



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO – UFERSA
UNIVERSIDADE ESTADUAL DO RIO GRANDE DO NORTE – UERN
MESTRADO EM CIÊNCIA DA COMPUTAÇÃO – MCC



DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Avaliação de um Regulador Linear Quadrático
Aplicado em DFIGs**

Camila Mara Vital Barros

Iguatemi Eduardo da Fonseca

Orientador

Jaidilson Jó da Silva

Orientador

Avaliação de um Regulador Linear Quadrático Aplicado em DFIGs

Trabalho de Dissertação apresentado à Coordenação do Curso de Pós-Graduação em Ciência da Computação da Universidade Federal Rural do Semi-Árido e Universidade do Estado do Rio Grande do Norte, em cumprimento às exigências para a obtenção do grau de Mestre em Ciência da Computação.

Área de Concentração: Infra-estrutura de Comunicação

Camila Mara Vital Barros

Orientanda

Iguatemi Eduardo da Fonseca, Dr.

Orientador

Jaidilson Jó da Silva, Dr.

Orientador

Mossoró – Rio Grande do Norte – Brasil

Fevereiro de 2011

Avaliação de um Regulador Linear Quadrático Aplicado em DFIGs

Camila Mara Vital Barros

Dissertação de mestrado aprovada em 24 de fevereiro de 2011 pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Dsc. Iguatemi Eduardo da Fonseca (Orientador)UFERSA

Prof. Dsc. Jaidilson Jó da Silva (Orientador)UFCG

Prof. Dsc. José Sérgio da Rocha Neto (Membro Externo)UFCG

Prof. Dsc. Idalmir de Souza Queiroz Júnior (Membro Interno)UFERSA

Catálogo da Publicação na Fonte.

Barros, Camila Mara Vital.

Avaliação de um Regulador Linear Quadrático Aplicado em DFIGs / Camila Mara Vital Barros. – Mossoró, RN, 2011.

96 f.

Orientador(a): Prof . Dr. Iguatemi Eduardo da Fonseca
Prof. Dr. Jaidilson Jó da Silva

Dissertação (Mestre). Universidade do Estado do Rio Grande do Norte.
Universidade Federal Rural do Semi-Árido. Programa de Pós-Graduação em
Ciência da Computação.

1. Energia Eólica - Dissertação. 2. Geradores de Indução - Dissertação.
3.Regulador Linear Quadrático - Dissertação. 4. Simulações Numéricas –
Dissertação. 5. Análise de Controle – Dissertação. I. Fonseca, Iguatemi Eduardo da.
II Silva, Jaidilson Jó.III.Universidade do Estado do Rio Grande do Norte. IV.Título.

UERN/BC

CDD 621.31242

Bibliotecária: Valéria Maria Lima da Silva CRB 15 / 451

*Aos meus pais, Antônio Vital e Odenir, ao
meu querido esposo Luciano e ao meu
pequeno príncipe, Isaac.*

Agradecimentos

A Deus, por ter me dado a vida;

Aos meus pais que sempre me deram carinho, apoio e incentivo;

Ao meu esposo Luciano pelo companheirismo e pelas contribuições a cerca desta dissertação;

Ao precioso sorriso de Isaac;

Aos meus Irmãos, Vital Neto e Almir Alexey, pelo apoio e torcida de cada etapa vencida;

Aos professores, Iguatemi (UFERSA) e Jaidilson (UFCG), pelo apoio e contribuição para a execução deste trabalho;

A Dona Neuma, Adriana, Uiara, Lalá e agora também a Lucila e Lugero pela torcida;

As queridas amigas de sempre: Lara e Ilara;

A toda a minha família, em especial a Tia Regina, pelo carinho e apoio incondicional de sempre;

Aos colegas do UFERSA/UERN (em especial a Valter) e da UFCG (em especial a Montiê);

As universidades UFERSA e UERN;

A CAPES pelo apoio financeiro;

A CAPES pela oportunidade (participação) no projeto PE087-2008, do edital PRÓ-ENGENHARIAS.

Sumário

Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xiv
Lista de Símbolos	xv
Resumo	xix
Abstract	xx
Capítulo 1 – Introdução	01
1.1 Contextualização	01
1.2 Objetivos	04
1.3 Metodologia	04
1.4 Revisão Bibliográfica	04
1.5 Organização do Texto	06
Capítulo 2 – Geradores Eólicos	08
2.1 Instalações Eólicas para Geração de Energia Elétrica	08
2.2 Conversão de Energia Eólica em Energia Mecânica	10
2.2.1 Forças Aerodinâmicas	10
2.2.2 Energia e Potência Extraída do Vento	11
2.2.3 A curva $c_p \times \lambda$	13
2.2.4 Limitação da Potência	14

2.2.4.1	Controle do ângulo de passo (<i>Pitch Control</i>)	14
2.2.4.2	Controle de Estol (Controle aerodinâmico)	15
2.3	Tipos de Turbinas Eólicas	16
2.3.1	Turbinas Eólicas de Velocidade Fixa	16
2.3.2	Turbinas Eólicas de Velocidade Variável	17
2.4	Características de Controle do DFIG	20
2.4.1	Estratégias de Controle no DFIG para o conversor C_1	21
2.4.2	Estratégia de Controle no DFIG para o conversor C_2	26
2.5	Considerações Finais	27
Capítulo 3 – Estudo das Técnicas de Controle		29
3.1	Introdução aos Sistemas de Controle	29
3.1.1	Teoria de Controle Clássico	30
3.1.1.1	Controlador de Duas Posições ou <i>On-Off</i>	31
3.1.1.2	Controlador Proporcional (P)	32
3.1.1.3	Controlador Integral (I)	33
3.1.1.4	Controlador Proporcional-Integral (PI)	33
3.1.1.5	Controlador Proporcional-Derivativo (PD)	34
3.1.1.6	Controlador Proporcional-Integral-Derivativo (PID)	35
3.2	Teoria de Controle Moderno	36
3.2.1	Modelagem de Sistemas no Espaço de Estados	36
3.2.2	Projeto de Sistemas de Controle no Espaço de Estados.....	38
3.2.2.1	Alocação de Pólos	38
3.2.2.2	Sistemas de Reguladores Quadráticos Ótimos	40
3.3	Análise de Resposta Transitória e de Regime Estacionário	42
3.3.1	Sistemas de Segunda Ordem	43
3.3.2	Pólos Dominantes em Malha Fechada	46

3.3.3	Análise de Estabilidade no Plano Complexo	46
3.4	Considerações Finais	47
Capítulo 4	– Conceitos Básicos sobre Estabilidade de Geradores Eólicos	49
4.1	Estabilidade Transitória	49
4.2	Estudos Dinâmicos de Sistemas Contendo Geradores Eólicos	53
4.2.1	Modelo Mecânico	53
4.2.2	Modelo de Gerador: Circuito Equivalente para Fins de Simulação do DFIG	54
4.2.2.1	Variação da Tensão Interna do DFIG	54
4.3	O Programa ESTABEOLICA®	55
4.4	Considerações Finais	55
Capítulo 5	– Análises dos Resultados	57
5.1	Caso 1: Sistema Malhado com 7 Barras	57
5.1.1	Controlador LQR	58
5.1.1.1	Estabilidade Absoluta	59
5.1.1.2	Estabilidade Relativa	60
5.1.1.3	Resposta Transitória dos Estados (Resposta Livre do Sistema)	61
5.1.2	Análise de Estabilidade Transitória (Programa ESTABEOLICA®)	63
5.1.2.1	Simulação de um curto-circuito trifásico franco de 100 ms na barra 7	64
5.1.2.2	Variação de vento simulada: pico triangular de -10%	67
5.2	Caso 2: Sistema Radial com 6 Barras	70
5.2.1	Controlador LQR	71
5.2.1.1	Estabilidade Absoluta	72
5.2.1.2	Estabilidade Relativa	72
5.2.1.3	Resposta Transitória dos Estados (Resposta Livre do Sistema)	72
5.2.2	Análise de Estabilidade Transitória (Programa ESTABEOLICA®)	75
5.2.2.1	Simulação de um curto-circuito trifásico franco de 100 ms na barra 6	75

5.2.2.2 Variação de vento simulada: pico triangular de -10%	78
5.3 Cálculo do Erro Médio Quadrático entre as Curvas	82
5.4 Considerações Finais	82
Capítulo 6 – Conclusões	83
6.1 Conclusões	83
6.2 Trabalhos Futuros	84
Referências Bibliográficas	85
Apêndice A	91
Apêndice B	93
Apêndice C	95

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Esquema simplificado de um gerador eólico	8
Figura 2.2 – (a) Esquema do fluxo de vento em uma turbina eólica; (b) Representação das forças aerodinâmicas atuantes em uma pá da turbina eólica.....	11
Figura 2.3 – Representação do fluxo de ar através de uma área transversal	12
Figura 2.4 – Curva $c_p \times \lambda$ típica para turbinas eólicas com três pás	14
Figura 2.5 – Representação do corte transversal de uma pá	15
Figura 2.6 – Curva $c_p \times \lambda$ para diferentes valores de β	16
Figura 2.7 – Representação de uma turbina de velocidade fixa	17
Figura 2.8 – Representação de uma turbina eólica de velocidade variável	17
Figura 2.9 – Representação de uma turbina eólica de velocidade variável equipada com um DFIG	18
Figura 2.10 – Configuração física da turbina eólica equipada com gerador DFIG e o sistema de controle	20
Figura 2.11 – Representação dos controladores PI para o conversor C_1	24
Figura 2.12 – Representação alternativa para controladores PI para conversor C_1	24
Figura 2.13 - Esquema de controle proposto por Barros [2006].....	26

Figura 2.14 – Esquema de controle do conversor C_2	27
Figura 3.1 – Diagrama de blocos de um sistema de controle arbitrário	30
Figura 3.2 – (a) Diagrama de blocos de um controlador <i>on-off</i> ; (b) Diagrama de um controlador <i>on-off</i> com intervalo diferencial	31
Figura 3.3 – Resposta à entrada com degrau <i>setpoint</i> em 1400 rpm para o controlador <i>on-off</i>	32
Figura 3.4 – Resposta à entrada degrau com <i>setpoint</i> em 1400 rpm para o controlador P	33
Figura 3.5 – Resposta à entrada degrau com <i>setpoint</i> em 1400 rpm para o controlador PI.....	34
Figura 3.6 – Resposta à entrada degrau com <i>setpoint</i> em 1400 rpm para o controlador PI	35
Figura 3.7 – Diagrama de blocos de um controlador proporcional-integral-derivativo.....	35
Figura 3.8 – Sistema de controle de malha fechada com $u = -Kx$	39
Figura 3.9 – Estratégia de controle ótimo	42
Figura 3.10 – Curva de resposta a uma entrada em degrau que mostra t_d , t_r , t_p , M_p e t_s	45
Figura 3.11 – Região no plano complexo que satisfaz as condições $\zeta > 0,4$ e $t_s < 4/\sigma$	47
Figura 4.1 – Diagrama de blocos simplificado para simulação dinâmica de sistemas de potência em computador	52
Figura 4.2 – Representação do circuito equivalente para o DFIG	54
Figura 5.1 – Representação de uma rede elétrica malhada	58
Figura 5.2 – Gráfico do comportamento da variável de estado x_1	61
Figura 5.3 – Gráfico do comportamento da variável de estado x_2	62
Figura 5.4 – Gráfico do comportamento da variável de estado x_3	62
Figura 5.5 – Gráfico do comportamento da variável de estado x_4	63

Figura 5.6 – Gráfico do comportamento da corrente rotórica após um curto-circuito	64
Figura 5.7 – Gráfico do comportamento da tensão estatórica após a ocorrência de um curto-circuito	65
Figura 5.8 – Gráfico do comportamento da frequência da máquina após a ocorrência de um curto-circuito.....	66
Figura 5.9 – Gráfico do comportamento do escorregamento após a ocorrência de um curto-circuito	66
Figura 5.10 – Gráfico do comportamento da potência elétrica da máquina após a ocorrência de um curto-circuito	67
Figura 5.11 – Variação na velocidade do vento	68
Figura 5.12 – Gráfico da corrente rotórica após uma variação na velocidade do vento	68
Figura 5.13 – Gráfico do escorregamento após uma variação na velocidade do vento	69
Figura 5.14 – Gráfico da potência elétrica após uma variação na velocidade do vento	69
Figura 5.15 – Gráfico da frequência após uma variação na velocidade do vento	70
Figura 5.16 – Representação de uma rede elétrica radial	70
Figura 5.17 – Gráfico do comportamento da variável do estado x_1	73
Figura 5.18 – Gráfico do comportamento da variável do estado x_2	73
Figura 5.19 – Gráfico do comportamento da variável do estado x_3	74
Figura 5.20 – Gráfico do comportamento da variável do estado x_4	74
Figura 5.21 – Gráfico do comportamento da corrente rotórica	75
Figura 5.22 – Gráfico do comportamento da tensão estatórica	76
Figura 5.23 – Gráfico do comportamento da frequência da máquina	77

Figura 5.24 – Gráfico do comportamento do escorregamento da máquina	77
Figura 5.25 – Gráfico do comportamento da potência elétrica	78
Figura 5.26 – Gráfico do comportamento do vento com uma variação de -10%	79
Figura 5.27 – Gráfico do comportamento da corrente rotórica da máquina	79
Figura 5.28 – Gráfico do comportamento da tensão estatórica da máquina.....	80
Figura 5.29 – Gráfico do comportamento da frequência da máquina	80
Figura 5.30 – Gráfico do comportamento do escorregamento.....	81
Figura 5.31 – Gráfico do comportamento da potência elétrica	81

Lista de Tabelas

Tabela 5.1 – Modelagem do DFIG	58
Tabela 5.2 – Pólos do Sistema com controle e sem controle	60
Tabela 5.3 – Ganhos e constantes de tempo do controlador PI	64
Tabela 5.4 – Pólos do sistema sem controle e com controle	72
Tabela 5.5 – Erro Médio Quadrático entre as Curvas	82

Lista de Símbolos

c_p	coeficiente de potência de uma turbina eólica
c_{tr}	resposta transitória
c_{ss}	resposta estacionária
$e(t)$	sinal de erro atuante
E	energia do vento
\bar{E}	tensão nas barras geradoras
E_{FD}	componente de eixo direto da tensão do rotor
E_{FQ}	componente de eixo em quadratura da tensão do rotor
I	matriz identidade
I_a	corrente injetada pelo conversor C_2
i_D	corrente do eixo direto na referência do sistema
I_b	correntes nas barras de cargas
I_t	correntes nas barras geradoras
i_Q	corrente do eixo em quadratura na referência do sistema
i_q	corrente do eixo em quadratura na referência da máquina
i_d	corrente do eixo direto na referência da máquina
i_{dr}	componente de eixo direto da corrente do rotor
i_{ds}	corrente de eixo direto do estator da máquina

i_{qr}	componente de eixo em quadratura da corrente do rotor
i_{qs}	corrente de eixo em quadratura do estator da máquina
I_r	corrente do rotor
I_t	corrente terminal da máquina
I'_t	corrente estatórica
J	índice de desempenho
K	ganho de realimentação
K_i	ganho integral
K_p	ganho proporcional
L_m	indutância mútua entre estator e rotor
L_{ss}	indutância de dispersão do estator
m	massa de ar
M_p	máximo sobre-sinal
P	potência extraída do vento
P_g	potência elétrica do gerador
P_m	potência mecânica de uma turbina eólica
P_r	potência ativa do rotor
P_s	potência ativa do estator da máquina
Q_s	potência reativa do estator da máquina
R	comprimento das pás
s	escorregamento da máquina de indução
t	tempo
t_0	tempo inicial
t_d	tempo de atraso

t_r	tempo de subida
t_p	tempo de pico
t_s	tempo de acomodação
T_0	constante de tempo transitória de circuito aberto
T_d	tempo derivativo
T_i	tempo integral
$u(t)$	sinal de controle
V_a	tensão do conversor C_2
V_{cc}	tensão do elo capacitivo que liga os conversores C_1 e C_2
v_{ds}	tensão de eixo direto do estator da máquina
v_{qs}	tensão de eixo em quadratura do estator da máquina
V_r	tensão do rotor
V_t	tensão terminal da máquina
v	velocidade do vento
X_s	reatância de dispersão do estator
\bar{Y}_{nn}	matriz admitância
Gregos:	
β	ângulo de passo das pás da hélice
σ	atenuação
ζ	coeficiente de amortecimento
δ	ângulo de torque
λ	velocidade específica do rotor de uma turbina eólica
ρ	densidade do ar
Φ_{dr}	fluxo do eixo direto do rotor
Φ_{qr}	fluxo do eixo em quadratura do rotor

ω_n	frequência natural
ω_s	velocidade angular síncrona no estator da máquina
ω_r	velocidade angular do rotor da máquina
ω_{rotor}	velocidade angular do eixo do rotor da turbina eólica

Resumo

Para possibilitar que as grandezas elétricas associadas a geradores eólicos possam ser controladas, faz-se necessário utilizar máquinas de indução de rotor bobinado em conjunto com turbinas eólicas de velocidade variável. A este conjunto dá-se o nome *Double Fed Induction Generator* – DFIG. Este tipo de máquina tem o seu estator diretamente conectado à rede elétrica e seu rotor conectado à rede através de conversores, sendo estes últimos, responsáveis pelo controle do gerador. Convencionalmente, o controle é do tipo proporcional-integral e as variáveis controladas são a tensão terminal e a potência fornecida, no entanto, recentemente alguns trabalhos têm sugerido o uso de técnicas de controle no espaço de estados para possibilitar o controle de mais variáveis do conjunto turbina-gerador. Neste trabalho é realizada uma avaliação o desempenho de uma dentre as várias técnicas existentes. A técnica testada realiza, além do controle da tensão terminal e da potência elétrica, o controle da corrente do rotor, e o projeto de controle é baseado no Regulador Linear Quadrático. Após a reprodução das etapas de modelagem do sistema controlado, projeto de controle, implementação do controlador projetado e simulações computacionais para avaliação da estratégia analisada, constatou-se que a técnica testada possibilita um melhor comportamento dinâmico de DFIGs do que os sistemas de controle convencionais, quando da ocorrência de curtos-circuitos no sistema. Além disto, verificou-se também que para a ocorrência de variações na velocidade do vento, a técnica testada fornece resultados aproximadamente equivalentes às técnicas convencionais.

Abstract

In order to make possible the electrical variables control of wind generators, it is necessary using wound rotor induction machines in connection to variable speed wind turbines. This system, named *Double Fed Induction Generator* – DFIG, has its stator directly connected to the grid and its rotor connected to the grid through converters. The converters are the responsible for the generator control. Usually, the control is proportional-integral type and the controlled variables are the generator terminal voltage and the generated electric power, however, recent works has suggested the state-space control techniques use to propitiate the control of a larger number of wind generator variables. In this work, the performance of one, among the various proposed techniques, is evaluated. The analyzed technique includes the DFIG rotor current control, and the design is based on the Linear Quadratic Regulator. After the reproduction of the stages of system modeling, control design, control implementation and digital simulations, it concluded that the technique possibilities the DFIG dynamic behavior improvement when short circuits in the system occur. Besides, it verified that to wind speed variations occurrences the technique presents equivalent performance to the proportional-integral controller.

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contextualização

Devido a fatores como a desregulamentação do setor elétrico, avanços na tecnologia de geradores de pequeno porte, baixo custo de investimento, e, principalmente, questões ambientais, há atualmente, em muitos países, uma tendência de incentivos à geração distribuída de energia elétrica através de fontes renováveis [MARTINS, 2004].

No Brasil, em 2004, foi implantado o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia), época em que o Ministério das Minas e Energia estimava que a participação deste tipo de geração chegaria a 5,9% da matriz energética nacional. Desde 2006, entraram em operação comercial 87 centrais geradoras, totalizando 1.777,26 MW (877,54 MW hidrelétrica, 514,34 MW biomassa e 385,38 MW eólica), [MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA, 2009(a)].

Com o PROINFA esperava-se os seguintes resultados:

- Criação de 150.000 empregos diretos e indiretos;
- Absorção de novas tecnologias (eólica);
- Complementaridade Sazonal entre hidrelétrica e biomassa/eólica;
- Estimativa de redução da emissão de 2,8 milhões de toneladas de CO₂/ano;

- 144 projetos contratados em 19 estados, com capacidade a ser instalada de 3,3 GW e um investimento de R\$ 11,18 milhões [MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA, 2009(a)].

A energia eólica apresenta potencial tanto pela facilidade de acesso à sua fonte primária, o vento, como pela quantidade disponível da mesma. Além de ser uma fonte renovável, possui baixo custo e o impacto ambiental é pequeno. Devido a isto a geração eólica vem sendo, cada vez mais, alvo de investimentos que já propiciaram o projeto das atuais unidades geradoras, que podem chegar a 6 MW, e a perspectiva é que em 2012, unidades de 7,5 MW sejam produzidas. Estas unidades geradoras são instaladas em grande número constituindo os parques eólicos, que podem ser montados em terra firme ou em águas litorâneas. Nos últimos 12 anos, os ventos têm sido a fonte primária de energia elétrica de maior ritmo de expansão no mundo, apresentando incremento exponencial da potência instalada. Entre 1990 e 2008, a geração eólica cresceu à taxa média de 27% ao ano, alcançando 121 GW, dos quais mais de 54% estão instalados na Europa e o restante concentrado na América do Norte e em alguns países da Ásia, [MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA, 2009(b)].

