foram os reguladores linear quadrático. Cada método trouxe alguma melhora em relação aos outros, e cada um tratado de diferentes aspectos relacionados com o controle. O padrão LQR provou não rejeitar distúrbios, e uma ação integral foi adicionado a fim de eliminar os erros de estado estacionário, mas também para assegurar constantes rejeições de perturbação.

Os controladores LQG considerados os ruídos e distúrbios como ruídos brancos, provou que bons resultados podem ser obtidos por esta abordagem também. Um inconveniente

encontrado foi o fato de que, devido ao forte acoplamento das entradas e saídas do sistema, regulação simultânea de todas as quatro saídas é extremamente difícil. Outro aspecto importante a ser mencionado é que, embora na simulação foram obtidos bons resultados com relação às respostas de circuito em malha fechada, os métodos LQ garantem a estabilidade interna do circuito em malha fechada com relação às incertezas de modelagem.

Os resultados obtidos demonstram que estes tipos de controladores permitem o alívio do estresse mecânico e garantem boas atuações de todo o regime de velocidades de vento acima do nominal.

Capítulo 7

Conclusões e Perspectivas

Nesta dissertação foi apresentada uma descrição detalhada da turbina eólica e os controladores LQR e LQG com ações integrais para o controle do ângulo de passo das turbinas de velocidade variável, apresentando-se como uma alternativa ao controle Proporcional-Integral utilizado atualmente.

A modelagem da turbina de vento é extremamente complexa e o ambiente em que a operam é extremamente dinâmico. Modelos precisos devem conter graus de liberdade suficiente para capturar os mais importantes efeitos dinâmicos. Foi por isso que nós escolhemos duas abordagens: a modelagem e o controle das turbinas eólicas.

Toda a pesquisa foi concentrada sobre o regime de velocidades de vento acima do nominal, onde as forças e solicitações que são exercidas pelo vento sobre a turbina são os mais significativos, pois é neste regime que as turbinas correm o risco de serem danificadas.

Um estudo sobre os tipos de controle de geração de potência foi realizado e foi constatado que turbinas com ângulo de passo variável tem um melhor desempenho em relação às de ângulo fixo. Este controle é geralmente feito com controladores do tipo PI, mas que devido a sua complexidade alguns parâmetros são de difícil obtenção, pois os fabricantes não permitem a divulgação.

A técnica adotada foi o controle "passo coletivo". No entanto, os objetivos de regulação de turbinas eólicas são muito mais complicadas e incluem múltiplas finalidades. Por exemplo, além de limitação de energia elétrica, uma atenção especial é dada às solicitações dos servomotores que giram as pás, e também na manutenção da operação segura da turbina, maximizando a potência e reduzindo as cargas de fadiga prejudiciais.

Assim o modelo matemático, em que se aborda os aspectos do impulso do eixo de transmissão como o movimento horizontal de flexão da torre e movimento de flexão das lâminas em altas velocidades de vento não sendo mais negligenciados. Foi obtido um modelo multivariável de 8° ordem com intuito que combine os componentes mais importantes

da turbina que são aerodinâmica e a mecânica do sistema. Para tal modelo, os algoritmos clássicos (PID) não são mais suficientes.

Uma desvantagem dos métodos de controle clássicos é que vários circuitos de comando devem ser utilizados para amortecer simultaneamente vários modos de turbinas flexíveis. O controle em diferentes zonas de funcionamento é multivariável, se esses controles não são projetados com muito cuidado, essas malhas de controle interferem uns com os outros e faz com que a turbina se torne instável. O potencial que desestabiliza a turbina, cresce quando as turbinas se tornam maiores e mais flexíveis, e o grau de acoplamento entre os modos flexíveis aumentam. Por outro lado, métodos de projeto de controle multivariável, multi-entrada multi-saída avançada (MIMO), tais como aqueles baseados em modelos de espaço de estado, podem ser usados para atender a esses múltiplos objetivos de controle e usar todos os atuadores disponíveis e entradas de controle em uma malha de controle única.

Para tal fato, propusemos dois algoritmos que foram apresentados de forma gradual, a fim de enfatizar as vantagens e desvantagens apresentadas por cada um deles. Se os controladores quadráticos lineares clássicos exercem bons desempenhos na ausência de distúrbios, através da adição de integradores no circuito, puderam garantir a eliminação de erros de estado estacionário e também de perturbações constantes. Se os ruídos que afetam o sistema são modelados como ruídos brancos, então o uso de controladores LQG tornam-se necessário. Uma melhoria foi trazida pelo projeto de um controlador LQG com estimativa de perturbação. Por isso, consideramos os distúrbios como um conjunto extra de variáveis de estado.