O Brasil mesmo sendo um país com potencial eólico bastante grande (potencial indicativo de 143 GW), o avanço da geração eólica é lento devido à matriz energética nacional ser predominantemente constituída de geração hidráulica, que apesar do impacto ambiental que provoca, pode ser considerada uma forma limpa de geração de energia. A instalação das usinas eólicas no Brasil antes do PROINFA era de 28,55 MW, atualmente três projetos com o apoio do PROINFA estão na fase de construção, um de 150 MW no Rio Grande do Sul, um de 9 MW em Santa Catarina e um de 50 MW no Rio Grande do Norte. Em 2008 a primeira fonte de geração eólica do PROINFA entrou em operação no Ceará, na cidade de Beberibe, com potência instalada de 25,6 MW. No ano de 2009 os municípios de Gravatá, Bezerros e Macaparana receberam o primeiro parque eólico de Pernambuco com 25 MW de potência. Já em 2010, em fase de finalização

de construção, o parque eólico do estado da Paraíba (região de Mataraca) com capacidade de 45 MW já produz energia.

Diferentemente das tecnologias utilizadas pelas usinas hidráulicas convencionais, as tecnologias de geração de energia e conexão à rede dos geradores eólicos baseiam-se principalmente na natureza aleatória do vento. Devido a fatores econômicos, simplicidade de operação e baixa manutenção, na maioria das vezes, o processo de conversão de energia é realizado através da conexão de turbinas eólicas de velocidade fixa a geradores de indução com rotor em gaiola (*Squirrel Cage Induction Generator – SCIG*). No entanto, este tipo de configuração apresenta baixo rendimento na captação da energia disponível no vento. Além disso, estes geradores são desprovidos de um sistema de controle de tensão, isto porque o rotor do SCIG não pode ser acessado, o que pode implicar na desconexão da rede elétrica quando da ocorrência de quedas de tensão devido a distúrbios na rede.

Uma alternativa para melhor aproveitamento da energia do vento é a utilização de turbinas eólicas de velocidade variável. No entanto, se faz necessário equipar estas turbinas eólicas com geradores de indução duplamente alimentados (*Double Fed Induction Generator – DFIG*). Este tipo de máquina tem um rotor bobinado e é conectado à rede através de conversores. São estes conversores que permitem o controle de tensão e também de velocidade do gerador.

A utilização do DFIG se torna uma tendência por se tratar de uma tecnologia que torna possível o controle de potência e tensão de geradores eólicos, possibilitando uma crescente integração destes geradores à rede elétrica. No entanto, para a operação destes tipos de geradores segundo preceitos de alto rendimento, produção de uma potência elétrica despachável, confiabilidade, continuidade e capacidade de participação no controle de tensão dos sistemas de potência, devem ser adotadas estratégias de controle para este tipo de gerador [BARROS, 2006].

1.2 Objetivos

O presente trabalho teve como objetivos:

- Reproduzir, averiguar e avaliar da estratégia de controle para DFIGs proposta por Barros [2006]. A averiguação foi feita mediante análise, tanto do ponto de vista da teoria de controle, quanto do ponto de vista de simulação dinâmica. Para as simulações, foi usado o programa ESTABEOLICA[®] (*Programa de Estabilidade Transitória*) e dois sistemas contendo DFIGs foram analisados.

1.3 Metodologia

Primeiramente foi feita a revisão bibliográfica em controle do DFIG, a qual pode ser vista no capítulo 2. Durante o estudo sobre controladores observou-se que estratégias de controle baseadas em realimentação de estados, são mais eficientes do que estratégias baseadas em teoria de controle clássico.

Na segunda etapa, o projeto de controle proposto foi implementado. Posteriormente, via ESTABEOLICA[®], DFIGs foram equipados pelo controlador projetado e seus comportamentos dinâmicos, quando conectados à rede elétrica, foram analisados.

Finalmente, o desempenho da estratégia de controle implementada foi avaliado através da análise dos resultados obtidos na etapa anterior.

1.4 Revisão Bibliográfica

Para o controle de geradores eólicos, Pöller [2003] utilizou uma metodologia baseada em blocos de controladores PI para o controle desacoplado de potência e tensão do DFIG. No entanto, os ganhos e constantes de tempo são ajustados por tentativa e erro, e novos ajustes são requeridos para cada diferente ponto de operação do sistema de potência ao qual o gerador está conectado.

No entanto, segundo Peças Lopes & Almeida [2003] geradores do tipo DFIG equipados com controladores PI, a cada vez que ocorre um distúrbio na rede, ocorrem transitórios na corrente rotórica. Se os valores de corrente ultrapassarem os limites dos conversores, estes últimos são curto-circuitados pelo *crowbar* (dispositivo de proteção). Se isto ocorrer, o DFIG passa a atuar como um SCIG, ou seja, sem a capacidade de controle, até certo instante após a extinção do defeito.

Visando contornar os problemas de retirada de operação dos conversores, Almeida [2004] propôs o uso de malha de controladores *fuzzy* em substituição das malhas PI, para o controle desacoplado da potência e tensão com parâmetros fixos. Já Viera [2007] propôs controladores supervisórios *fuzzy* e três PI's *fuzzy* nas malhas de controle do DFIG, obtendo picos de corrente rótica reduzidos durante o transitório e aumento na margem de estabilidade transitória, diminuindo os impactos sobre o sistema elétrico.

Barros [2006] propôs uma estratégia de controle que realiza o controle de potência e velocidade da máquina e, também o controle da corrente do rotor, de modo a evitar a ocorrência de altos valores desta última e, conseqüentemente, evitar a retirada de operação dos conversores, quando da ocorrência de distúrbios na rede. Esta nova estratégia é baseada na teoria de controle de realimentação ótima dos estados do DFIG conectados a rede elétrica.

Varão [2008] utilizou a técnica dos algoritmos genéticos para otimizar os ganhos dos controladores PI, isto para obter uma melhor resposta perante o tempo de estabilização das variáveis: tensão terminal, velocidade e potências ativa e reativa. Já Vieira [2008] propôs uma técnica baseada em algoritmos genéticos para obter os ganhos do controlador PI do conversor conectado ao rotor do DFIG e comparou os resultados com o método de alocação dos pólos. Os resultados na estratégia baseada em algoritmos genéticos mostraram-se bastante eficientes.

Kaur et al [2008] analisou o desempenho da velocidade variável do vento utilizando os princípios da lógica *Fuzzy* para a eficiência da otimização e o controle da performance do sistema. O sistema apresentou uma rápida convergência com controladores *Fuzzy* e o desempenho foi

considerado ótimo. Barambones, De La Sen e Alkorta [2009] propuseram a utilização de controle robusto para controlar a velocidade do rotor de um DFIG. A análise de estabilidade do controle proposto é baseada em distúrbios e parâmetros de incertezas usando a Teoria de Estabilidade de Lyapunov. As simulações mostram que o método utilizado controla a velocidade variável de forma eficiente.

Wang et al [2009] apresenta uma melhor estratégia de controle para a corrente do rotor do DFIG adequado para estudar os transitórios causado pelo desequilíbrio da rede pela tensão. Foi proposto um modelo modificado de matemática para o DFIG, onde o modelo considera o fluxo do estator devido a transitórios e a introdução da tensão do rotor na equação.

Rahimi e Parniani [2010] propõem uma melhora no comportamento dinâmico de um DFIG, depois de ocorrido uma falta no sistema, utilizando controle não-linear para controlar a tensão do rotor.

Barros et al [2010(a)] verificou o comportamento da tensão e corrente do DFIG conectada a uma rede elétrica. A simulação foi realizada sem controle, com controle PI e com o controle proposto por Barros [2006]. Foi verificado que com o controle por realimentação de estados além de possuir todos os pólos no semi-plano negativo possibilita o controle da corrente.

O estudo feito por Barros et al [2010(b)] verificou o comportamento da velocidade do rotor do DFIG (sem controle, com controle PI e com controle proposto por Barros [2006]) conectada a uma rede elétrica. O resultado do controle baseado na realimentação dos estados possibilitou que todos os pólos ficassem localizados no semi-plano negativo garantindo que o sistema com controle é estável.

1.5 Organização do Texto

O texto desta dissertação está organizado conforme a seguinte estrutura:

- Neste Capítulo foram apresentados uma contextualização, os objetivos e a metodologia utilizada;
- No Capítulo 2 faz-se a fundamentação teórica sobre geradores eólicos, que vai desde a teoria aerodinâmica, até os sistemas de controle;
- No Capítulo 3 faz-se um estudo resumido das técnicas de controle, tratando desde o controle clássico até as técnicas de controle moderno. Também se introduziu alguns conceitos básicos sobre resposta transitória;
- No Capítulo 4 são apresentados alguns conceitos básicos sobre estabilidade e uma breve apresentação do cenário de simulação (ESTABEOLICA®);
- No Capítulo 5 são apresentados os resultados da simulação dos sistemas após perturbações;
- No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões e possíveis trabalhos futuros.

Capítulo 2

Geradores Eólicos

Neste capítulo apresenta-se uma fundamentação teórica sobre geradores eólicos. São abordados conceitos básicos da configuração da turbina eólica; as forças aerodinâmicas; a forma que é extraída a potência mecânica dos ventos; os tipos de geradores eólicos e as características de controle de turbinas eólicas.

2.1 Instalações Eólicas para Geração de Energia Elétrica

A turbina eólica é responsável por capturar a energia disponível no vento e encaminhá-la ao gerador na forma mecânica. Este, por sua vez, é responsável por transformar essa energia para a forma elétrica e conseqüentemente a entrega à rede elétrica. Um gerador eólico consiste em uma configuração eletromecânica, como ilustrado na Figura 2.1.

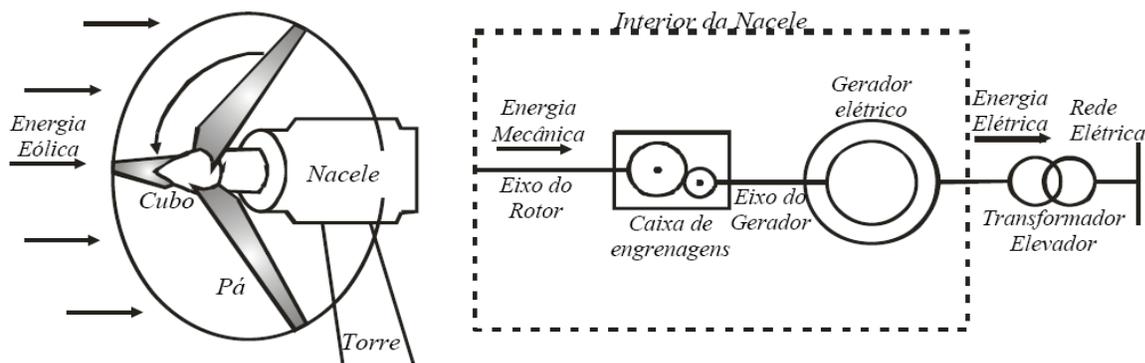


Figura 2.1 – Esquema simplificado de um gerador eólico.

As principais partes componentes de uma instalação eólica para geração de eletricidade são:

- Pás: o conjunto de pás, na maioria dos casos igual a três, é denominado de rotor. As pás devem conciliar diversas características, dentre as quais se tem: leveza, fortaleza, 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 60 m para turbinas de 5 MW;
- Cubo: elemento responsável pela conexão das pás, transmitindo forças, conjugados e vibrações para o eixo do rotor;
- Eixo do rotor: é o componente responsável por transmitir o torque e as vibrações para a caixa de engrenagens;
- Caixa de engrenagens: equipamento que realiza a interligação entre a baixa rotação das pás e a alta rotação do gerador elétrico, realizando uma transformação de velocidade. Em alguns casos, turbinas eólicas dispõem o uso de engrenagens através do uso de gerador elétrico com elevado número de pares de pólos;
- Gerador elétrico: elemento responsável pela geração de energia elétrica. Para unidades de média e alta potência são utilizadas máquinas de indução ou síncronas e para baixa potência são empregadas máquinas síncronas com excitação via ímãs permanentes;
- Nacele: é a cabine responsável por abrigar a caixa de engrenagem, o gerador e parte das unidades de controle;
- Unidades de controle: possui diferentes tarefas dentre elas o acionamento do deslocamento angular das pás em torno do eixo e o acompanhamento da direção do vento pela nacele;

- Torre: constitui o elemento de sustentação da nacela. Deve ter altura elevada para reduzir a probabilidade de turbulências, mais comuns próximas ao solo. Atualmente pode se encontrar torres de até 130 m de altura.

2.2 Conversão de Energia Eólica em Energia Mecânica

Turbinas eólicas são máquinas que transformam a energia cinética dos ventos em energia mecânica que tanto pode ser usada como tal, como pode ser transformada em energia elétrica, acoplando-se um gerador elétrico ao eixo da turbina.

2.2.1 Forças Aerodinâmicas

As pás de uma turbina eólica possuem a forma de um aerofólio, ou seja, uma das superfícies da pá é um pouco arredondada, enquanto a outra é relativamente plana, como apresentada na Figura 2.2(a). Como elas são imersas em fluxo de ar, sofrem a atuação de um conjunto de forças. Uma das forças atuantes é originada devido ao deslocamento do vento sobre a face arredondada ser mais rápido, para atingir a outra extremidade da pá a tempo de encontrar o vento que se desloca ao longo da face plana. Devido a isto, o ar que se move na superfície plana tende a elevar a pressão para diminuir sua velocidade, já a superfície curva gera uma região de baixa pressão acima dela. A consequência desta diferença de pressão é o surgimento de uma força dirigida para trás do rotor, denominada de força de sustentação. As turbinas eólicas utilizam a força de sustentação para realizar a conversão da energia cinética dos ventos em energia mecânica. A outra força, denominada de arrasto, age na direção da velocidade de vento relativa, caracterizando uma força contra a torre de sustentação.

A velocidade relativa do vento é a componente vetorial resultante da velocidade do vento incidente e da velocidade tangencial da pá. A força de sustentação é perpendicular à velocidade relativa do vento, como apresentada na Figura 2.2(b).

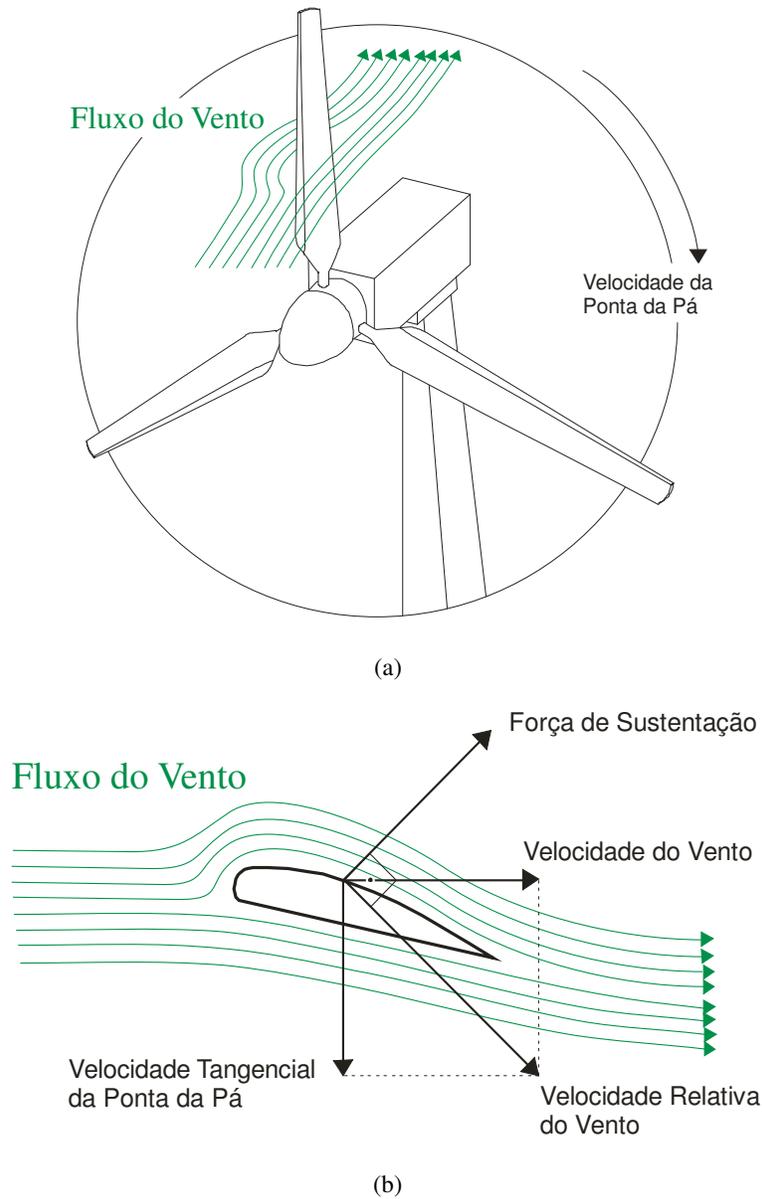


Figura 2.2 – (a) Esquema do fluxo de vento em uma turbina eólica; (b) Representação das forças aerodinâmicas atuantes em uma pá da turbina eólica.

2.2.2 Energia e Potência Extraída do Vento

A energia cinética de uma massa de ar m em movimento, com velocidade v é dada pela equação

$$E = \frac{1}{2}mv^2. \tag{2.1}$$

Considerando a massa de ar em movimento a uma velocidade perpendicular a uma seção transversal de um cilindro, simulando o rotor de uma turbina eólica, como apresentado na Figura

2.3, pode-se demonstrar que a energia do vento que passa pela seção A , transversal ao fluxo de ar, é dada por

$$E = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 t, \quad (2.2)$$

em que:

E é a energia cinética do vento;

ρ é a densidade do ar;

πR^2 é a área da seção transversal;

v é a velocidade do vento;

t é o tempo.

Logo a potência extraída do vento é dada por

$$P = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3. \quad (2.3)$$

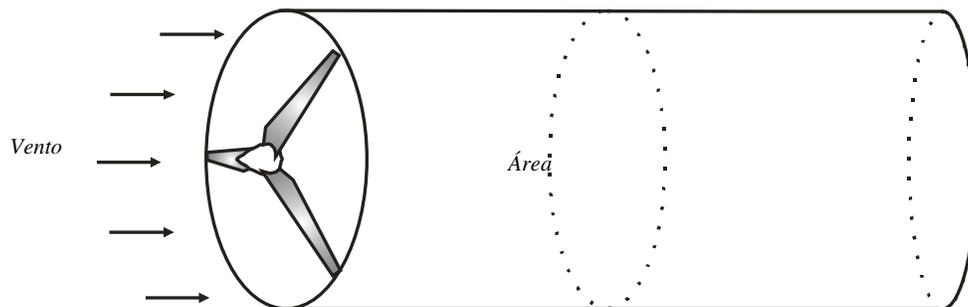


Figura 2.3 – Representação do fluxo de ar através de uma área transversal.

A energia mecânica é obtida pela conversão da energia cinética através da rotação das pás. No entanto, a potência disponível no vento não pode ser totalmente aproveitada pela turbina eólica. Para levar em conta esta característica física, é introduzido um índice denominado coeficiente de potência c_p , que pode ser definido como a fração da potência eólica disponível que é extraída pelas pás do rotor. Portanto a potência mecânica, P_m , captada por uma turbina eólica, é dada pela equação aerodinâmica (2.4) [BURTON et al, 2001].

$$P_m = \frac{1}{2} c_p(\beta, \lambda) \rho \pi R^2 v^3, \quad (2.4)$$

em que:

c_p é o coeficiente de potência, ou rendimento, da turbina eólica, função de:

β (ângulo de passo das pás) e de

λ (razão entre a velocidade linear das pontas das pás e a velocidade do vento, também conhecida por velocidade específica).

$$\lambda = \frac{\omega_{rotor} R}{v}, \quad (2.5)$$

em que:

ω_{rotor} é a velocidade angular do eixo do rotor, e

R é o comprimento das pás.

De acordo com a equação (2.4), para implementar turbinas com altas potências deve-se utilizar grandes comprimentos de pás, pois a potência cresce com o quadrado do comprimento das pás. Outra maneira de obter potência elevada é a instalação das turbinas eólicas em áreas com altas médias de velocidade do vento, uma vez que a potência cresce com o cubo da velocidade.

2.2.3 A curva c_p x λ

O coeficiente de potência, c_p , determina a quantidade de potência mecânica que será extraída da potência disponível no vento. De acordo com a equação (2.5), para um dado valor da velocidade do vento, a potência extraída pela turbina será função da velocidade de rotação da mesma, havendo uma rotação ótima para a qual a turbina maximiza esta extração do vento, que depende do número de pás e da área superficial das mesmas.

Atualmente o valor máximo para c_p é 0,593 (Limite de Betz) [EGGELESTON & STODDARD, 1987] e ocorre quando o vento deixa as pás do rotor com uma velocidade 3 vezes menor do que a sua velocidade original [CARVALHO, 2003].

A região de alto rendimento é onde a turbina eólica opera com o melhor aproveitamento da potência disponível no vento, como ilustrado na Figura 2.4. A operação na região de *stall* (turbulência) ocorre quando a turbina opera com valores baixos de λ , devido a altas velocidades do

vento. A região de *drag* (arrasto) ocorre para valores altos de λ , devido a baixas velocidades do vento, de acordo com a equação (2.5).

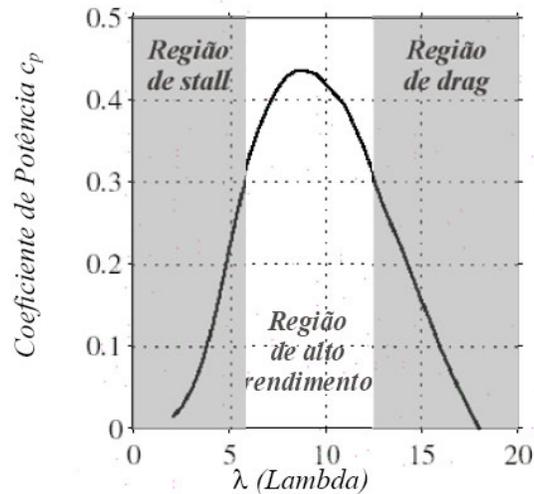


Figura 2.4 – Curva $c_p \times \lambda$ típica para turbinas eólicas com três pás.

2.2.4 Limitação da Potência

As turbinas são projetadas para fornecerem a máxima potência mecânica, no entanto, devido à potência nominal do gerador, ventos com produção de potência superior à nominal deverão ser desperdiçados para não danificar o equipamento. Devido a isto, todas as turbinas são equipadas por algum tipo de controle de potência entregue ao gerador. Existem duas maneiras de realizar este controle: o controle do ângulo de passo e o controle por estol.

2.2.4.1 Controle do ângulo de passo (*Pitch Control*)

Para turbinas com este tipo de controle, a potência de saída é verificada diversas vezes por segundo por um controlador eletrônico. Quando a potência de saída se torna muito elevada é enviada uma ordem para o mecanismo *pitch* das pás que as move aumentando o ângulo de passo (β) de modo que o excesso de vento não é aproveitado. Inversamente, as pás são movidas de volta à direção do vento sempre que há uma queda de produção, como ilustrado na Figura 2.5. Da equação (2.4), significa dizer que devido ao aumento de v , o valor de c_p é diminuído.

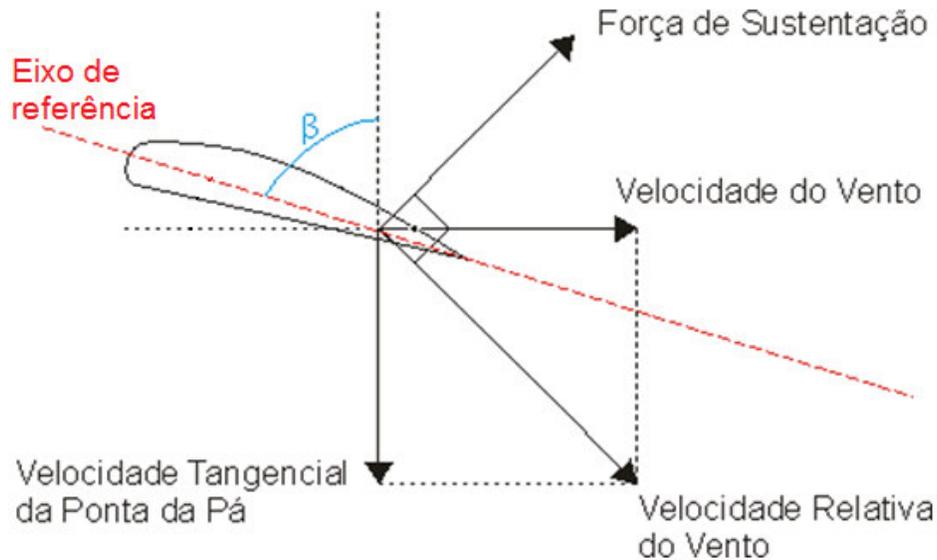


Figura 2.5 – Representação do corte transversal de uma pá.

2.2.4.2 Controle de Estol (Controle aerodinâmico)

Este controle consiste em proteger a turbina eólica contra turbulências. Podendo ser de dois tipos: ativa (*active stall*) ou passiva (*passive stall*):

- *Active stall* – β é diminuído e a turbina passa a operar na região de *stall*, com baixo rendimento. Da equação (2.4), esta ação de controle corresponde a diminuir o valor de c_p , de acordo com a Figura 2.6. Note que a diferença entre *active stall* e *pitch control* está apenas no valor de β .
- *Passive stall* – a estratégia é a operação da turbina na região de *stall*, com baixo rendimento. As pás são fixas segundo um ângulo β pré-definido, e a turbina entra na região de *stall* se v excede o valor correspondente ao valor da potência nominal da máquina.

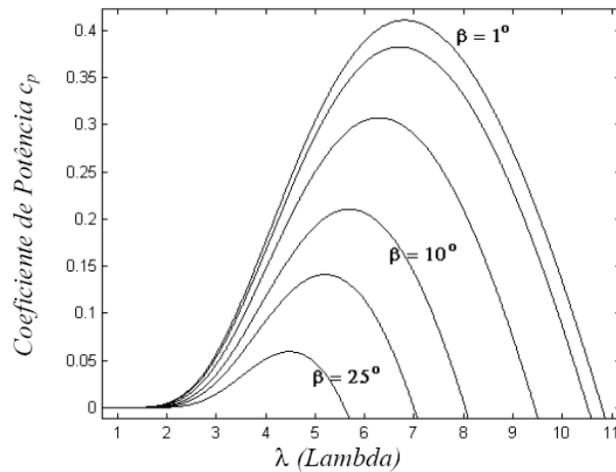


Figura 2.6 – Curvas $c_p \times \lambda$ para diferentes valores de β .

2.3 Tipos de Turbinas Eólicas

As turbinas eólicas podem ser classificadas, quanto à velocidade de rotação, em dois tipos: velocidade fixa ou velocidade variável [HANSEN et al, 2001].

2.3.1 Turbinas Eólicas de Velocidade Fixa

Para este tipo de configuração geralmente utiliza-se Gerador de Indução do Tipo Gaiola (SCIG – *Squirrel Cage Induction Generator*), com velocidade praticamente constante. Este esquema apresenta vantagens como construção simples, baixa manutenção, robustez e custo, no entanto, o SCIG demanda potência reativa da rede, fazendo-se indispensável a instalação de capacitores, como ilustrado na Figura 2.7. Além disso, a conexão à rede é feita diretamente, ou seja, sem a presença de conversores [SLOOTWEG et al, 2001].

Para adequar o gerador à frequência da rede faz-se necessário ajustar os pares de pólos e a relação de transmissão da caixa de engrenagens multiplicadora de velocidade.

Devido a variações rápidas de vento incidente sobre as pás, ocorre uma rápida e forte variação na corrente e, portanto, na potência de saída do gerador [MÜLLER et al, 2002]. Logo, para unidades de geração de média e alta potência, este tipo de turbina exige robustez da rede elétrica, para que nestas circunstâncias, a rede mantenha sua operação estável.

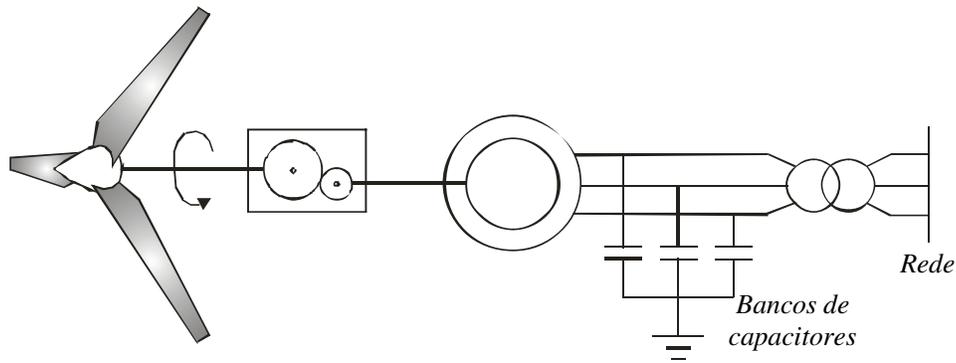


Figura 2.7 – Representação de uma turbina eólica de velocidade fixa.

2.3.2 Turbinas Eólicas de Velocidade Variável

As turbinas eólicas que operam com velocidade variável podem utilizar gerador síncrono ou de indução, este último tornou-se o tipo de turbina mais utilizado nos últimos anos, isto se deve ao fato da simplicidade na operação, baixa manutenção, robustez, etc [MULJADI; BUTTERFIELD, 2001], [JOHNSON et al, 2006]. Como ocorrem variações na velocidade do vento, a frequência do estator é variável e conseqüentemente é desacoplada da rede através de conversores, como apresentado na Figura 2.8.

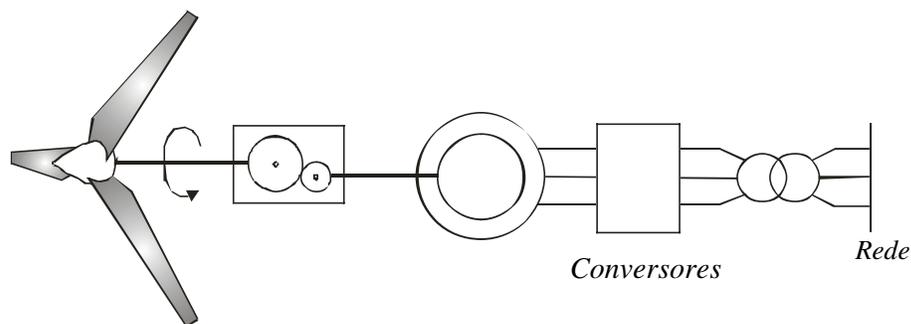


Figura 2.8 – Representação de uma turbina eólica de velocidade variável.

A grande vantagem deste sistema é que se ocorrerem variações na velocidade do vento, o controle de velocidade da turbina atuará para manter λ em valores que maximizem c_p , e portanto, a potência produzida [AKHMATOV, 2002; RODRÍGUEZ-AMENEDO et al, 2002; PETERSSON, 2003]. Desta forma, é possível a operação a máximo rendimento para uma larga faixa de velocidade do vento [MÜLLER et al, 2002; PÖLLER, 2003].

As principais vantagens, do ponto de vista da qualidade de energia, do uso de turbinas eólicas de velocidade variável são:

- Os conversores podem entregar potência reativa, o que possibilita o controle de tensão do gerador e elimina a necessidade do uso de bancos de capacitores [ROSAS & ESTANQUEIRO, 2003];
- Os conversores filtram os picos de potência causada pelas rajadas de vento;
- Redução da emissão de *flicker* (flutuação da tensão).

Do ponto de vista mecânico, há redução de esforços, devido à atenuação de pulsação de torque, propiciada pela elasticidade intrínseca a este tipo de turbina.

Devido a avanços tecnológicos da eletrônica de potência, atualmente utiliza-se um esquema para turbinas eólicas com Geradores de Indução Duplamente Alimentados (DFIG - *Double Fed Induction Generator*) [PEÇAS LOPES, 2003]. A configuração típica adotada consiste em uma cascata de dois conversores, CA-CC-CA, permitindo realizar o controle dos fluxos de potência ativa e reativa, independentemente, como ilustrado na Figura 2.9.

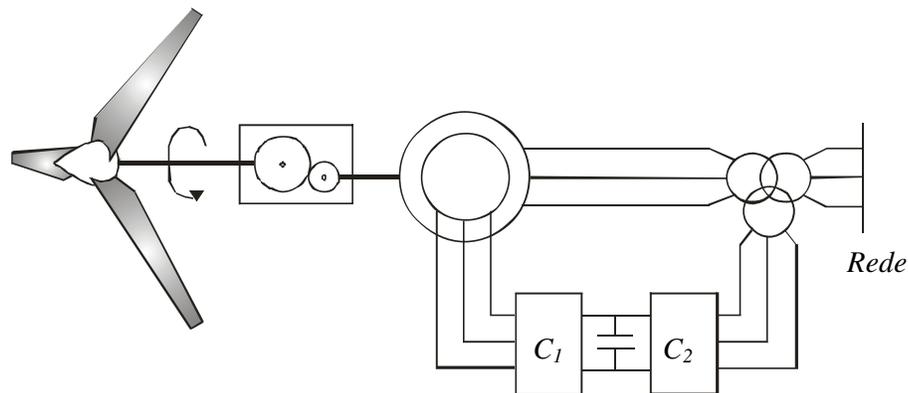


Figura 2.9 – Representação de uma turbina eólica de velocidade variável equipada com um DFIG.

A operação a velocidade variável é obtida através da imposição de uma tensão alternada a frequência de escorregamento, ao rotor da máquina. A tensão é imposta pelos conversores, e o escorregamento é definido de acordo com a velocidade angular desejada para a turbina eólica [BARROS, 2006].

O escorregamento de uma máquina de indução é dado por

$$s (\%) = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} * 100, \quad (2.6)$$

em que:

s é o escorregamento da máquina;

ω_s é a velocidade angular do estator da máquina;

ω_r é a velocidade angular do rotor da máquina.

Se $\omega_r > \omega_s$ então s é negativo e conseqüentemente a máquina opera como gerador. Caso contrário ($\omega_r < \omega_s$), trabalha como motor.

As máquinas DFIG, diferentemente dos geradores de indução tradicionais, podem operar sempre fornecendo potência, ainda que o seu rotor gire a uma velocidade inferior à velocidade síncrona do estator.

A relação entre as potências do rotor (P_r) e do estator (P_s) do DFIG, é dada por

$$P_r = -sP_s. \quad (2.7)$$

A potência entregue pelo gerador (P_g) desprezando-se perdas é dada por

$$P_g = P_s + P_r, \quad (2.8)$$

logo,

$$P_g = (1 - s)P_s. \quad (2.9)$$

Portanto a partir da equação (2.9), pode-se observar que se o escorregamento for inferior a um, a potência gerada será sempre positiva.

Logo, para manter o DFIG fornecendo potência se faz necessário a presença do vento, pois este implicará no fornecimento de potência mecânica. No entanto, há necessidade de um controle de velocidade, uma vez que este implica no controle do escorregamento da máquina.

A potência reativa que o DFIG fornece à rede é originada de seu estator. Deste modo, tanto a potência ativa como a reativa são definidas através do controle da máquina.

Outras vantagens do DFIG são:

- Controle independente de tensão e potência [JENKINS et al, 2002];
- Auxílio no restabelecimento dos níveis de tensão após ocorrências de distúrbios na rede [MOTA & BARROS, 2005a];
- Capacidade de operação isolada, devido ao controle de tensão e potência [MOTA & BARROS, 2005b];
- Uso de conversores menores, e, portanto, de menor custo, uma vez que estes dispositivos processam apenas a potência rotórica, que tipicamente corresponde a cerca de 30% da potência nominal [BARROS, 2006];
- Controle da corrente do rotor, de modo a evitar a ocorrência de altos valores da mesma, evitando assim a retirada de operação dos conversores [BARROS, 2006].

2.4 Características de Controle do DFIG

O sistema de controle do DFIG fornece sinais de referência para os conversores atuarem. Na Figura 2.10, é apresentada a configuração da turbina eólica equipada com o gerador DFIG e por conversores.

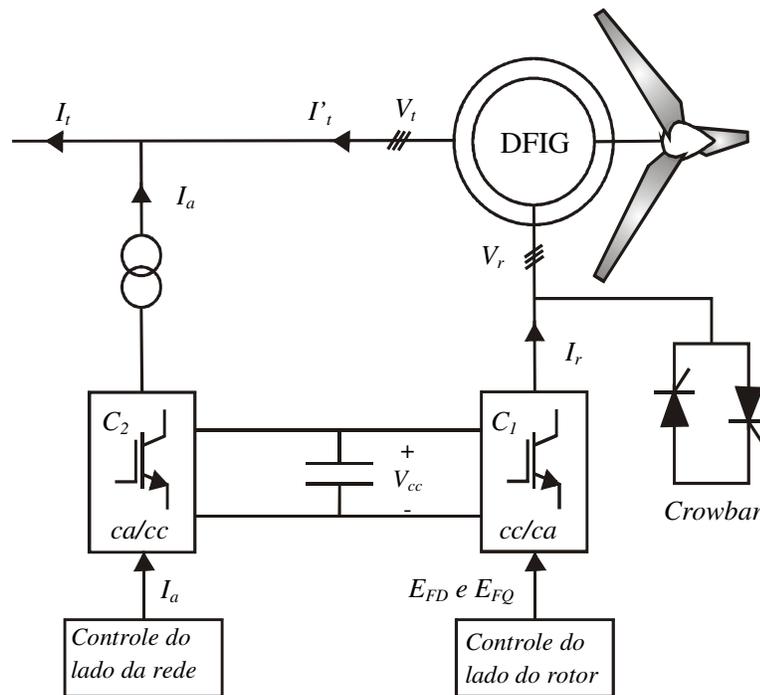


Figura 2.10 – Configuração física da turbina eólica equipada com gerador DFIG e o sistema de controle.

O conversor C_1 possui um funcionamento equivalente ao de uma fonte de tensão, é conectado ao rotor da máquina com o objetivo de controlar a potência mecânica entregue pela turbina e a tensão terminal do gerador. O conversor C_2 , conectado em cascata com o C_1 , funciona como uma fonte de corrente controlada, podendo injetar na rede correntes capacitivas ou indutivas, de acordo com a potência reativa a ser trocada [ALMEIDA et al, 2004].

O *crowbar* é utilizado na proteção dos conversores quando a corrente do rotor atinge valores elevados, originada durante defeitos na rede elétrica. Este dispositivo curto-circuita o conjunto retificador/inversor enquanto o defeito persistir.

2.4.1 Estratégia de Controle no DFIG para o conversor C_1

Segundo Peças Lopes e Almeida [2003] para poder realizar o controle desacoplado de potência e tensão do gerador DFIG, considera-se que o eixo d do plano de referência dq , onde os índices d e q denotam o eixo direto e eixo em quadratura respectivamente, está alinhado com o fluxo estático. Portanto, tem-se que

$$v_{ds} = 0, \tag{2.10}$$

$$v_{qs} = |V_t|, \tag{2.11}$$

em que:

v_{ds} é a tensão do eixo d do estator;

v_{qs} é a tensão do eixo q do estator.

As relações entre corrente do estator e do rotor do DFIG podem ser dadas por

$$i_{ds} = \frac{L_m}{L_{ss}} * i_{dr}, \tag{2.12}$$

$$i_{qs} = \frac{L_m}{L_{ss}} * i_{qr}, \tag{2.13}$$

em que:

L_m é a indutância mútua de magnetização entre os enrolamentos;

L_{ss} é auto-indutância dos enrolamentos do estator;

i_{dr} é a corrente do eixo d do rotor;

i_{ds} é a corrente do eixo d do estator;

i_{qr} é a corrente do eixo q do rotor;

i_{qs} é a corrente do eixo q do estator.

As potências ativa (P_s) e reativa (Q_s) do estator são dadas por

$$P_s = v_{ds}i_{ds} + v_{qs}i_{qs}, \quad (2.14)$$

$$Q_s = v_{qs}i_{ds} - v_{ds}i_{qs}. \quad (2.15)$$

Substituindo as equações (2.12) a (2.13) nas equações (2.14) e (2.15), respectivamente, obtém-se

$$P_s = |V_t| \frac{L_m}{L_{ss}} i_{qr}, \quad (2.16)$$

$$Q_s = |V_t| \frac{L_m}{L_{ss}} i_{dr}. \quad (2.17)$$

Portanto, a componente da corrente em quadratura do rotor, i_{qr} , é utilizada para controlar a potência ativa do gerador [RODRÍGUES-AMENEDO et al, 2002]. Logo, através do controle da componente em quadratura da tensão do rotor, E_{FQ} , pode ser feito o controle da potência ativa do gerador.

O controle da componente de eixo direto da corrente possibilita o controle da potência reativa fornecida pelo gerador e conseqüentemente da tensão terminal da máquina. Portanto, através do controle da componente de eixo direto da tensão do rotor, E_{FD} , é feito o controle da tensão terminal, V_t , do gerador [JENKINS et al, 2002].

As estratégias de controle usadas para fornecer o sinal de referência para a atuação do conversor C_1 são baseadas em malhas PI (proporcional integral), como apresentadas na Figura 2.11. O sinal de referência da tensão da malha de controle é o valor da tensão terminal da máquina em regime permanente, isto é feito antecipadamente realizando cálculos de fluxo de carga. Já a malha de controle de velocidade, ou potência, tem por sinal de referência, a velocidade que possibilite a operação da turbina eólica a máximo rendimento, portanto é definida a partir de medições da velocidade do vento.

A vantagem em utilizar controladores PI é eliminar a necessidade de uso de controladores não-lineares. No entanto estes tipos de controladores necessitam da determinação dos ganhos e constantes de tempo que são geralmente ajustados por tentativa e erro. Este tipo de ajuste não é uma tarefa trivial principalmente quando se trata de um sistema com grandes dimensões. Além disso, os ganhos e constantes de tempo devem ser reajustados para diferentes condições de operação.

Em que:

V_t – tensão terminal;

$V_{t REF}$ – tensão terminal de referência;

K_A – ganho proporcional do amplificador;

T_A – tempo integrativo do amplificador;

$I_{dr REF}$ – corrente do eixo direto do rotor de referência;

I_{dr} – corrente do eixo direto do rotor;

K_E – ganho proporcional do controlador;

T_E – tempo integrativo do controlador;

V_{MAX} e V_{MIN} – limites da tensão;

E_{FD} – sinal de controle do eixo direto;

ω_r – velocidade do rotor;

ω_{REF} – velocidade do rotor de referência;

M_{us} – ganho proporcional do amplificador;

T_{se} – tempo integrativo do amplificador;

I_{qr} – corrente do eixo em quadratura do rotor;

$I_{qr REF}$ – corrente do eixo em quadratura do rotor de referência;

K_{q2} – ganho proporcional do controlador;

T_q – tempo integrativo do controlador;

XV_{MAX} e XV_{MIN} – limites da tensão.