Os métodos de controle ofereceram uma visão sobre a evolução da perturbação que atuam sobre o sistema e também tentaram estimá-lo. Além disso, com os resultados obtidos no domínio linear, fizemos um passo à frente, ao tentar validar os algoritmos que foram utilizados no modelo linear.

Como perspectivas para trabalhos futuros, pode-se citar:

- Estender o modelo adicionando o desenvolvimento da parte do modelo elétrico que permita o estudo e a interação da turbina com a rede elétrica;
- Incluir no modelo a opção de controle de guinada. Por isso, não apenas as lâminas podem ser controladas para modificar a aerodinâmica do rotor, mas também a nacele pode ser orientada para uma melhor captura das correntes do vento;
- Validação dos algoritmos de controle em uma plataforma experimental. Neste ponto os resultados permaneceriam na área de simulação, mas testando-as em uma verdadeira turbina, eles poderiam se tornar mais precisos e relevantes;

- A concepção de um algoritmo de controle apropriado para todos os regimes de trabalho da turbina e também para a transição do vento. O controle do sistema deve permitir a passagem do controle de torque na área abaixo da nominal por exemplo, para o campo de controle multivariável no referido regime nominal. A dificuldade em cobrir todo o domínio não vem apenas a partir do funcionamento de um interruptor simples de um ponto para outro, mas também a partir do fato de que cada regime impõe uma estratégia de controle diferente;
- Aplicar um controlador preditivo multivariável - MPC (do inglês *Model Predictive Controller*) no sistema ou um controlador livre com modelo recursivo que acreditamos que pode-se tornar uma solução viável para o futuro, pois é simples de implementar, fácil de projetar e ajustar, e não requer qualquer identificação do modelo. Pode ser aplicado diretamente sobre o modelo não-linear e através de sua arquitetura simples, torna-se de fácil implementação em processos reais.

Referências Bibliográficas

ABO-KHALIL, A. G.; LEE, D.-C. Mpppt control of wind generation systems based on estimated wind speed using svr. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 55, n. 3, p. 1489–1490, 2008.

ACKERMANN, T. et al. *Wind power in power systems*. [S.l.]: Wiley Online Library, 2005.

AKHMATOV, V. *Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power*. [S.l.]: Electric Power Engineering, Ørsted-DTU, Technical University of Denmark, 2003.

AKHMATOV, V. et al. Modelling and transient stability of large wind farms. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 25, n. 2, p. 123–144, 2003.

AKHMATOV, V.; NIELSEN, A. H. Fixed-speed active-stall wind turbines in offshore applications. *European Transactions on Electrical Power*, Wiley Online Library, v. 15, n. 1, p. 1–12, 2005.

ANDERSON, B. D.; MOORE, J. B. *Optimal control: linear quadratic methods*. [S.l.]: Courier Dover Publications, 2007.

ATHANS, M. The linear quadratic lqr problem. *Massachusetts Institute of Technology, Massachusetts*, 1981.

AVALLONE, E. A.; BAUMEISTER, T.; SADEGH, A. *Marks' Standard Handbook For Mechanical Engineers (Standard Handbook for Mechanical Engineers)*. [S.l.]: Mcgraw-Hill Professional, 2006.

BARBOSA, R. S. *Aplicação de sistemas multicorpos na dinâmica de veículos guiados*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 1999.

BARROS, L. *Uma Estratégia de Controle para o melhoramento do comportamento dinâmico de máquinas de indução duplamente alimentadas operando como geradores eólicos*. Tese (Doutorado) — Tese de Doutorado, Universidade Federal de Campina Grande, Brasil, 2006.

BIANCHI, F. D.; BATTISTA, H. D.; MANTZ, R. J. *Wind turbine control systems: principles, modelling and gain scheduling design*. [S.l.]: Springer, 2006.

- BOSSANYI, E. The design of closed loop controllers for wind turbines. *Wind energy*, Wiley Online Library, v. 3, n. 3, p. 149–163, 2000.
- BOSSANYI, E. Developments in individual blade pitch control. In: *Proceedings of “the Science of Making Torque from Wind” Conference*. [S.l.: s.n.], 2004. p. 486–497.
- BOUKHEZZAR, B.; SIGUERDIDJANE, H. et al. Comparison between linear and nonlinear control strategies for variable speed wind turbine power capture optimization. In: *Proceedings of Fourth International Conference and Exhibition on Ecological Vehicles and Renewable Energies*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 26–29.
- BRYSON, A. E. *Applied linear optimal control: examples and algorithms*. [S.l.]: Cambridge University Press, 2002.
- BURTON, T. et al. *Wind energy handbook*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011.
- BYSTRYK, J.; SULLIVAN, P. Small wind turbine power control in intermittent wind gusts. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Elsevier, v. 99, n. 5, p. 624–637, 2011.
- CAMBLONG, H.; VIDAL, M. R.; PUIGGALI, J. Principles of a simulation model for a variable-speed pitch-regulated wind turbine. *Wind Engineering*, Multi-Science, v. 28, n. 2, p. 157–175, 2004.
- CHEN, C.-T. *Linear system theory and design*. [S.l.]: Oxford University Press, Inc., 1995.
- CONROY, J.; WATSON, R. Torsional damping control of gearless full-converter large wind turbine generators with permanent magnet synchronous machines. *Wind Engineering*, Multi-Science, v. 31, n. 5, p. 325–340, 2007.
- DORATO, P.; CERONE, V.; ABDALLAH, C. *Linear-quadratic control: an introduction*. [S.l.]: Simon & Schuster, 1994.
- DORF, R. C.; BISHOP, R. H. *Modern control systems*. [S.l.]: Pearson, 2011.
- DURAND, W. F. et al. *Aerodynamic theory*. [S.l.]: Springer, 1935.
- EGGLESTON, D. M.; STODDARD, F. *Wind turbine engineering design*. Van Nostrand Reinhold Co. Inc., New York, NY, 1987.
- FILHO, J. G. B. *CONTROLE ROBUSTO LQG/LTR COM RECUPERACAO DO GANHO DA MALHA DE TRANSFERÊNCIA*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Maranhão, Abril 2006.
- FOX, R. W.; MCDONALD, A. T.; PRITCHARD, P. *Introdução à mecânica dos fluidos*. [S.l.]: Livros Técnicos e Científicos, 2006.
- GARCIA-SANZ, M.; HOUPIS, C. H. *Wind energy systems: control engineering design*. [S.l.]: CRC Press, 2012.
- GASPARETTO, V. Gerador eólico para sistemas interligados. 2007.

- GIERAS, J. F. Performance characteristics of a transverse flux generator. In: IEEE. *Electric Machines and Drives, 2005 IEEE International Conference on*. [S.l.], 2005. p. 1293–1299.
- GOLDSTEIN, H. *Classical mechanics*. [S.l.]: Pearson Education India, 1962.
- HANSEN, A. D.; MICHALKE, G. Modelling and control of variable-speed multi-pole permanent magnet synchronous generator wind turbine. *Wind Energy*, Wiley Online Library, v. 11, n. 5, p. 537–554, 2008.
- HAU, E. Wind turbines: Fundamentals. *Technologies, Application, Economics—2nd edition—Springer-Verlag Berlin Heidelberg*, 2006.
- HOŘAVA, P. *Simulace malé větrné elektrárny se Savoniovým-Darrieovým rotorem*. Tese (Doutorado) — Vysoké učení technické v Brně. Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, 2014.
- JAIN, P. *Wind energy engineering*. [S.l.]: McGraw Hill Professional, 2011.
- JAUCH, C. Transient and dynamic control of a variable speed wind turbine with synchronous generator. *Wind Energy*, Wiley Online Library, v. 10, n. 3, p. 247–269, 2007.
- JELAVIĆ, M. et al. Design of a wind turbine pitch controller for loads and fatigue reduction. In: *European Wind Energy Conference & Exhibition, EWEC 2007*. [S.l.: s.n.], 2007.
- JOHNSON, M.; GRIMBLE, M. Recent trends in linear optimal quadratic multivariable control system design. In: IET. *Control Theory and Applications, IEE Proceedings D*. [S.l.], 1987. v. 134, n. 1, p. 53–71.
- KAIMAL, J. et al. Spectral characteristics of surface-layer turbulence. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, Wiley Online Library, v. 98, n. 417, p. 563–589, 1972.
- KEDJAR, B.; AL-HADDAD, K. Dsp-based implementation of an lqr with integral action for a three-phase three-wire shunt active power filter. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 56, n. 8, p. 2821–2828, 2009.
- KWAKERNAAK, H.; SIVAN, R. *Linear optimal control systems*. [S.l.]: Wiley-interscience New York, 1972.
- LANGREDER, W. Models for variable speed wind turbines. *CREST, Loughborough University of Technology*, 1996.
- LAROCHE, E. Commande optimale. *ENSPS-3A ISAV*, 2004.
- LEITE, A. P.; FALCÃO, D. M.; BORGES, C. L. Modelagem de usinas eólicas para estudos de confiabilidade. *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, SciELO Brasil, v. 17, n. 2, p. 177–188, 2006.
- LEITHEAD, W.; CONNOR, B. Control of variable speed wind turbines: design task. *International Journal of Control*, Taylor & Francis, v. 73, n. 13, p. 1189–1212, 2000.