E_{FQ} – sinal de controle do eixo em quadratura.

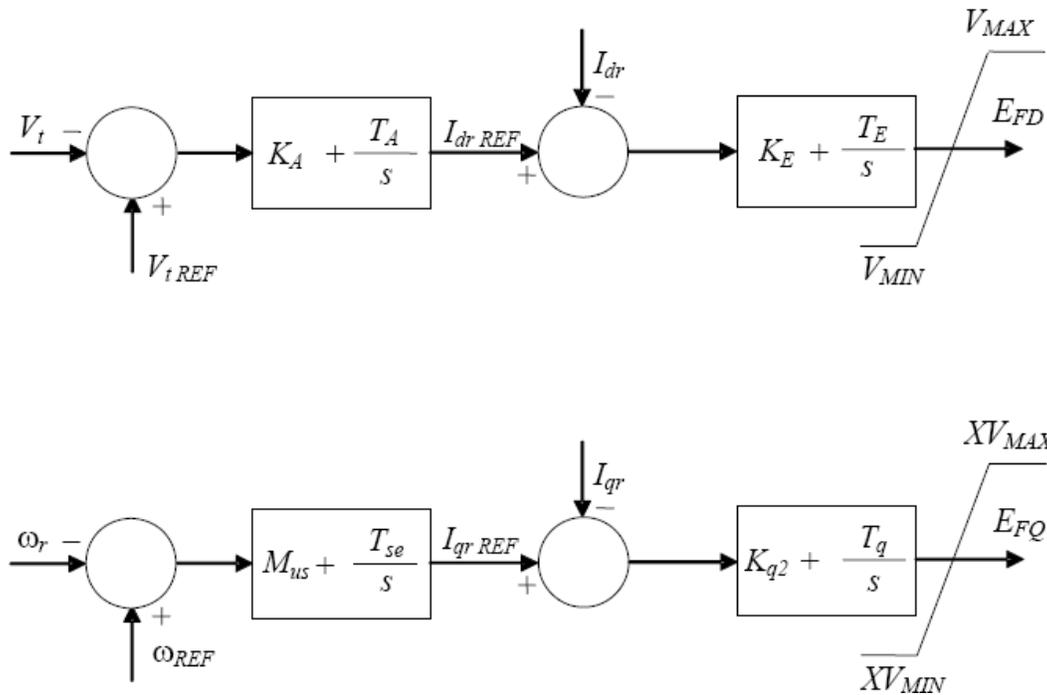


Figura 2.11 – Representação dos controladores PI para o conversor C₁.

Pöller [2003] para aumentar a robustez do controlador, utiliza malhas de controle com um bloco adicional, como ilustrado na Figura 2.12. Esta inclusão de mais termos dificulta o processo de ajuste dos ganhos e constantes de tempo.

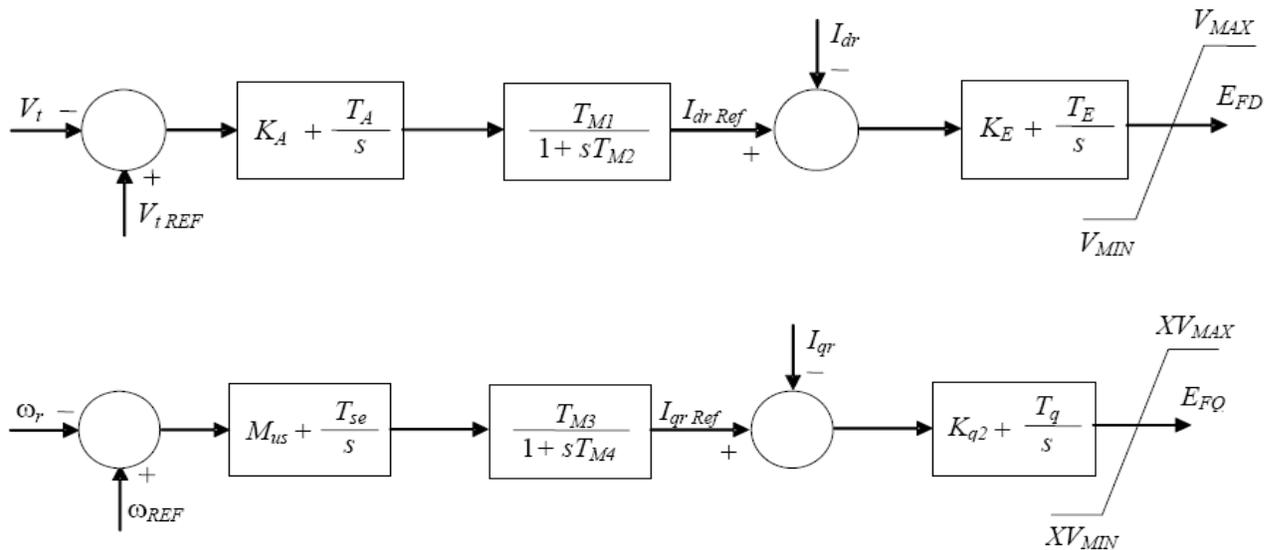


Figura 2.12 – Representação alternativa para controladores PI para o conversor C₁.

Devido a situações de curto-circuito, que podem originar grandes oscilações da potência e da tensão do DFIG, podem ocorrer altos picos da corrente rotórica. Se esta corrente crescer a ponto de ultrapassar o limite de corrente dos conversores, o *crowbar* atua retirando os conversores de operação, e a máquina passa atuar como SCIG, sem controles.

Barros [2006] propôs uma estratégia de controle, que além do controle de potência e tensão de DFIG's, realiza o controle da corrente rotórica para este tipo de máquina. O projeto foi baseado na teoria de controle ótimo que utiliza a realimentação de estados, em que as variáveis realimentadas são as saídas do sistema. A técnica utilizada é denominada de Regulador Linear Quadrático (LQR).

Os vetores de estado, saída e entrada do controle de Barros [2006] são oriundas das equações diferenciais linearizadas do DFIG conectado à rede elétrica. Os vetores são

$$\Delta\bar{X} = \begin{bmatrix} \Delta i_{dr} \\ \Delta i_{qr} \\ \Delta \dot{\delta} \\ \Delta \delta \end{bmatrix}, \Delta\bar{Y} = \begin{bmatrix} \Delta |V_t| \\ \Delta i_{dr} \\ \Delta i_{qr} \\ \Delta \dot{\delta} \end{bmatrix} e$$

$$\Delta\bar{U} = \begin{bmatrix} \Delta E_{FD} \\ \Delta E_{FQ} \end{bmatrix},$$

Em que,

$\Delta\bar{X}$ – vetor de entrada;

$\Delta\bar{Y}$ – vetor de saída;

$\Delta\bar{U}$ – vetor de controle;

i_{dr} – corrente do eixo d do rotor;

i_{qr} – corrente do eixo q do rotor;

δ – ângulo de torque;

$\dot{\delta}$ – velocidade do rotor;

V_t – tensão terminal;

v_{ds} – tensão do eixo d do estator;

v_{qs} – tensão do eixo q do estator;

i_{ds} – corrente do eixo d do estator;

i_{qs} – corrente do eixo q do estator;

K' – ganho de realimentação.

Note que as componentes de eixo direto, E_{FD} , e em quadratura, E_{FQ} , da tensão do rotor do DFIG, são escolhidas como sinais de controle.

O esquema deste controle é apresentado na Figura 2.13.

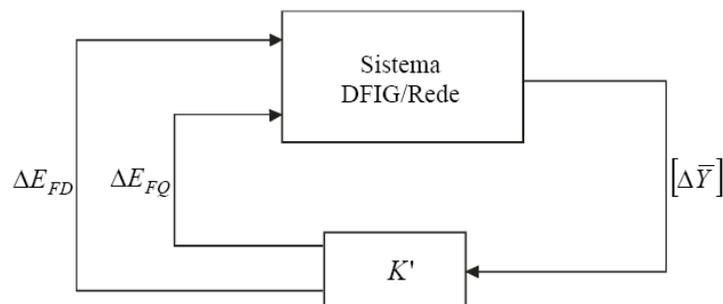


Figura 2.13 – Esquema de controle proposto por Barros [2006].

2.4.2 Estratégia de Controle no DFIG para o conversor C_2

O conversor C_2 , por sua vez, funciona como uma fonte de corrente controlada, e pode injetar na rede, correntes capacitivas ou indutivas, de acordo com a potência reativa a ser trocada [ALMEIDA et al, 2004]. A corrente I_a , de acordo com a Figura 2.10 apresentada anteriormente, é imposta pela ação de C_2 baseada no sinal do controlador.

Para o controle do lado da rede, Peças Lopes & Almeida [2003] propõem o uso da estratégia de controle mostrada na Figura 2.14. A estratégia é baseada na teoria da potência instantânea [AKAGI et al, 1984]. A potência reativa é definida para ser zero, de modo que apenas a potência reativa do estator seja trocada com a rede.

A potência ativa é obtida através do controle de V_{cc} , a partir do cálculo do erro entre a potência real instantânea e a potência do rotor. O valor medido de V_{cc} é comparado à referência e,

uma vez atingido o valor da referência, obtém-se uma potência real instantânea igual à potência ativa do rotor. Desta forma, o controle de V_{cc} atua para manter a potência ativa através de C_2 igual à potência ativa do rotor.

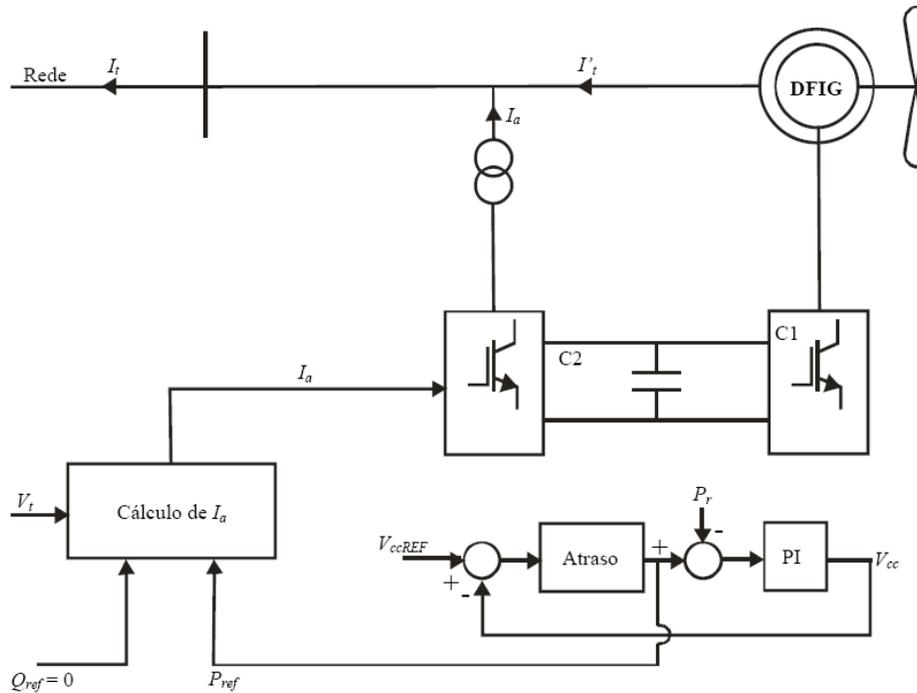


Figura 2.14 - Esquema de controle do conversor C_2 .

2.5 Considerações Finais

Neste capítulo apresentaram-se os principais tipos de turbinas eólicas. Observou-se que para obter um melhor aproveitamento da energia do vento devem utilizar turbinas de velocidade variável equipadas com DFIGs. No entanto, para utilizar este tipo de equipamento devem ser adotadas estratégias de controle. Durante a revisão bibliográfica foi ressaltado que diferente das demais estratégias, Barros [2006] propôs além do controle da tensão e da potência, o controle da corrente rotórica, evitando que os conversores saiam de operação após a ocorrência de distúrbios na rede.

No próximo capítulo serão apresentadas técnicas de controle, algumas delas utilizadas no controle de DFIGs, inclusive a técnica proposta por Barros [2006], além de conceitos básicos sobre respostas transitórias.

Capítulo 3

Estudo das Técnicas de Controle

O objetivo deste capítulo é apresentar uma fundamentação teórica sobre teoria de controle. Assim, inicia-se por controle clássico, onde são apresentados os conceitos dos controladores *on-off*, proporcional, integral, proporcional-integral, proporcional-derivativo e proporcional-integral-derivativo. Em seguida é apresentada uma fundamentação da teoria de controle moderno onde se define duas estratégias de controle: alocação de pólos e regulador quadrático ótimo.

São apresentados também alguns conceitos básicos sobre Análise de Resposta Transitória e de Regime Estacionário.

3.1 Introdução aos Sistemas de Controle

Com o avanço tecnológico, os sistemas (combinação de componentes que agem em conjunto para atingir determinado objetivo) modernos com muitas entradas e saídas se tornam mais e mais complexos, fazendo-se necessário a descrição de um sistema de controle moderno contendo um grande número de equações. A teoria clássica de controle, que trata somente de sistemas com uma entrada e uma saída, tornou-se insuficiente para sistemas de múltiplas entradas e saídas [OGATA, 2003].

3.1.1 Teoria de Controle Clássico

Os sistemas de controle de malha aberta são aqueles em que o sinal de saída não exerce nenhuma ação de controle no sistema, ou seja, o sinal de saída não é medido nem realimentado para comparação com a entrada. Já os sistemas de controle com realimentação (malha fechada), o sinal de erro atuante, que é a diferença entre o sinal de entrada e o sinal de realimentação, realimenta o controlador, de modo que minimize o erro e acerte a saída do sistema ao valor desejado.

Um sistema de controle em malha fechada tem a função de comparar o valor real de saída da planta (que é o sistema a ser controlado) com a entrada de referência (valor desejado), determinando o desvio entre elas e produzindo um sinal de controle que vai reduzir o desvio a zero ou a um valor pequeno, como apresentado na Figura 3.1. A maneira pela qual o controlador produz o sinal de controle é denominada de ação de controle.

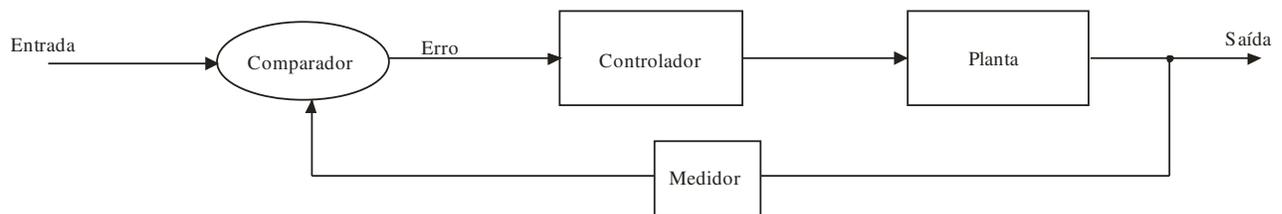


Figura 3.1 – Diagrama de blocos de um sistema de controle arbitrário.

O medidor é um dispositivo responsável por converter a variável de saída em outra variável conveniente, que pode ser comparada à entrada de referência.

Os controladores podem ser classificados de acordo com suas ações de controle:

- Controlador de duas posições ou *on-off*;
- Controlador proporcional;
- Controlador proporcional-integral;
- Controlador proporcional-derivativo;
- Controlador proporcional-integral-derivativo.

3.1.1.1 Controlador de Duas Posições ou *On-Off*

Para os sistemas de duas posições o elemento atuante (controlador) tem somente duas posições fixas, que são simplesmente em muitos casos *on-off*. Este tipo de controle é relativamente simples e barato, por esta razão é bastante utilizado em sistemas de controle domésticos e industriais [PINTO et al, 2008].

O sinal de controle é $u(t)$ e o sinal de erro atuante é $e(t)$. No controle de duas posições, o sinal $u(t)$ permanece em um valor máximo ou em um valor mínimo, conforme o sinal de erro atuante for negativo ou positivo. Portanto

$$u(t) = U_1, \text{ para } e(t) > 0, \tag{3.1}$$

$$u(t) = U_2, \text{ para } e(t) < 0. \tag{3.2}$$

Em que U_1 e U_2 são constantes e o valor mínimo U_2 é normalmente zero ou $-U_1$.

Na Figura 3.2 são apresentados os diagramas de blocos do controlador de duas posições. O intervalo no qual o sinal de erro atuante deve variar antes de ocorrer a comutação é denominado de intervalo diferencial. Esse intervalo diferencial, como ilustrado na Figura 3.2(b), faz com que a saída $u(t)$ do controlador mantenha seu valor atual até que o sinal de erro atuante tenha variado ligeiramente além do valor zero.

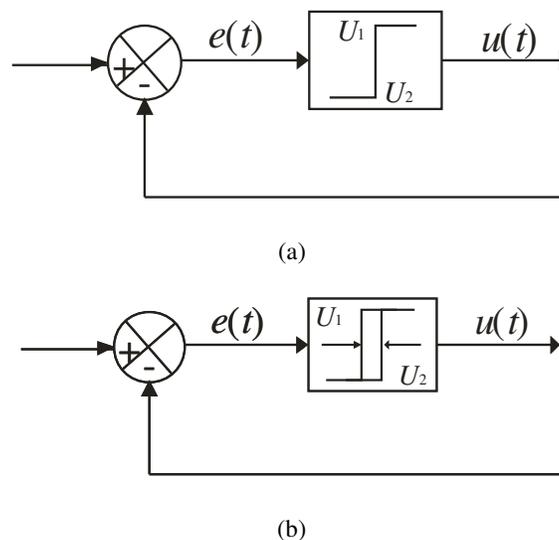


Figura 3.2 – (a) Diagrama de blocos de um controlador *on-off*; (b) Diagrama de blocos de um controlador *on-off* com intervalo diferencial.

A desvantagem deste tipo de controlador é a oscilação da saída em torno do *setpoint* (valor de referência) do controlador, a chamada histerese, não garantindo precisão e sim uma aproximação da variável controlada, como pode ser observado na Figura 3.3.

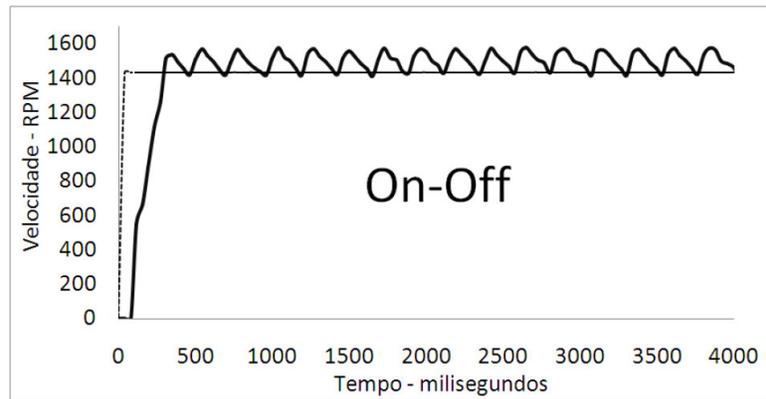


Figura 3.3 – Resposta à entrada degrau com *setpoint* em 1400 rpm para o controlador *on-off*.

3.1.1.2 Controlador Proporcional (P)

Para um controlador com ação de controle proporcional, a relação entre o sinal de controle $u(t)$ e o sinal de erro atuante $e(t)$ é

$$u(t) = K_p e(t). \quad (3.3)$$

Utilizando a transformada de Laplace

$$\frac{U(s)}{E(s)} = K_p, \quad (3.4)$$

em que K_p é denominado ganho proporcional.

Esse tipo de controlador é relativamente simples e de baixo custo, porém em alguns casos, dependendo do sistema a ser controlado, pode não atingir a estabilidade desejada, inclusive gerando oscilação permanente, dependendo do ajuste do ganho. Mesmo quando atingido o ponto de estabilidade, ou seja, quando o valor atual se iguala ao *setpoint*, este tipo de controlador pode apresentar o chamado erro de regime permanente, com a tendência de permanecer um pouco abaixo do ponto de controle, prejudicando a precisão desta estratégia, como pode ser analisado na Figura 3.4.

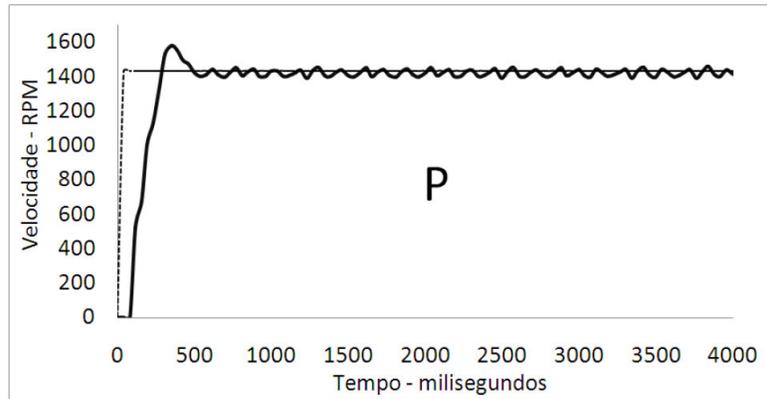


Figura 3.4 – Resposta à entrada degrau com *setpoint* em 1400 rpm para o controlador P.