- LEITHEAD, W.; SALLE, S. De la; REARDON, D. Role and objectives of control for wind turbines. In: IET. *IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution)*. [S.l.], 1991. v. 138, n. 2, p. 135–148.
- LEMOS, N. A. *Mecânica analítica*. [S.l.]: Editora Livraria da Física, 2007.
- LI, H.; CHEN, Z. Overview of different wind generator systems and their comparisons. *IET Renewable Power Generation*, IET, v. 2, n. 2, p. 123–138, 2008.
- LIEBST, B. A pitch control system for the kamewa wind turbine. *Journal of dynamic systems, measurement, and control*, American Society of Mechanical Engineers, v. 107, n. 1, p. 47–52, 1985.
- LIU, H. et al. Optimal regulator-based control of electronic power transformer for distribution systems. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 79, n. 6, p. 863–870, 2009.
- LUBOSNY, Z. *Wind turbine operation in electric power systems: advanced modeling*. [S.l.]: Springer Berlin, 2003.
- MACEDO, A. V. d. A. *Controle do Ângulo de Passo de uma Turbina Eólica Utilizando Lógica Fuzzy*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Campina Grande, Junho 2012.
- MARTINEZ, J. *Modelling and Control of Wind Turbines*. Tese (Doutorado) — Imperial College London London, 2007.
- MIGLIORE, P. Comparison of naca 6-series and 4-digit airfoils for darrieus wind turbines. *Journal of Energy*, v. 7, n. 4, p. 291–292, 1983.
- MOREIRA, C. C. L. et al. Identification and development of microgrids emergency control procedures. 2013.
- MOTA, W. S. Simulação de transitórios eletromecânicos em sistemas de potência. *EPGRAF, Campina Grande-Brasil*, 2006.
- MOTA, W. S.; BARROS, L. S. Dynamic simulations of wind generators connected to distribution systems. In: IET. *Electricity Distribution, 2005. CIRED 2005. 18th International Conference and Exhibition on*. [S.l.], 2005. p. 1–4.
- MULJADI, E.; BUTTERFIELD, C. P. Pitch-controlled variable-speed wind turbine generation. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 37, n. 1, p. 240–246, 2001.
- MUNTEANU, I. et al. *Optimal control of wind energy systems: towards a global approach*. [S.l.]: Springer, 2008.
- MUYEEN, S.; TAMURA, J.; MURATA, T. *Stability augmentation of a grid-connected wind farm*. [S.l.]: Springer, 2009.
- NAIDU, D. S. *Optimal control systems*. [S.l.]: CRC press, 2002.

- NICHITA, C. et al. Large band simulation of the wind speed for real time wind turbine simulators. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 17, n. 4, p. 523–529, 2002.
- NOUIRA, I.; KHEDHER, A.; BOUALLEGUE, A. A contribution to the design and the installation of an universal platform of a wind emulator using a dc motor. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, v. 2, n. 4, p. 797–804, 2012.
- OGATA, K.; MAYA, P. Á.; LEONARDI, F. *Engenharia de controle moderno*. [S.l.]: LTC, 1998.
- PINTEA, A. *Optimal robust control of horizontal variable speed wind turbines*. Tese (Doutorado) — PhD Thesis, University Politehnica of Bucharest, 2011.
- PINTEA, A. et al. Modeling and power regulation of horizontal variable speed wind turbines. *Studies in Informatics and Control*, v. 20, n. 3, 2011.
- PPINTO, V. et al. Controle Ótimo aplicado À máquina de indução com rotor bobinado operando como gerador. CBA, n. 4986–4932, 2010.
- ROLAN, A. et al. Modeling of a variable speed wind turbine with a permanent magnet synchronous generator. In: IEEE. *Industrial Electronics, 2009. ISIE 2009. IEEE International Symposium on*. [S.l.], 2009. p. 734–739.
- SALLES, M. B. d. C. *Modelagem e análises de geradores eólicos de velocidade variável conectados em sistemas de energia elétrica*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2009.
- SILVA, K. F. da. *Controle e integração de centrais eólicas à rede elétrica com geradores de indução duplamente alimentados*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2006.
- SLOOTWEG, J. G. *Wind power: Modelling and impact on power system dynamics*. [S.l.]: TU Delft, Delft University of Technology, 2003.
- SØRENSEN, P.; HANSEN, A. D.; ROSAS, P. A. C. Wind models for simulation of power fluctuations from wind farms. *Journal of wind engineering and industrial aerodynamics*, Elsevier, v. 90, n. 12, p. 1381–1402, 2002.
- THIRINGER, T.; PETERSSON, A. Control of a variable-speed pitch-regulated wind turbine. *Dept. of Energy and Environ., Chalmers Univ. of Technol., Göteborg, Sweden*, 2005.
- TROFINO, A.; COUTINHO, D.; BARBOSA, K. A. *Sistemas Multivariáveis: Uma abordagem via LMI—versão preliminar*. [S.l.]: Universidade Federal de Santa Catarina, Apostila do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Florianópolis, 2003.
- WAGNER, H.-J.; MATHUR, J. *Introduction to wind energy systems*. [S.l.]: Springer, 2012.

- WANG, H. et al. Recursive model free controller for trajectory tracking of mimo nonlinear systems. In: IEEE. *Control & Automation (MED), 2010 18th Mediterranean Conference on*. [S.l.], 2010. p. 431–436.
- WENZEL, G. M. *Projeto aerodinâmico de pás de turbinas eólicas de eixo horizontal. 2007, 74 f.* Tese (Doutorado) — Tese(Graduação em Engenharia Mecânica)—Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.
- WILSON, D. G. et al. Active aerodynamic blade control design for load reduction on large wind turbines. In: *European Wind Energy Conference, Marseille, France*. [S.l.: s.n.], 2009. v. 26, n. 19, p. 643–678.
- WILSON, R. E.; LISSAMAN, P. B. Applied aerodynamics of wind power machines. *NASA STI/Recon Technical Report N*, v. 75, p. 22669, 1974.
- WRIGHT, A.; FINGERSH, L. *Advanced control design for wind turbines*. [S.l.]: National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-500-42437, 2008.
- WRIGHT, A.; STOL, K. A. Designing and testing controls to mitigate dynamic loads in the controls advanced research turbine. In: *Conference Paper 2008 ASME Wind Energy Symposium*. [S.l.: s.n.], 2008.
- WRIGHT, A. D. *Modern control design for flexible wind turbines*. [S.l.]: National Renewable Energy Laboratory, 2004.
- ZHOU, K. et al. *Robust and optimal control*. [S.l.]: Prentice Hall New Jersey, 1996.
- ZINGER, D. S.; MULJADI, E. Annualized wind energy improvement using variable speeds. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 33, n. 6, p. 1444–1447, 1997.

Apêndice A

Desenvolvimento do projeto dos controladores MATLAB/SIMULINK

O programa MATLAB é uma poderosa ferramenta de computação numérica em diversas áreas científicas e se tornou um ambiente efetivamente utilizado em engenharia para realizar cálculos matemáticos, desenvolver algoritmos, modelagem e simulação. O MATLAB contém um sistema interativo e linguagem de programação própria. Além de bibliotecas para cálculos aritméticos básicos, ainda oferece um grande número de ferramentas especializadas (toolboxes) para a resolução de problemas em áreas específicas, tais como estatística, programação linear, sistemas de controles, processamento de sinais, simulação dinâmica (Simulink) dentre diversas outras aplicações.