3.1.1.3 Controlador Integral (I)

Em um controlador com ação de controle integral, o valor do sinal de controle $u(t)$ é modificado a uma taxa de variação proporcional ao sinal de erro atuante $e(t)$, ou seja,

$$\frac{du(t)}{dt} = K_i e(t), \tag{3.5}$$

ou

$$u(t) = K_i \int_0^{\infty} e(t) dt. \tag{3.6}$$

Em que K_i é uma constante ajustável. A função de transferência de um controlador integral é

$$\frac{U(s)}{E(s)} = \frac{K_i}{s}. \tag{3.7}$$

Da equação (3.5) observa-se que o controlador produz um sinal de controle constante enquanto não houver erro, e que quando o erro assume valores diferentes de zero o sinal de controle varia para compensar tal efeito. O sinal de controle varia muito lentamente para pequenos erros, logo este controlador elimina o erro de regime permanente, mas apresenta resposta lenta.

3.1.1.4 Controlador Proporcional-Integral (PI)

Essa ação é definida por

$$u(t) = K_p e(t) + \frac{K_p}{T_i} \int_0^t e(t) dt, \tag{3.8}$$

ou a função de transferência do controlador é

$$\frac{U(s)}{E(s)} = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right). \quad (3.9)$$

Em que T_i é denominado de tempo integrativo.

Este controle utiliza a combinação dos controles P e I, pois, a utilização do controlador I elimina um dos problemas presentes no controlador P, que é erro de regime permanente. No entanto este controlador apresenta resposta lenta, como ilustrado na Figura 3.5.

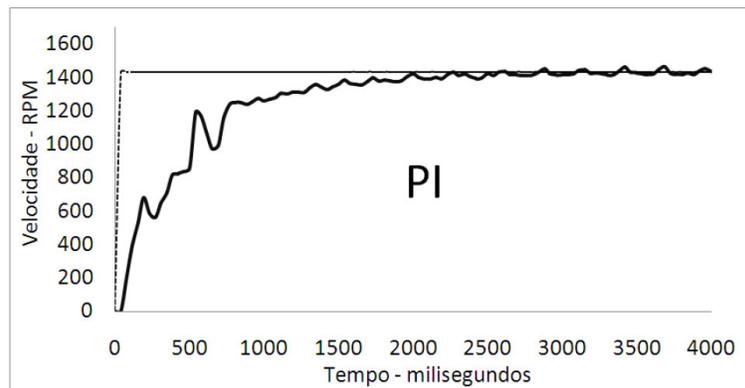


Figura 3.5 – Resposta à entrada degrau com *setpoint* em 1400 rpm para o controlador PI.

3.1.1.5 Controlador Proporcional-Derivativo (PD)

A ação de controle de um controlador proporcional-derivativo é definida por

$$u(t) = K_p e(t) + K_p T_d \frac{de(t)}{dt}, \quad (3.10)$$

e a função transferência é

$$\frac{U(s)}{E(s)} = K_p (1 + T_d s). \quad (3.11)$$

Em que T_d é denominado de tempo derivativo.

De acordo com a equação (3.10) a parcela correspondente à derivada pode ser entendida como a taxa de variação do erro em relação ao tempo. Logo se o erro cresce rapidamente, o sinal de controle será grande e se o erro cresce lentamente, o sinal de controle apresentará um valor menor. Esta ação somada à parcela proporcional resulta em um controlador com resposta rápida no

momento do surgimento do erro. No entanto se este tipo de controle for aplicado a um sistema cuja resposta natural é rápida, o sistema poderá se tornar instável.

3.1.1.6 Controlador Proporcional-Integral-Derivativo (PID)

A combinação das ações de controle proporcional, integral e derivativa é denominada de controle proporcional-integral-derivativo. Essa ação combinada tem as vantagens individuais de cada uma das três ações de controle, como apresentado na Figura 3.6.

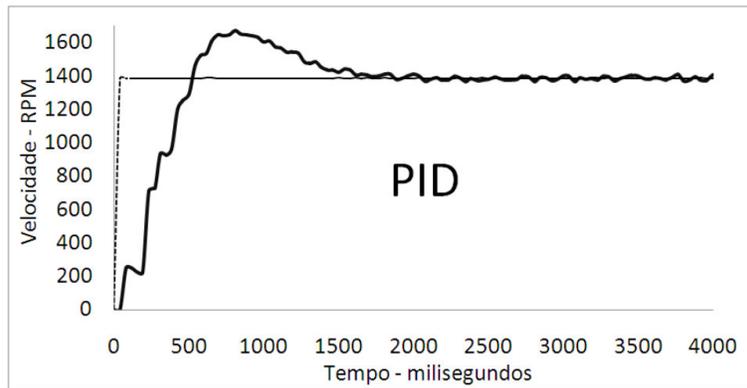


Figura 3.6 – Resposta à entrada degrau com *setpoint* em 1400 rpm para o controlador PID.

A equação de um controlador com essas ações combinadas é dada por

$$u(t) = K_p e(t) + \frac{K_p}{T_i} \int_0^t e(t) dt + K_p T_d \frac{de(t)}{dt}, \tag{3.12}$$

e a função de transferência é

$$\frac{U(s)}{E(s)} = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} + T_d s \right). \tag{3.13}$$

O diagrama de blocos é mostrado na Figura 3.7.

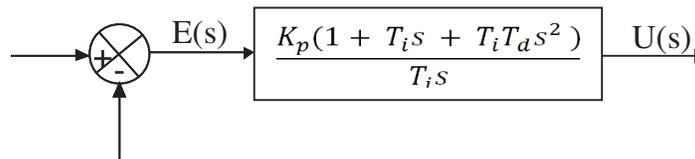


Figura 3.7 – Diagrama de blocos de um controlador proporcional-integral-derivativo.

Cada um dos três parâmetros do controlador pode ser ajustado independentemente, conforme as características do sistema a ser controlado.

Nas Figuras 3.3, 3.4, 3.5 e 3.6 foram apresentados os gráficos dos controladores clássicos, como *on-off*, P, PI e PID. Para implementar estes controladores foi utilizado um microcontrolador, onde o sistema controlado tratava-se de uma mini turbina eólica (ventilador). A variável monitorada era a velocidade do ventilador, enquanto que o parâmetro controlado é a tensão de alimentação do mesmo [COSTA FILHO et al, 2009].

3.2 Teoria de Controle Moderno

A tendência dos sistemas modernos em engenharia é aumentar a sua complexidade em virtude da necessidade de realizar tarefas complexas e de alta precisão [ARRUDA et al, 2008].

Sistemas complexos podem ter entradas e saídas múltiplas e, para a análise e projeto de controle deste tipo de sistema se faz necessária a sua representação no espaço de estados.

3.2.1 Modelagem de Sistemas no Espaço de Estados

Nesta seção será apresentada uma breve introdução sobre a análise de sistemas de controle no espaço de estados. Logo se faz necessário definir estado, variáveis de estado, vetor de estados e espaço de estados.

- **Estado:** O estado de um sistema dinâmico é o menor conjunto de variáveis (chamadas de variáveis de estado), tais que o conhecimento dessas variáveis em $t = t_0$, juntamente com o conhecimento da entrada para $t \geq t_0$, determina completamente o comportamento do sistema para qualquer instante $t \geq t_0$.
- **Variáveis de Estado:** As variáveis de estado de um sistema dinâmico são aquelas que constituem o menor conjunto de variáveis capaz de determinar o estado desse sistema dinâmico (de tal modo que, sendo dada a entrada para $t \geq t_0$ e especificado o estado inicial em $t = t_0$, o estado futuro do sistema fique completamente determinado). Se pelo menos n variáveis x_1, x_2, \dots, x_n são necessárias para descrever todo comportamento de um sistema dinâmico, então essas n variáveis formam um conjunto de variáveis de estado.

- **Vetor de Estado:** Se forem necessárias n variáveis de estado para descrever completamente o comportamento de um dado sistema, então essas n variáveis de estado poderão ser consideradas os n componentes de um vetor \mathbf{x} . Esse vetor é chamado de vetor de estado. Assim, um vetor de estado é aquele que determina univocamente o estado do sistema $\mathbf{x}(t)$ para qualquer instante $t \geq t_0$, uma vez dado o estado em $t = t_0$ e especificada a entrada $u(t)$ para $t \geq t_0$.
- **Espaço de Estados:** O espaço n -dimensional, cujos eixos coordenados são formados pelos eixos de x_1, x_2, \dots, x_n onde x_1, x_2, \dots, x_n são variáveis de estado, é chamado de espaço de estados. Qualquer estado pode ser representado por um ponto no espaço de estados.

A análise no espaço de estados envolve três tipos de variáveis que estão presentes na modelagem de sistemas dinâmicos: variáveis de entrada, variáveis de saída e variáveis de estado. Para um sistema com múltiplas entradas e múltiplas saídas tem-se que para r entradas $u_1(t), u_2(t), \dots, u_r(t)$, m saídas $y_1(t), y_2(t), \dots, y_m(t)$ e n variáveis de estado $x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t)$, o sistema pode ser descrito como

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t), \quad (3.14)$$

$$\mathbf{y}(t) = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t). \quad (3.15)$$

Em que a equação (3.14) é a equação de estado e a equação (3.15) é a equação de saída.

Linearizando as equações (3.14) e (3.15) em torno de um ponto de operação, tem-se as seguintes equações de estado e de saída linearizadas

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{A}\mathbf{x}(t) + \mathbf{B}\mathbf{u}(t), \quad (3.16)$$

$$\mathbf{y}(t) = \mathbf{C}\mathbf{x}(t) + \mathbf{D}\mathbf{u}(t). \quad (3.17)$$

Em que \mathbf{A} é a matriz de estado, \mathbf{B} é a matriz de entrada, \mathbf{C} é a matriz de saída e \mathbf{D} é a matriz de transmissão direta do sistema.

Sendo a função de transferência dada por

$$\frac{Y(s)}{U(s)} = G(s). \quad (3.18)$$

A transformada de Laplace das equações (3.16) e (3.17) é dada por

$$s\mathbf{X}(s) - \mathbf{x}(0) = \mathbf{A}\mathbf{X}(s) + \mathbf{B}U(s), \quad (3.19)$$

$$Y(s) = \mathbf{C}\mathbf{X}(s) + \mathbf{D}U(s). \quad (3.20)$$

Considerando as condições iniciais nulas tem-se

$$(s\mathbf{I} - \mathbf{A})\mathbf{X}(s) = \mathbf{B}U(s). \quad (3.21)$$

Multiplicando a equação (3.21) por $(s\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1}$ e substituindo o resultado na equação (3.20)

obtem-se

$$Y(s) = [\mathbf{C}(s\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1}\mathbf{B} + \mathbf{D}]U(s). \quad (3.22)$$

Logo comparando a equação (3.22) com a equação (3.18) observa-se que

$$G(s) = \mathbf{C}(s\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1}\mathbf{B} + \mathbf{D}. \quad (3.23)$$

A expressão encontrada para a função de transferência do sistema é dada em termos de \mathbf{A} , \mathbf{B} , \mathbf{C} e \mathbf{D} .

A equação (3.23) pode ser escrita da seguinte maneira

$$G(s) = \frac{Q(s)}{|s\mathbf{I} - \mathbf{A}|} \quad (3.24)$$

em que $Q(s)$ é um polinômio em s . Portanto, $|s\mathbf{I} - \mathbf{A}|$ é igual ao polinômio característico de $\mathbf{G}(s)$, ou seja, os autovalores da matriz de estado do sistema \mathbf{A} , são idênticos aos pólos de $\mathbf{G}(s)$.

3.2.2 Projeto de Sistemas de Controle no Espaço de Estados

A seguir serão tratados os métodos de projeto no espaço de estados baseados nos métodos de alocação de pólos e de regulador quadrático ótimo.

3.2.2.1 Alocação de Pólos

Considere o sistema de controle dado por

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{B}u, \quad (3.25)$$

$$y = \mathbf{C}\mathbf{x}. \quad (3.26)$$

Em que:

x é o vetor de estado (ordem $n \times 1$);

y é o sinal de saída (ordem $m \times 1$);

u é o sinal de controle (ordem $r \times 1$);

A é a matriz constante $n \times n$;

B é a matriz constante $n \times r$;

C é a matriz constante $m \times n$.

O sinal de controle é dado por

$$u = -Kx. \tag{3.27}$$

A matriz $K_{r \times n}$ é denominada matriz de ganho de realimentação de estado, este esquema pode ser observado na Figura 3.8.

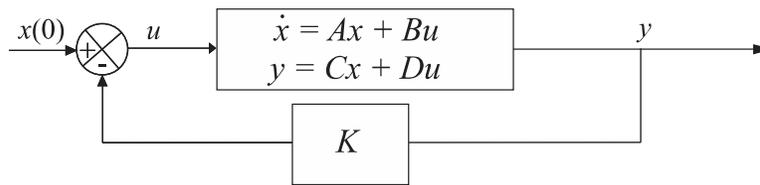


Figura 3.8 – Sistema de controle de malha fechada com $u = -Kx$.

O objetivo é evitar que a saída sofra variações causadas por distúrbios, e se isso acontecer, que este retorne rapidamente ao valor de referência.

Substituindo a equação (3.27) na equação (3.25) tem-se

$$\dot{x} = (A - BK)x(t). \tag{3.28}$$

A solução desta equação é dada por

$$x(t) = e^{(A-BK)t}x(0). \tag{3.29}$$

Em que $x(0)$ é o estado inicial. A estabilidade e a característica da resposta temporal são determinadas pelos autovalores da matriz $A - BK$. Se os autovalores forem posicionados no lado

esquerdo do plano s , então $\mathbf{x}(t)$ tenderá a 0 à medida que t tende a infinito. Este problema de alocar pólos na posição desejada é denominado de alocação de pólos.

A alocação arbitrária de pólos para um dado sistema é possível se e somente se o sistema for de estado completamente controlável. O sistema é dito completamente controlável quando no instante t_0 for possível, por meio de um vetor de controle não limitado, transferir o sistema de qualquer estado inicial $\mathbf{x}(t_0)$ para qualquer outro estado, em um intervalo de tempo finito.

A grande desvantagem da alocação de pólos é que para este tipo de projeto, a escolha dos pólos é feita de maneira arbitrária. Logo, se esta escolha não for correta, pode acarretar em problemas de estabilidade relativa ou gasto elevado de energia.

3.2.2.2 Sistemas Reguladores Quadráticos Ótimos (LQR)

O sistema deverá ser representado no espaço de estados, equações (3.25) e (3.26).

A grande vantagem do método de controle ótimo em relação ao método de alocação de pólos é que o primeiro fornece um modo sistemático de cálculo da matriz de ganho de controle por realimentação.

É sabido da Teoria de Controle que sob completa controlabilidade, um sistema linear invariante no tempo pode ser estabilizado por uma lei linear de realimentação de estados. Alocando os pólos do sistema em malha fechada tão distantes quanto possível, a esquerda do eixo imaginário do plano complexo, a convergência para o estado zero pode ser feita arbitrariamente rápida, requerendo, no entanto, grandes amplitudes para o sinal de entrada. Em qualquer problema prático, a amplitude do sinal de entrada deve ser limitada, o que impõe um limite no deslocamento dos pólos para a esquerda do plano complexo.

Estas considerações levam naturalmente à formulação de um problema de otimização no qual tanto velocidade de convergência ao estado zero como amplitude do sinal de entrada são levados em consideração.

O problema de otimização é formulado como segue [KWAKERNAAK & SIVAN, 1972].

Considere o índice de desempenho

$$J = \int_0^{\infty} (\Delta \bar{X}^T Q \Delta \bar{X} + \Delta \bar{U}^T R \Delta \bar{U}) dt. \quad (3.30)$$

Em que Q e R são matrizes peso simétricas e, respectivamente, positivo semi-definida e positivo definida, que devem ser definidas pelo engenheiro de controle.

A lei de controle é então calculada minimizando J em (3.30). A metodologia de cálculo dos parâmetros do controlador pode ser enunciada como segue:

- A quantidade $\Delta \bar{X}^T Q \Delta \bar{X}$ é a medida da distância para a qual o estado em um dado instante t desvia do estado zero. Os valores escolhidos para os elementos da diagonal de Q devem ser maiores para que as variáveis de estado tenham as suas variações mais rapidamente atenuadas.

- O termo $\Delta \bar{U}^T R \Delta \bar{U}$ é uma medida da amplitude dos sinais de entrada. Os elementos da diagonal de R devem ser escolhidos tão baixos quanto possível para possibilitar maiores amplitudes do sinal de entrada na minimização de J .

A estratégia de controle ótimo é dada por

$$\Delta \bar{U} = -R^{-1} B^T P \Delta \bar{X} = K \Delta \bar{X}. \quad (3.31)$$

Em que P é a matriz simétrica positivo semi-definida e solução única da equação algébrica de Riccati

$$PA + A^T P - PBR^{-1}B^T P + Q = 0. \quad (3.32)$$

Se for necessário definir uma função custo em termos das saídas Y , então a seguinte função pode ser considerada

$$J = \int_0^{\infty} (\Delta \bar{Y}^T Q_C \Delta \bar{Y} + \Delta \bar{U}^T R \Delta \bar{U}) dt. \quad (3.33)$$

Em que Q_C é uma matriz diagonal dada pela substituição de (3.32) em (3.33)

$$Q = C^T Q_C C. \quad (3.34)$$

Os sinais de teste geralmente são as funções degrau, rampa, parábola de aceleração, impulso, senoidais e outras. Como estes sinais são funções de tempo, variam gradualmente, podem ser considerados bons sinais de teste.

A resposta temporal de um sistema de controle é constituída de duas partes: a **resposta transitória** e a **resposta estacionária**. Por resposta transitória, entende-se como sendo aquela resposta que vai do estado inicial ao estado final. Por resposta estacionária, entende-se como o sendo o comportamento do sinal de saída do sistema à medida que t (t - tempo) tende ao infinito. Assim, a resposta de um sistema qualquer, $c(t)$, pode ser escrita como

$$c(t) = c_{tr}(t) + c_{ss}(t). \quad (3.36)$$

Em que,

c_{tr} – resposta transitória;

c_{ss} – resposta estacionária.

No projeto de um sistema de controle, deve ser possível prever seu comportamento dinâmico, a partir do conhecimento de seus componentes. A característica mais importante do comportamento dinâmico do sistema de controle é a **estabilidade absoluta**, isto é, se o sistema é estável ou instável.

Outras características importantes do sistema são a **estabilidade relativa** e o **erro estacionário**. A primeira característica corresponde ao amortecimento das oscilações da resposta transitória antes de atingir o estado permanente. Já a segunda característica corresponde ao sinal de saída de um sistema em regime permanente não coincidir exatamente com a entrada, esta diferença indica a precisão do sistema.

3.3.1 Sistemas de Segunda Ordem

A forma padrão da função de transferência (FT) de um sistema de segunda ordem é

$$FT(s) = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}. \quad (3.37)$$

Em que:

$\sigma = \zeta\omega_n$ – atenuação;

ω_n – frequência natural de oscilação;

ζ – coeficiente de amortecimento.

O comportamento dinâmico do sistema de segunda ordem pode ser descrito em termos de dois parâmetros ζ e ω_n . Se $0 < \zeta < 1$, os pólos de malha fechada são complexos conjugados e se situam no semiplano esquerdo do plano s . O sistema é então chamado subamortecido e a resposta oscilatória. Se $\zeta = 0$, a resposta transitória não decai. Se $\zeta = 1$, o sistema é dito criticamente amortecido. Os sistemas superamortecidos correspondem a $\zeta > 1$.

Em muitos casos práticos, as características de desempenho desejadas de um sistema de controle são especificadas em termos de grandezas no domínio do tempo. Os sistemas com energia armazenada não podem responder instantaneamente e vão fornecer respostas transitórias sempre que estiverem sujeitos a sinais de entrada ou distúrbios. Portanto, antes de atingir o regime permanente, a resposta transitória de um sistema de controle apresenta, frequentemente, oscilações amortecidas.

Na especificação das características das respostas transitórias de um sistema de controle é comum se especificar o seguinte:

t_d – tempo de atraso: trata-se do tempo requerido para que a resposta alcance metade de seu valor final pela primeira vez;

t_r – tempo de subida: é o tempo requerido para que a resposta passe de 10% a 90%, ou de 5% a 95%, ou de 0% a 100% do valor final. Para sistemas de segunda ordem subamortecidos, o tempo de subida de 0% a 100% é o normalmente utilizado. Para os sistemas superamortecidos, o tempo de subida de 10% a 90% é o mais comumente utilizado;

t_p – tempo de pico: é o tempo para que a resposta atinja o primeiro pico de sobre-sinal;

M_p – Máximo sobre-sinal: é o valor máximo de pico da curva de resposta, medido a partir da unidade. Se o valor final da resposta em regime permanente diferir da unidade, então é comum realizar porcentagem máxima de sobre-sinal, definida por

$$\text{Máximo sobre – sinal em porcentagem} = \frac{y(t_p) - y(\infty)}{y(\infty)} \cdot 100 \quad (3.38)$$

O valor máximo (em porcentagem) do sobre-sinal indica diretamente a estabilidade relativa do sistema;

t_s – tempo de acomodação: é o tempo necessário para que a curva de resposta alcance valores em uma faixa (usualmente de 2% a 5%) em torno do valor final, aí permanecendo indefinidamente.

No entanto estas especificações não se aplicam necessariamente a todos os casos dados.

Estas especificações são apresentadas graficamente na Figura 3.10.

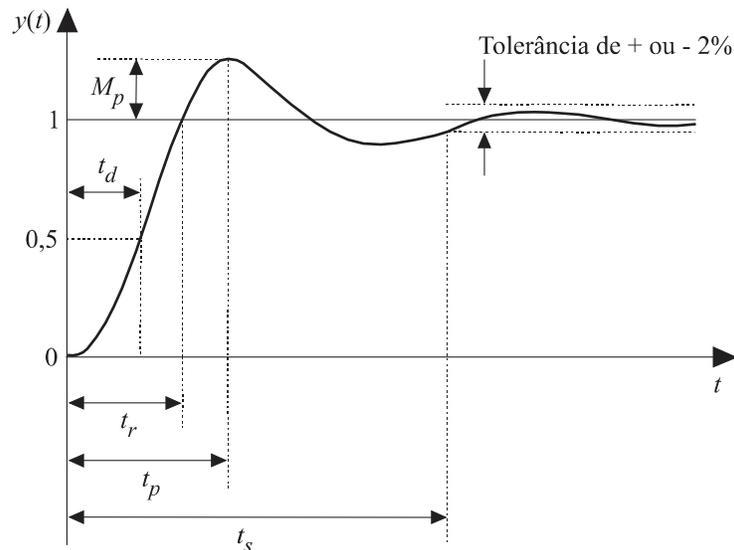


Figura 3.10 – Curva de resposta a uma entrada em degrau que mostra t_d , t_r , t_p , M_p e t_s .

Exceto para certas aplicações em que as oscilações não podem ser toleradas, é desejável que a resposta transitória seja suficientemente rápida e amortecida. Assim, para uma resposta transitória aceitável de um sistema de segunda ordem, o coeficiente de amortecimento deve se situar

entre 0,4 e 0,8. Valores pequenos de ζ ($\zeta < 0,4$) resultam em excessivo sobre-sinal na resposta transitória, e um sistema com um grande valor de ζ ($\zeta > 0,8$) responde lentamente.

3.3.2 Pólos Dominantes em Malha Fechada

O domínio relativo dos pólos de malha fechada é determinado pela relação das partes reais dos pólos de malha fechada, bem como pelo valor dos resíduos calculados nos pólos. As magnitudes dos resíduos dependem tanto dos pólos como dos zeros de malha fechada.

Se as relações das partes reais forem maiores do que 5 e não houver zeros nas proximidades, então os pólos de malha fechada mais próximos do eixo $j\omega$ serão dominantes no comportamento da resposta transitória, porque correspondem aos termos da resposta transitória que decrescem lentamente. Os pólos que têm efeitos dominantes no comportamento da resposta transitória são chamados de pólos dominantes de malha fechada. Muito frequentemente, os pólos dominantes apresentam-se sob forma de um par complexo conjugado. Os pólos dominantes de malha fechada são os de maior importância entre todos os pólos de malha fechada.

3.3.3 Análise de Estabilidade no Plano Complexo

A estabilidade de um sistema linear de malha fechada pode ser determinada a partir da localização dos pólos de malha fechada no plano s . Se qualquer um desses pólos estiver no semiplano direito do plano s , então, com o decorrer do tempo, eles darão origem ao modo dominante e a resposta transitória aumentará monotonicamente ou oscilará com amplitude crescente. Isso representa um sistema instável. No entanto, se todos os pólos de malha fechada se situarem à esquerda do eixo $j\omega$, qualquer resposta transitória poderá alcançar o equilíbrio. Isso caracteriza um sistema estável.

No entanto, o simples fato dos pólos de malha fechada estarem situados no semiplano esquerdo do plano s não garante que as características da resposta transitória sejam satisfatórias. Se os pólos complexos conjugados dominantes de malha fechada estiverem situados próximos ao eixo $j\omega$, a resposta transitória poderá apresentar oscilações excessivas ou poderá ser muito lenta. Dessa

maneira, para garantir que as características da resposta transitória sejam rápidas, mas também suficientemente amortecidas, é necessário que os pólos de malha fechada do sistema se situem em uma região conveniente do plano complexo, tal como a região delimitada pela área sombreada na Figura 3.11.

Como a estabilidade relativa e o desempenho da resposta transitória de um sistema de controle de malha fechada estão diretamente relacionados à configuração de pólos e zeros de malha fechada no plano s , frequentemente é necessário ajustar um ou mais parâmetros do sistema, a fim de obter configurações satisfatórias.

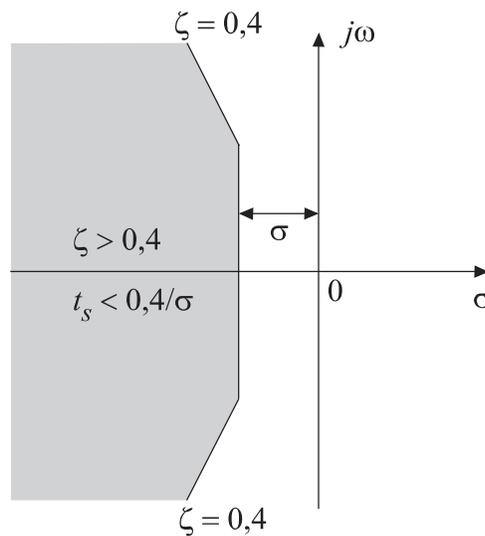


Figura 3.11 – Região no plano complexo que satisfaz as condições $\zeta > 0,4$ e $t_s < 4/\sigma$.

3.4 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentado um resumo das técnicas de controle clássico e de controle moderno. Durante este estudo notou-se que a técnica baseada em realimentação de estados é mais eficiente do que as demais técnicas. Definiram-se alguns conceitos sobre resposta transitória para uma análise sob o ponto de vista de controle do projeto realizado por Barros [2006].

Visando uma simulação de um sistema elétrico contendo um DFIG para a comprovação da eficácia da técnica proposta por Barros [2006], o próximo capítulo iniciará uma abordagem sobre estabilidade e a apresentação do programa utilizado.

Capítulo 4

Conceitos Básicos sobre Estabilidade de Geradores

Eólicos

Este capítulo é iniciado com alguns conceitos básicos sobre os estudos dinâmicos em sistemas elétricos de potência contendo geradores eólicos. Em seguida é apresentada a modelagem matemática utilizada neste trabalho para os geradores eólicos.

Por fim, apresenta-se o programa ESTABEOLICA[®], que possibilitou, por meio de simulação, o estudo de estabilidade transitória.

4.1 Estabilidade Transitória

Os sistemas de potência além de serem capazes de operar satisfatoriamente em regime permanente devem ser flexíveis à presença de defeitos ou perturbações de forma a garantir a continuidade da prestação de serviço mesmo quando sujeitos a anomalias.

A estabilidade de um sistema de potência está ligada ao comportamento dinâmico das máquinas síncronas após a ocorrência de um distúrbio. Muitas são as causas de defeitos ou perturbações em sistemas de potência: curtos-circuitos, rompimento de linhas de transmissão, descargas atmosféricas, entrada ou saída de cargas de grande porte, etc. Essas perturbações afastam o sistema do seu ponto de operação original. Basicamente, os estudos de estabilidade analisam o

comportamento transitório do sistema durante e após tais perturbações. Deve-se determinar se o sistema será capaz de encontrar um novo ponto de operação e quais os procedimentos necessários para que isso aconteça.

As perturbações podem ser classificadas em pequeno e grande impacto. São chamadas de pequenos impactos as flutuações normais das condições de operação e seu estudo é usualmente denominado Estabilidade Dinâmica. Os grandes impactos, por sua vez, são eventos que podem levar as máquinas (os geradores) do sistema à perda de sincronismo, causando a desagregação do sistema e conseqüentemente a interrupção do fornecimento de energia, os indesejáveis blecautes. O estudo de Estabilidade Transitória tem por objetivo a verificação da capacidade do sistema se manter em sincronismo após uma perturbação [KUNDUR, 1994; PAI, 1981].

O sistema é dito estável se após a ocorrência de perturbações o mesmo continuar a funcionar em sincronismo. Assim, os estudos de estabilidade procuram determinar o comportamento das máquinas após a ocorrência da perturbação.

No período transitório que se segue à ocorrência de uma perturbação, o funcionamento do sistema é oscilatório por natureza, o que terá influência nas potências que circulam nas linhas. Porém, se o sistema for estável, estas oscilações serão fortemente amortecidas. A capacidade de um sistema elétrico de energia se manter estável depende fortemente da capacidade das variáveis de controle do sistema para amortecer as oscilações eletromecânicas [BARBOSA, 2007].

Os estudos dinâmicos de sistemas de potência se referem aos fenômenos transitórios na faixa de frequência de 1 a 10 Hz. Atualmente, estes estudos são realizados através de uso de programas de simulação de estabilidade transitória. Quando o fenômeno transitório envolve frequências maiores, programas como os EMTP (*Eletromagnetic Transients Programs*) são requeridos.

Programas de estabilidade transitória são implementados a partir de modelos matemáticos que consistem de equações algébricas e diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico das máquinas, sistemas de excitação, turbinas, reguladores de velocidade e equações que descrevem a

rede interligada, cargas, etc., formando um conjunto complexo de equações diferenciais e algébricas, não lineares.

Para a simulação do comportamento dinâmico de um sistema de potência, faz-se necessário que a rede de transmissão seja simulada em um software de fluxo de cargas (ANAREDE[®] - Programa de Análise de Redes). A máquina é interligada à rede através do seu circuito equivalente, que consiste em uma tensão interna, variando de acordo com o modelo, conectada a uma reatância. Na interligação das máquinas à rede, as componentes reais e imaginárias de tensões e correntes devem necessariamente estar expressas na mesma referência de eixos. No modelo de máquinas síncronas, as equações se referem às coordenadas nos eixos de cada máquina em estudo; enquanto os valores de tensão e corrente do sistema de transmissão referem-se a um eixo comum do sistema, originado da barra de referência. Logo, transformações de valores da referência do sistema, DQ , para a referência da máquina, dq , e vice-versa, serão necessárias de acordo com as equações abaixo

$$\begin{bmatrix} i_D \\ i_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \delta & \cos \delta \\ -\cos \delta & \sin \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \text{ e} \quad (4.1)$$

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \delta & -\cos \delta \\ \cos \delta & \sin \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_D \\ i_Q \end{bmatrix}. \quad (4.2)$$

Em que:

i_D – corrente do eixo direto na referência do sistema;

i_Q – corrente do eixo em quadratura na referência do sistema;

i_q – corrente do eixo em quadratura na referência da máquina;

i_d – corrente do eixo direto na referência da máquina;

δ – ângulo de torque.

A simulação de estabilidade transitória de sistemas de potência é feita de acordo com o diagrama de blocos da Figura 4.1 [MOTA, 2006].

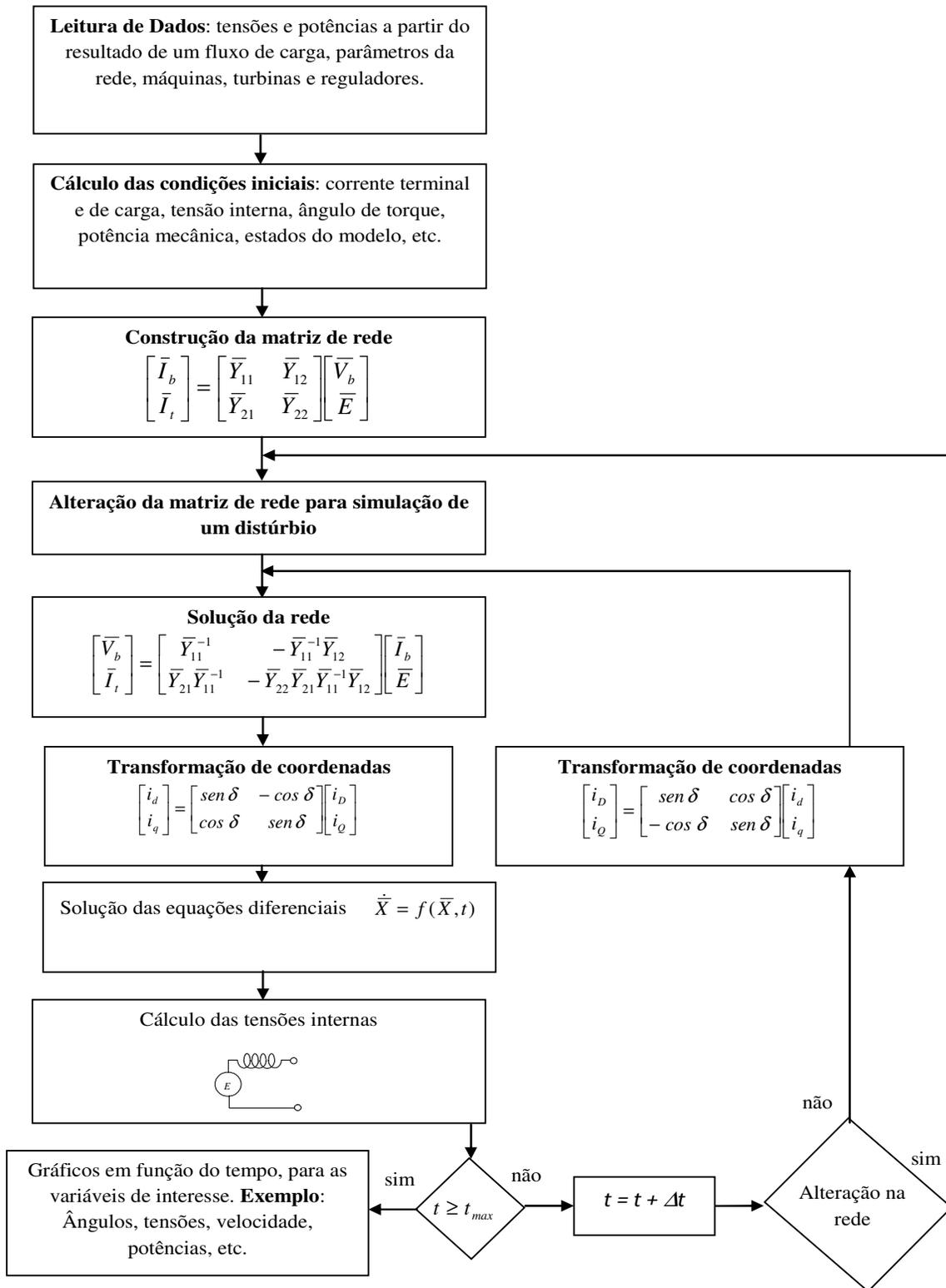


Figura 4.1 – Diagrama de blocos simplificado para simulação dinâmica de sistemas de potência em computador.

Em que:

\bar{Y}_{nn} – matriz admitância;

I_b – correntes nas barras de cargas;

I_t – correntes nas barras geradoras;

V_b – tensão nas barras de cargas;

\bar{E} – tensão nas barras geradoras;

t – tempo de simulação;

t_{max} – tempo máximo de simulação.

4.2 Estudos Dinâmicos de Sistemas Contendo Geradores Eólicos

Uma vez que nos estudos deste trabalho utilizam-se sistemas de potência que contenham DFIGs, faz-se necessário modelar o comportamento do vento, a mecânica da turbina eólica, o gerador elétrico e os sistemas de controle, apresentados no Capítulo 3. No entanto, para estudos mais sofisticados pode-se modelar o acoplamento entre turbina e o gerador. Uma vez que estes estudos estão relacionados com transitórios eletromecânicos, que são transitórios lentos, não se faz necessária a modelagem detalhada dos conversores.

4.2.1 Modelo Mecânico

A modelagem mecânica de um gerador eólico deve reproduzir o comportamento da turbina segundo a teoria aerodinâmica descrita no Capítulo 2. O principal objetivo é determinar a potência mecânica captada a ser transformada em elétrica, para as diversas condições de vento. Portanto, a modelagem deve incluir desde a representação da força motriz do sistema de geração, ou seja, o vento, o comportamento da turbina, no que diz respeito à sua característica $c_p \times \lambda$ e os dispositivos de limitação de potência.

No modelo utilizado neste trabalho a velocidade do vento pode ser modelada por funções constantes, degraus, rampas, etc., de modo que possam ser simuladas diferentes forma de variações de vento.

4.2.2 Modelo de Gerador: Circuito Equivalente para Fins de Simulação do DFIG

Para o gerador tipo DFIG, a máquina pode ser representada pelo circuito equivalente ilustrado na Figura 4.2, referido ao estator, para conexão à rede através da tensão terminal.

A fonte de corrente I_a representa a corrente através do conversor C_2 . O seu cálculo é feito a partir da definição das potências ativa e reativa a serem entregues à rede através de C_2 [MOTA et al, 2004].

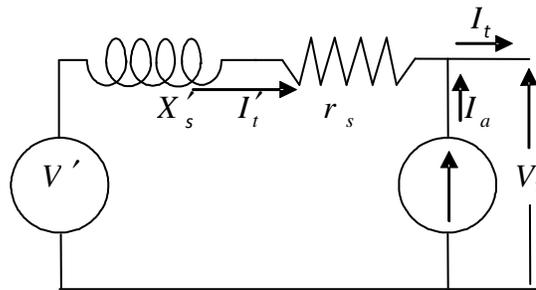


Figura 4.2 – Representação do circuito equivalente para o DFIG.

4.2.2.1 Variação da Tensão Interna do DFIG

Para esta máquina, as equações das tensões do rotor ficam na seguinte forma

$$v_{dr} = r_r i_{dr} - s\omega_s \varphi_{qr} + \dot{\varphi}_{dr} \quad \text{e} \quad (4.3)$$

$$v_{qr} = r_r i_{qr} - s\omega_s \varphi_{dr} + \dot{\varphi}_{qr}. \quad (4.4)$$

Em que:

r_r – resistência do rotor;

φ_{dr} – fluxo do eixo direto do rotor;

φ_{qr} – fluxo do eixo em quadratura do rotor.

O circuito pode ser referenciado ao estator através das seguintes equações

$$\dot{v}'_d = -\frac{1}{T_0} [v'_d - (X_s - X'_s) i_{qs}] + s\omega_s v'_q - v_{qr} \frac{L_m}{L_{rr}} \omega_s \quad \text{e} \quad (4.5)$$

$$\dot{v}'_q = -\frac{1}{T_0} [v'_q - (X_s - X'_s) i_{ds}] + s\omega_s v'_d - v_{dr} \frac{L_m}{L_{rr}} \omega_s. \quad (4.6)$$

Em que:

T_0 – constante de tempo transitória de circuito aberto;

X_s – reatância de dispersão do estator.

4.3 O Programa ESTABEOLICA[®]

O programa de estabilidade, ESTABEOLICA, é uma aplicação computacional para a realização de estudos de estabilidade à frequência fundamental, tanto na operação como no planejamento de sistemas elétricos de potência [MOTA, 2007].

O programa tem como objetivo simular o comportamento dinâmico de sistemas de potência frente a uma sequência de perturbações de grande ou pequena amplitude, seguida por operações de abertura e religamento de circuitos de transmissão e desligamento de outros elementos que também podem ser considerados.

O problema de simulação de transitórios eletromecânicos consiste na obtenção da solução do conjunto de equações algébrico-diferenciais que descreve o comportamento das máquinas e equipamentos (com seus respectivos controles) e das redes elétricas (CA e/ou CC).

O programa apresenta uma diversidade de modelos. Os modelos disponíveis são as turbinas hidráulicas e eólicas, máquinas síncronas, máquinas de indução, sistemas de excitação, sinais adicionais estabilizadores, sistemas de controle, compensadores estáticos e as cargas elétricas. Várias perturbações, como curtos-circuitos, aberturas de linhas de transmissão, rejeições de cargas, variações de cargas e abertura e religamento de linhas, entre outras podem ser simuladas. Além disso, o programa possibilita que o usuário implemente seu controle, ver Apêndice A.

4.4 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados conceitos básicos sobre estabilidade em sistemas de potência que está ligada ao seu comportamento quando submetido a uma perturbação.

Pretendendo verificar a eficiência do controle proposto por Barros [2006] implementou-se um sistema equipado com um DFIG no software ESTABEOLICA[®], apresentado também neste

capítulo. Com o ESTABEOLICA[®] tornou possível analisar o comportamento do controle proposto, desse sistema após a ocorrência de distúrbios.

Capítulo 5

Análises dos Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados da simulação para dois sistemas de potência distintos, ambos contendo DFIGs. Para efeito de comparação, nos dois sistemas os DFIGs foram equipados com controlador PI e com o controlador com realimentação dos estados (LQR). Em seguida foram aplicadas perturbações.

Foram utilizados um sistema em malhas e um radial, em que o primeiro representa um sistema de transmissão e o segundo um sistema de distribuição.

5.1 Caso 1: Sistema em Malhas com 7 Barras

Para o primeiro caso estudado foi adotado um sistema em malhas com 7 barras, apresentado na Figura 5.1, sendo que a barra 1 é considerada como barra infinita e a turbina eólica é equipada por um DFIG. Para efeito de comparação o DFIG foi implementado com o LQR e com controlador PI.

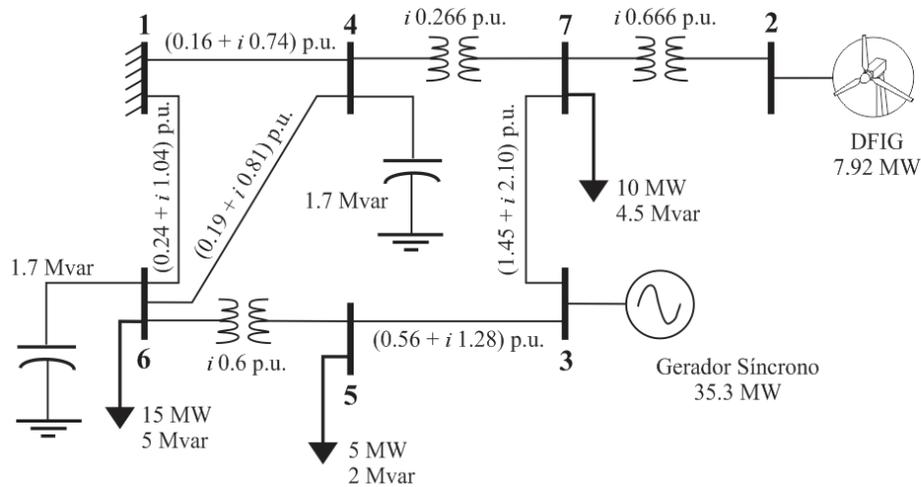


Figura 5.1 – Representação de uma rede elétrica malhada [ALMEIDA et al, 2004].