A.1 Valores Numéricos dos Parâmetros do Modelo Multivariável da Turbina de Vento

Símbolo	Medida Física	Valor
M_t	massa da torre e nacele	35000kg
M_b	massa de cada lâmina	3000kg
J_r	inércia do rotor	214000kgm ²
J_g	inércia do gerador	41000kgm ²
K_t	rigidez do torre	8500N/m
K_b	rigidez da lâmina	1000N/m
K_s	rigidez do eixo	11000Nm/rad

Símbolo	Medida Física	Valor
B_t	amortecimento do torre	$50000Ns/m$
B_b	amortecimento da lâmina	$10000Ns/m$
B_s	amortecimento do eixo	$60000Nms/rad$
N	número de lâminas	3
r_b	raio da lâmina	$8m$
D	diâmetro do rotor	$44m$
T_g	torque do gerador	$100000Nm$
B_g	amortecimento intrínseco do gerador	$7200kgm/s$
ω	velocidade angular	$8rad/s$
τ_β	constante de tempo	$0,18s$
P_n	potencia nominal	$400kW$

A.2 Valores Numéricos das Matrizes de Espaço de Estado do Sistema

$$A = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0; \\ -51,4 & 0 & 0 & -0,69 & 0,28 & 0 & 0 & -2 \\ 268,29 & 0 & 0 & 1,46 & -1,46 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -390,47 & 30,35 & 0,15 & 0 & -3,9 & 0,17 & -0,13 \\ 0 & 457,14 & -242,85 & -0,21 & 0 & 4,57 & -1,42 & -0,21 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -5,55 \end{pmatrix}$$

$$B = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & -2,44e-5 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 5,55 & 0 & 0 \end{pmatrix} \quad C = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0,25 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

A.3 Rotina do Controlador LQR

$$A = [0 \ 0 \ 0 \ 1 \ -1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0];$$

```

0 0 0 0 0 1 0 0;
0 0 0 0 0 0 1 0;
-51,4 0 0 -0,69 0,28 0 0 -2;
268,29 0 0 1,46 -1,46 0 0 0;
0 -390,47 30,35 0,15 0 -3,9 0,17 -0,13;
0 457,14 -242,85 -0,21 0 4,57 -1,42 -0,21;
0 0 0 0 0 0 0 -5,55];
B=[0 0;0 0;0 0;0 0;
0 -2,44e-5;0 0;0 0;5,55 0];
C=[0 0 0 1 0 0 0 0;
0 0 0 0 0,25 0 0 0;
0 0 1 0 0 0 0 0;
0 1 0 0 0 0 0 0];
Q=[0,5 0 0 0;
0 400 0 0;
0 0 1 0;
0 0 0 1];
Q1=C'*Q*C;
R=[17 0;0 10];
[K,P,E] = lqr(A,B,Q1,R)
Ki=-inv(R)*B'*inv((A-B*K)')*C'*Q

```

A.4 Rotina do Controlador LQG

```

A=[0 0 0 1 -1 0 0 0 0;
0 0 0 0 0 1 0 0 0;
0 0 0 0 0 0 1 0 0;
-51,4 0 0 -0,69 0,28 0 0 -2 0,04;
268,29 0 0 1,46 -1,46 0 0 0 0;
0 -390,47 30,35 0,15 0 -3,9 0,17 -0,13 0,04;
0 457,14 -242,85 -0,21 0 4,57 -1,42 -0,21 0,07;
0 0 0 0 0 0 0 -5,55 0;
0 0 0 0 0 0 0 0 -0,14];
B=[0 0 0;0 0 0;0 0 0;0 0 0;
0 -2,44e-5 0;0 0 0;0 0 0;5,55 0 0;0 0 1];

```

```
C=[0 0 0 1 0 0 0 0 0;  
0 0 0 0 0,25 0 0 0 0;  
0 0 1 0 0 0 0 0 0;  
0 1 0 0 0 0 0 0 0];  
D=[0 1e-5;0 0;0 0;0 0];  
Bz=[0; 0; 0; 0 ;0 ;0 ;0 ; 0; 1];  
QN=[0,5 0 0 0;0 200 0 0;0 0 10 0;0 0 0 1];  
Q1=C'*Q*C;  
RN=[0,1 0 0;0 0,1 0;0 0 0 ,1];  
[K,P,E]=lqr(A,B,Q1,RN);  
G=ss(A,[B,Bz],C,[D,D]);  
W=diag([0,3 0,5 0,7 0,8]);  
V=diag([0,8 0,1 0,9 0,3]);  
[Gk,Kf,Pf]= kalman(G,W,V)
```