5.1.1 Controlador LQR

Para o projeto do controlador ótimo, tomou-se como base o modelo linearizado em torno do ponto de operação definido a partir do cálculo do fluxo de cargas do sistema. O gerador eólico é considerado um equivalente composto por 12 DFIGs iguais ao apresentado na Tabela 5.1.

TABELA 5.1 – MODELAGEM DO DFIG [PEÇAS LOPES, 2005].

Parâmetros do conjunto turbina + gerador	DFIG
Densidade do ar	1,225 kg/m ³
Velocidade do vento	12,4 m/s
Comprimento da pá	29 m
Caixa de engrenagens	1:74,5
Ângulo de Pitch	2,0°
Velocidade de Entrada em Operação	2,5 m/s
Velocidade Nominal	15 m/s
Velocidade de Saída de Operação	25 m/s
Potência Nominal	850 kW
Tensão Nominal	690 V
Resistência do Estator	0,001941 p.u.
Resistência do rotor	0,00804 p.u.
Reatância do estator	0,131695 p.u.
Reatância do rotor	0,070145 p.u.
Reatância de magnetização	3,2107 p.u.
Constante de inércia	4 s
Número de pólos magnéticos	4
Frequencia elétrica no estator	60 Hz
Escorregamento inicial	- 0,01

O modelo linearizado do sistema (Apêndice B) possui as seguintes matrizes no espaço de estados

$$A = \begin{bmatrix} -0,9220 & -0,2289 & 0,0002 & 0,0076 \\ 0,2289 & -0,9220 & -0,0003 & -0,0007 \\ 4,5146 & 47,2001 & 0 & 0,2853 \\ 0 & 0 & 1,0000 & 0 \end{bmatrix},$$

$$B = \begin{bmatrix} 0,7584 & 0 \\ 0 & 0,7584 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix},$$

$$C = \begin{bmatrix} 0,4031 & -0,0620 & 0 & -0,0017 \\ 1,0000 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1,0000 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1,0000 & 0 \end{bmatrix} e$$

$$D = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}.$$

Foram definidas as seguintes matrizes peso do método LQR

$$R = \begin{bmatrix} 7 & 0 \\ 0 & 7 \end{bmatrix} e$$

$$Q = \begin{bmatrix} 0,0010 & 1,0000 & 0 & 0 \\ 1,0000 & 0,0010 & 4,0000 & 0 \\ 0 & 4,0000 & 0,0010 & 2,0000 \\ 0 & 0 & 2,0000 & 0,0010 \end{bmatrix}.$$

Partindo das matrizes peso definidas, obteve-se a seguinte matriz ganho

$$K_y = \begin{bmatrix} 5,7662 & -2,2727 & 0,2994 & 0,0129 \\ 20,7409 & -8,4179 & -0,4784 & -0,0598 \end{bmatrix}.$$

A seguir apresenta-se uma análise dos resultados sob o ponto de vista da resposta transitória.

5.1.1.1 Estabilidade Absoluta

Partindo do cálculo do determinante dos polinômios $|sI - A|$ e $|sI - (A - BK_y)|$ é possível determinar os pólos do sistema sem controle e com controlador LQR, respectivamente. Na Tabela 5.2 são apresentados os pólos do sistema sem controle e com controle.

TABELA 5.2 – PÓLOS DO SISTEMA COM E SEM CONTROLE.

Pólos do Sistema	
Sem controle	Com controle LQR
0,5645	- 1,1867 + 0,5835i
- 1,1003	- 1,1867 - 0,5835i
- 0,6541 + 0,3472i	- 0,3850 + 0,3795i
- 0,6541 - 0,3472i	- 0,3850 - 0,3795i

Encontrados os pólos, sob o ponto de vista da estabilidade absoluta, pode se afirmar que o sistema sem controle é instável e o sistema com controle é estável. Para o primeiro fato percebe-se que o mesmo possui um pólo no semiplano positivo caracterizando a instabilidade, enquanto isso o segundo possui todos os seus pólos no semiplano negativo caracterizando a estabilidade.

5.1.1.2 Estabilidade Relativa

Para analisar o amortecimento das oscilações da resposta transitória é necessário se determinar os seguintes parâmetros referentes aos modos dominantes do sistema controlado:

- $\zeta = 0,7122$;
- $\omega_n = 0,5406\text{rad/s}$;
- $t_s = 10,3898\text{s}$.

Os modos dominantes se referem aos dois pólos dominantes. Uma vez que aqui trata-se de um sistema de ordem quatro, para que ζ , ω_n e t_s calculados sejam valores realísticos, é necessário que a parte real dos pólos dominantes seja, no mínimo, cinco vezes maior do que a parte real dos demais pólos. Se isto não ocorrer, então à medida que esta relação é maior, ou seja, à medida que ela se aproxima de cinco, melhor será a aproximação.

Neste caso analisado, esta relação é 3,08, e como pode ser visto no comportamento das variáveis de estado, Figuras 5.2 a 5.5, o tempo de acomodação é aproximadamente igual ao calculado de 10,3898s, indicando que a aproximação já é bastante satisfatória.

5.1.1.3 Resposta Transitória dos Estados Controlados (Resposta Livre do Sistema)

Nas Figuras 5.2 a 5.5 são apresentados os gráficos do comportamento das variáveis de estado. Estes gráficos representam a resposta livre do sistema. Pode-se constatar a rapidez na qual o sistema retorna a seu valor inicial e o fato da resposta ser bastante amortecida. Neste caso, as condições iniciais do sistema são $x_1(0) = x_2(0) = x_3(0) = x_4(0) = 1$.

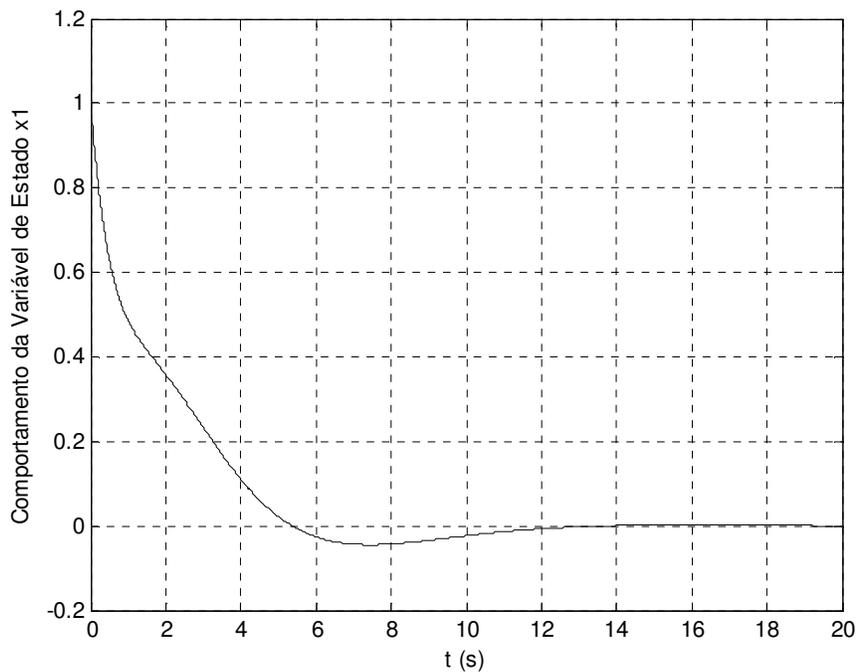


Figura 5.2 – Gráfico do comportamento da variável de estado x_1 .

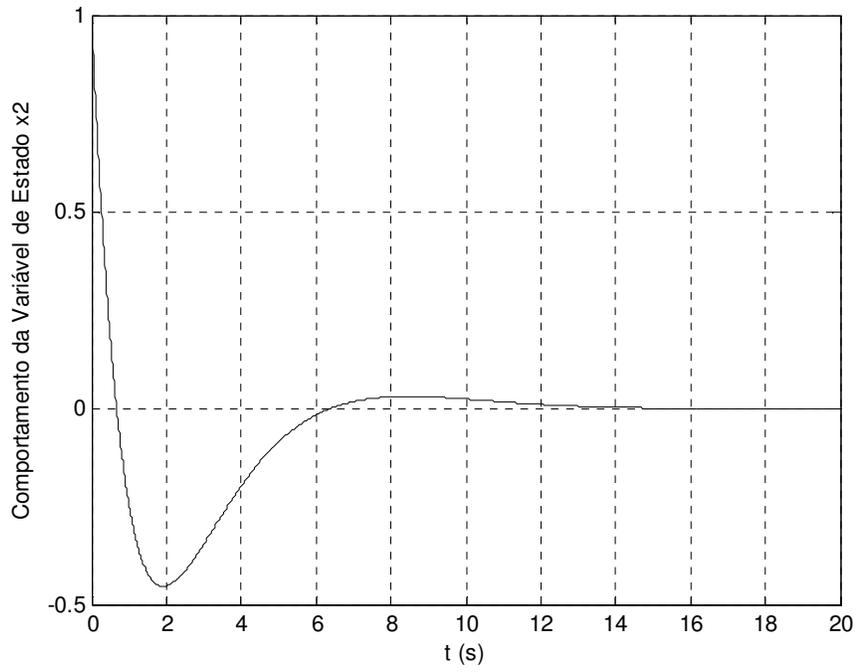


Figura 5.3 – Gráfico do comportamento da variável de estado x_2 .

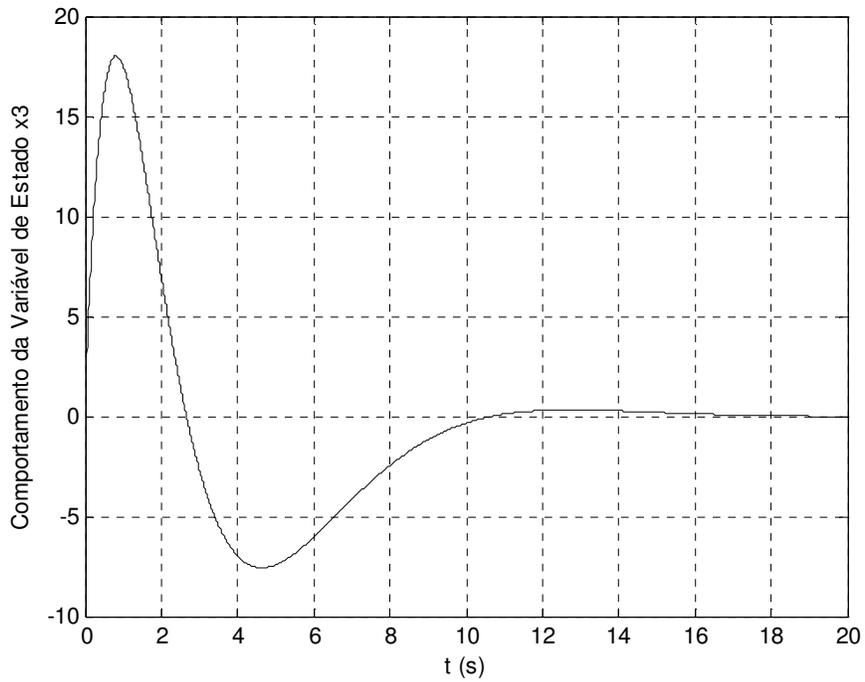


Figura 5.4 – Gráfico do comportamento da variável de estado x_3 .

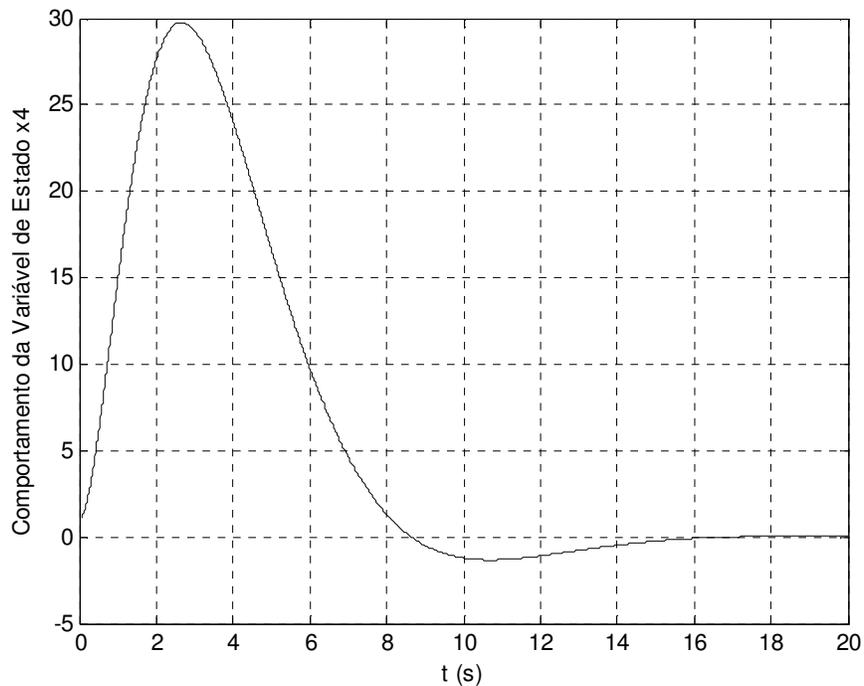


Figura 5.5 – Gráfico do comportamento da variável de estado x_4 .

5.1.2 Análise de Estabilidade Transitória (Programa ESTABEOLICA[®])

Para efeito de comparação utilizou-se os controladores PI da Figura 2.11 apresentados anteriormente. Os ganhos e constantes de tempo ajustados para o sistema da Figura 5.1, ilustrados na Tabela 5.3, foram apresentados por Peças Lopes & Almeida [2003].

Dentre as simulações realizadas, são mostrados os resultados para um curto-circuito trifásico franco para a terra na barra 7 do sistema, com duração de 100ms, e uma variação de vento correspondendo a um pico triangular de -10%.

TABELA 5.3 – GANHOS E CONSTANTES DE TEMPO DO CONTROLADOR PI.

Malha de Controle de Tensão	
K_A	1,0
T_A	3,0
K_E	0,25
T_E	0,00125
V_{MAX}	900
V_{MIN}	-900
Malha de Controle de Velocidade	
M_{us}	0,7
T_{se}	1,75
K_{q2}	0,3
T_q	0,0015
XV_{MAX}	900
XV_{MIN}	-900

5.1.2.1 Simulação de um curto-circuito trifásico franco de 100ms na barra 7

Na Figura 5.6, pode ser visto que após a ocorrência do distúrbio, o pico da corrente rotórica é diminuído para o DFIG equipado pelo controlador LQR projetado, o que significa uma maior confiabilidade na operação dos conversores.

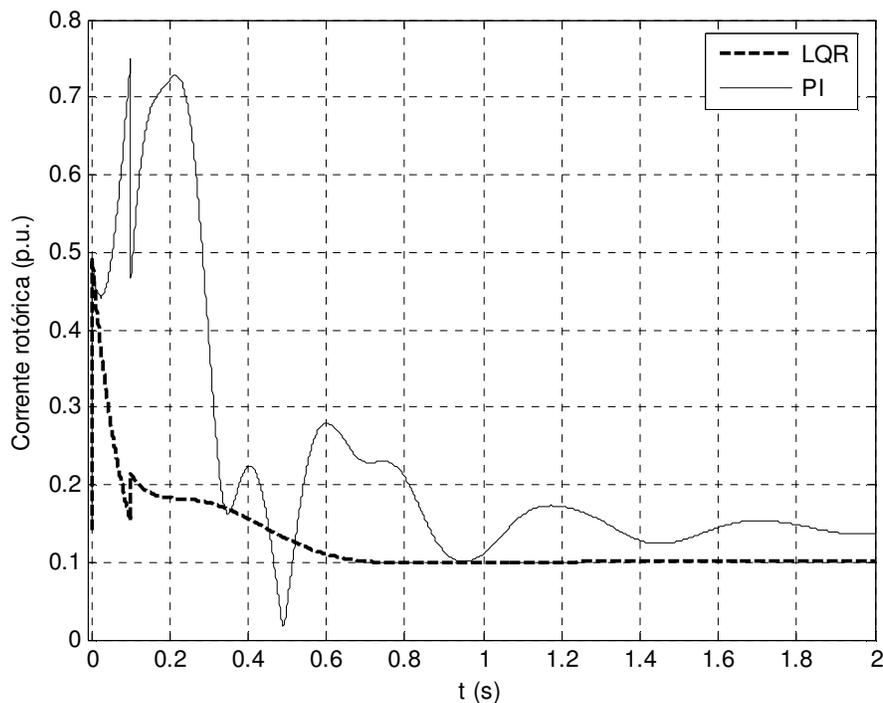


Figura 5.6 – Gráfico do comportamento da corrente rotórica após um curto-circuito.

Semelhantemente à corrente, na Figura 5.7 observa-se que os picos de tensão estatórica são reduzidos. Nesta figura pode-se observar uma redução no pico positivo e um amortecimento mais rápido para o DFIG equipado pelo LQR.

Nas Figuras 5.8 e 5.9 são apresentados os gráficos da frequência e do escorregamento da máquina. Observa-se que com o LQR obteve uma redução acentuada nos picos positivos e um amortecimento muito rápido.

Na Figura 5.10 são ilustradas as curvas para a potência elétrica do DFIG. Mais uma vez, verifica-se o melhor desempenho do controlador LQR.

Após a análise destes gráficos, é importante destacar a rapidez no amortecimento da resposta transitória, isto é devido ao valor de ζ . O valor encontrado no projeto foi $\zeta = 0,7122$, estando este próximo ao limite superior recomendando, entre $0,4 < \zeta < 0,8$, possibilita que a resposta seja suficientemente rápida e amortecida.

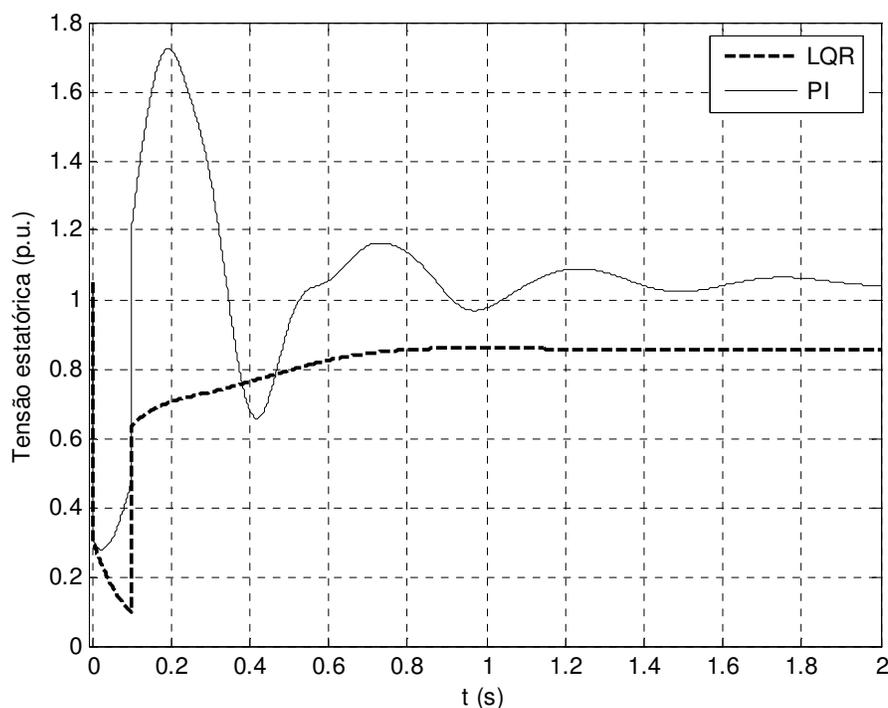


Figura 5.7 – Gráfico do comportamento da tensão estatórica após a ocorrência de um curto-circuito.

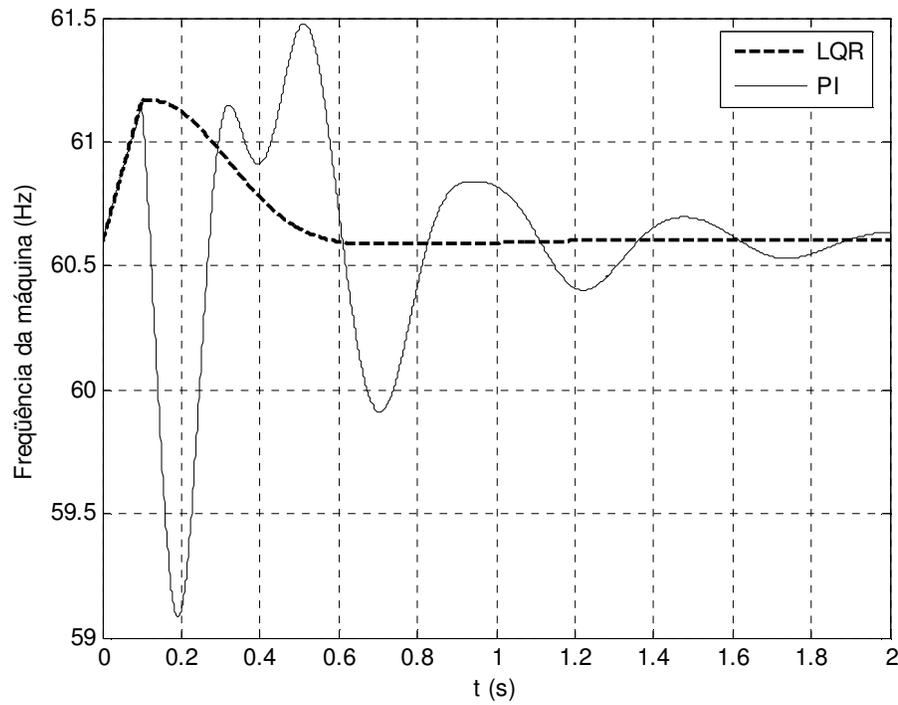


Figura 5.8 – Gráfico do comportamento da frequência da máquina após a ocorrência de um curto-circuito.

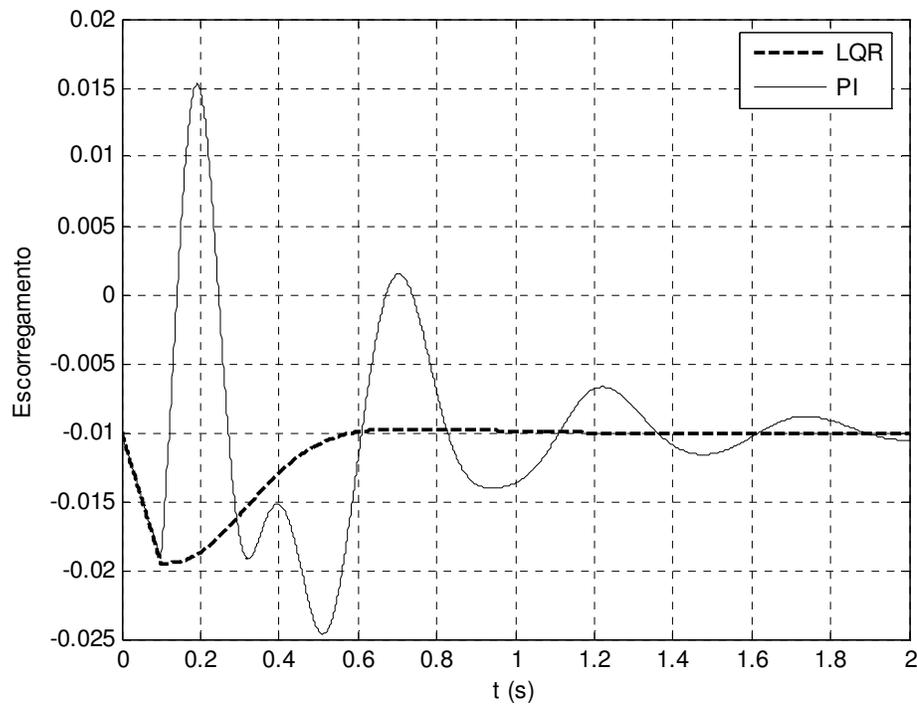


Figura 5.9 – Gráfico do comportamento do escorregamento após a ocorrência de um curto-circuito.

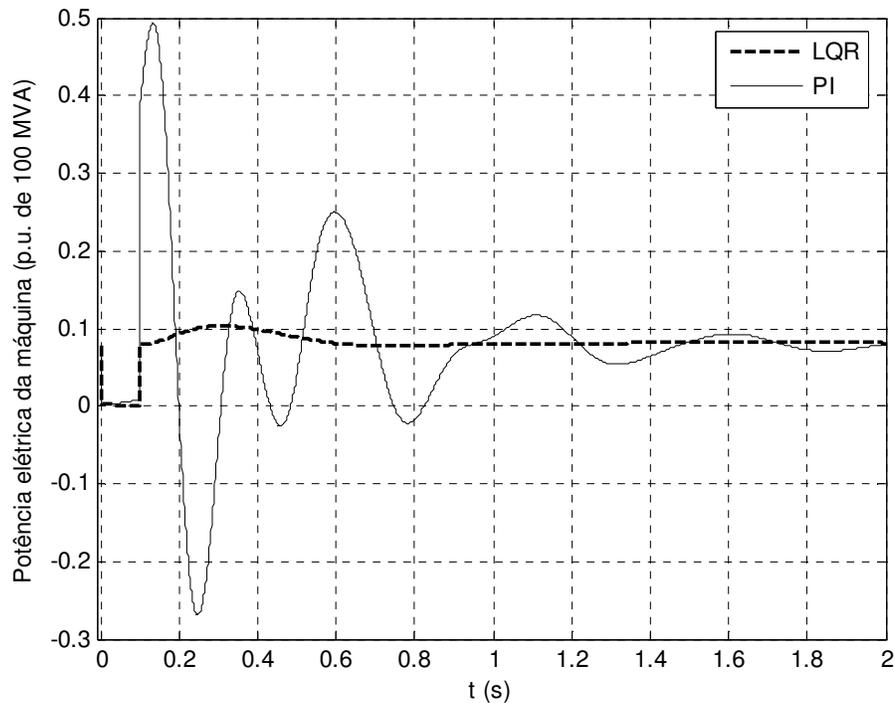


Figura 5.10 – Gráfico do comportamento da potência elétrica da máquina após a ocorrência de um curto-circuito.

5.1.2.2 Variação de vento simulada: pico triangular de -10%

Para avaliar o desempenho do controlador LQR quando da ocorrência de variação na velocidade do vento, foi simulada a variação de vento com um pico negativo de 10%, apresentada na Figura 5.11.

Analisando os gráficos, nas Figuras 5.12, 5.13, 5.14 e 5.15, verifica-se que não ocorrem variações significativas na corrente rotórica, no escorregamento, na frequência e na potência elétrica da máquina. Comparando os controladores, percebe-se que o controlador LQR apresenta um desempenho equivalente ao controlador PI.

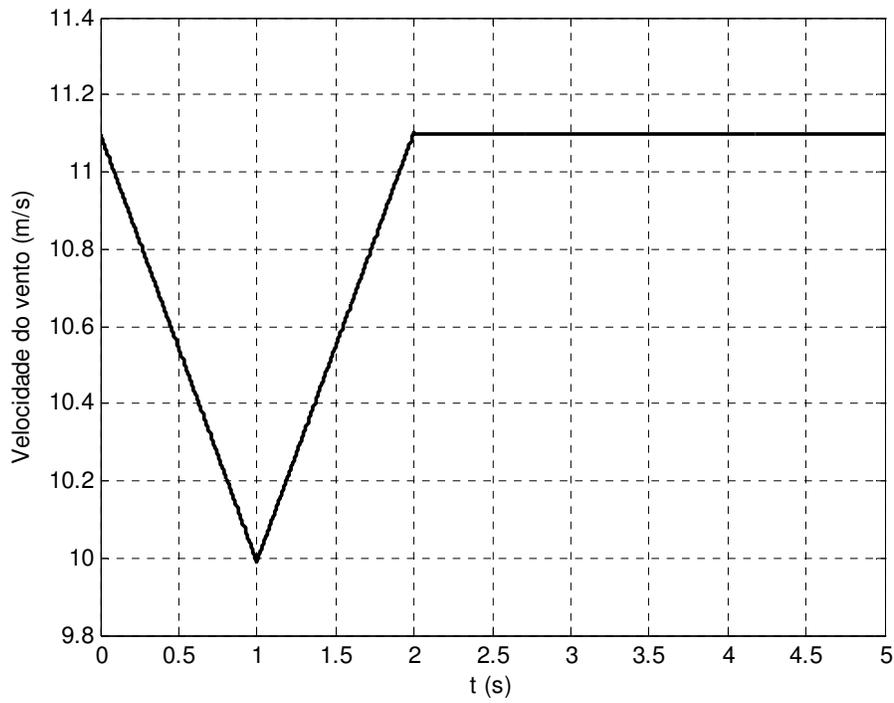


Figura 5.11 – Variação na velocidade do vento.

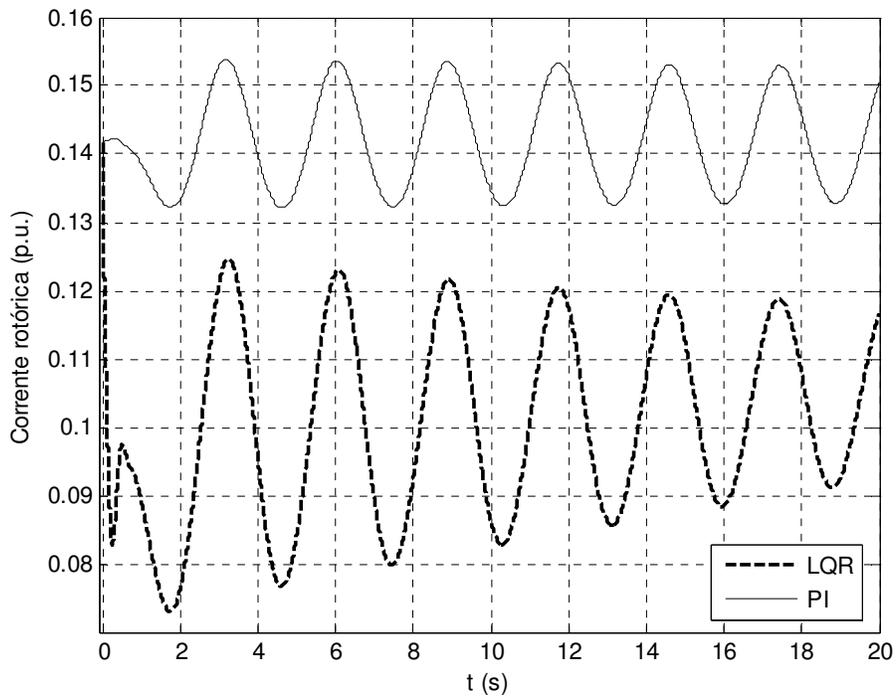


Figura 5.12 – Gráfico da corrente rotórica após uma variação na velocidade do vento.

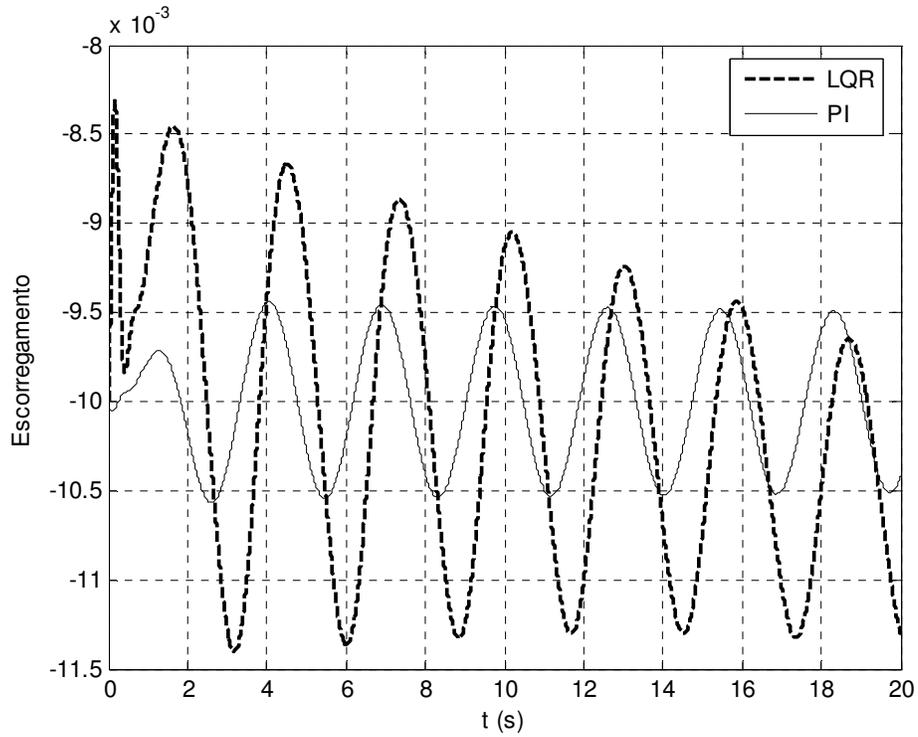


Figura 5.13- Gráfico do escorregamento após uma variação na velocidade do vento.

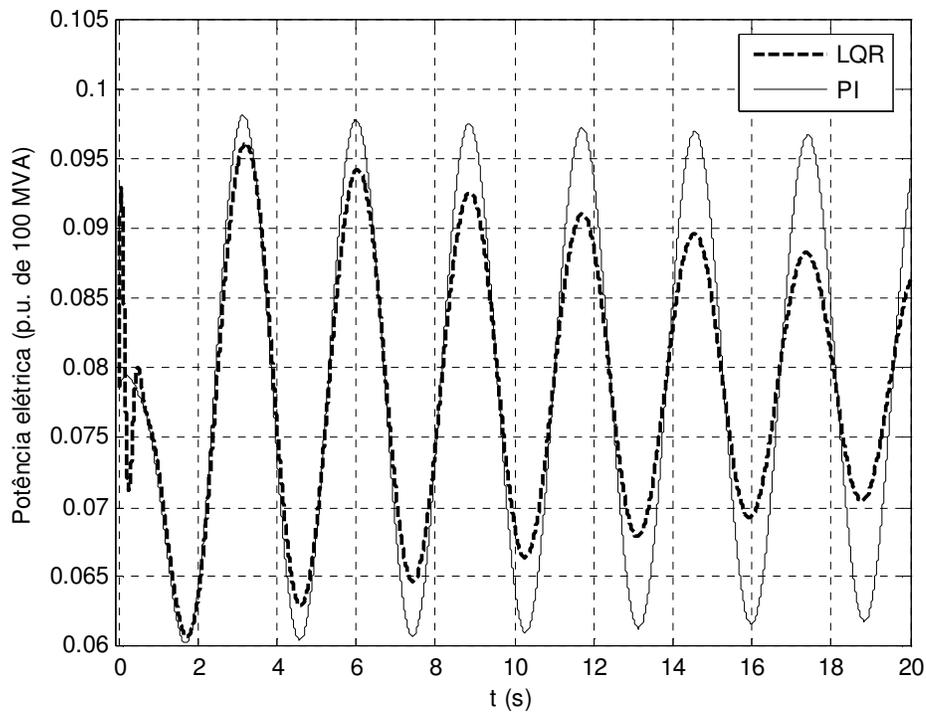


Figura 5.14 – Gráfico da potência elétrica após a variação na velocidade do vento.

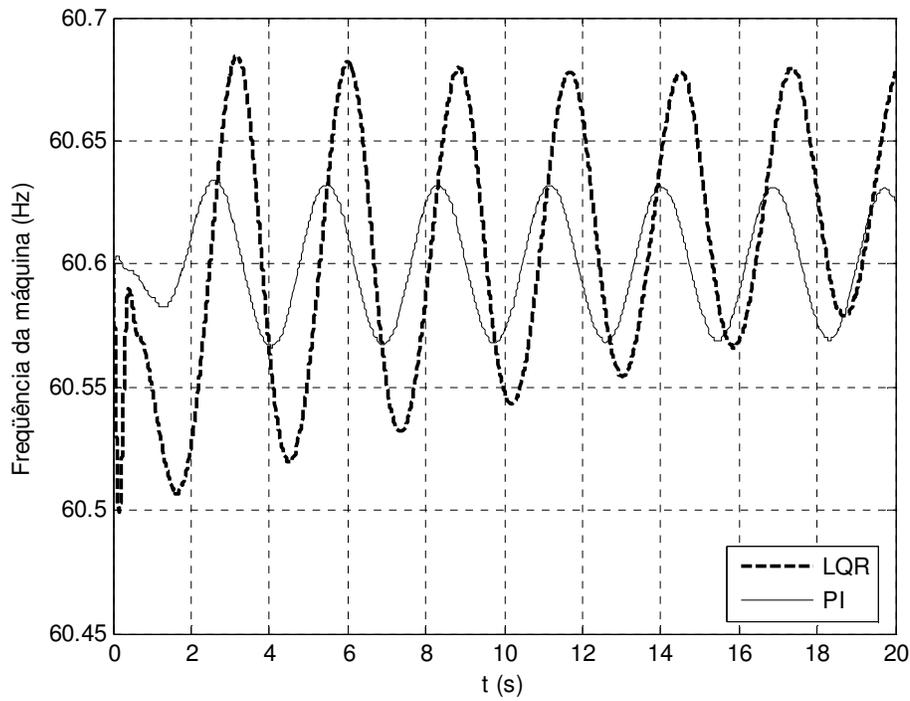


Figura 5.15 – Gráfico frequência da máquina após uma variação na velocidade do vento.

5.2 Caso 2: Sistema Radial com 6 Barras

Para o segundo caso foi utilizado um sistema radial com 6 barras, ilustrado na Figura 5.16, sendo a barra 1 uma barra infinita e à barra 2 é conectada um parque eólico composto por 12 DFIGs iguais ao descrito na Tabela 5.1. Para averiguar a eficiência de um sistema de controle em um sistema radial, o DFIG foi equipado com um controlador LQR e com controlador PI.

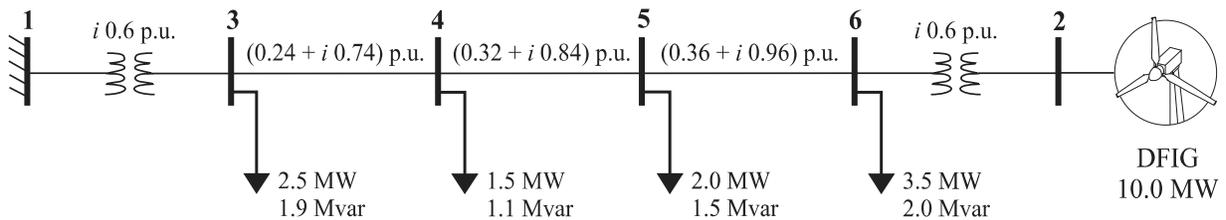


Figura 5.16 – Representação de uma rede elétrica radial.

5.2.1 Controlador LQR

Semelhantemente ao caso 1, tomou-se como base o modelo linearizado em torno do ponto de operação definido a partir do cálculo do fluxo de cargas do sistema. Para este caso, a velocidade do vento é 13,9 m/s, o que acarreta em uma potência de 10 MW para o DFIG.

Partindo da linearização do sistema é possível determinar as matrizes no espaço de estados abaixo

$$A = \begin{bmatrix} -0,9240 & -0,2601 & 0,0033 & 0,1160 \\ 0,2601 & -0,9240 & -0,0011 & -0,0136 \\ 5,4371 & 46,5314 & 0 & 2,1365 \\ 0 & 0 & 1,0000 & 0 \end{bmatrix},$$

$$B = \begin{bmatrix} 11,7205 & 0 \\ 0 & 11,7205 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix},$$

$$C = \begin{bmatrix} 0,3000 & -0,0494 & 0 & -0,0183 \\ 1,0000 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1,0000 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1,0000 & 0 \end{bmatrix} e$$

$$D = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}.$$

Para o projeto do controlador foram adotadas as seguintes matrizes pesos

$$R = \begin{bmatrix} 0,2000 & 0 \\ 1,0000 & 99,9999 \end{bmatrix} e$$

$$Q = \begin{bmatrix} 0,0010 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,1000 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,0010 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}.$$

Após encontrar as matrizes pesos é possível determinar a matriz de ganho

$$K' = \begin{bmatrix} 8,1963 & -2,8352 & -1,5676 & -0,1207 \\ 0,0507 & -0,0174 & -0,0133 & -0,0009 \end{bmatrix}.$$

A seguir será feita uma análise sob o ponto de vista da resposta transitória.

5.2.1.1 Estabilidade Absoluta

Sabendo que para uma avaliação da estabilidade absoluta faz-se necessário encontrar os pólos do sistema, na Tabela 5.4 apresentam-se os pólos do sistema sem controle e com controle LQR.

TABELA 5.4 – PÓLOS DO SISTEMA SEM CONTROLE E COM CONTROLE.

Pólos do Sistema	
Sem Controle	Com Controle
1,5354	- 1,7644 + 1,7389i
- 0,7585 + 0,7793i	- 1,7644 - 1,7389i
- 0,7585 - 0,7793i	- 0,4153
- 1,8663	- 2,5019

Analisando os pólos encontrados pode-se concluir que o sistema sem controle é instável, pois possui um pólo no semiplano positivo no plano complexo. Enquanto para o sistema com controle todos os pólos estão no semiplano negativo o que garante a estabilidade do sistema.

5.2.1.2 Estabilidade Relativa

Diferentemente do caso 1, os parâmetros ζ , ω_n e t_s não podem ser calculados precisamente a partir dos autovalores, pois como pode ser visto no item 5.2.1.1, não há autovalores dominantes para o sistema controlado. Observando a resposta transitória das variáveis de estado, no item 5.2.1.3 a seguir, é possível perceber que nenhum destes três parâmetros se repete para as diferentes variáveis de estado.

5.2.1.3 Resposta Transitória dos Estados Controlados (Resposta Livre do Sistema)

Nas Figuras 5.17 a 5.20 apresentam-se os gráficos do comportamento das variáveis do estado, representando a resposta livre do sistema. Neste caso, as condições iniciais do sistema são $x_1(0) = x_2(0) = x_3(0) = x_4(0) = 1$. Nos gráficos apresentados também se constata a rapidez em que o sistema retorna a seu valor inicial e o fato da resposta ser bastante amortecida.

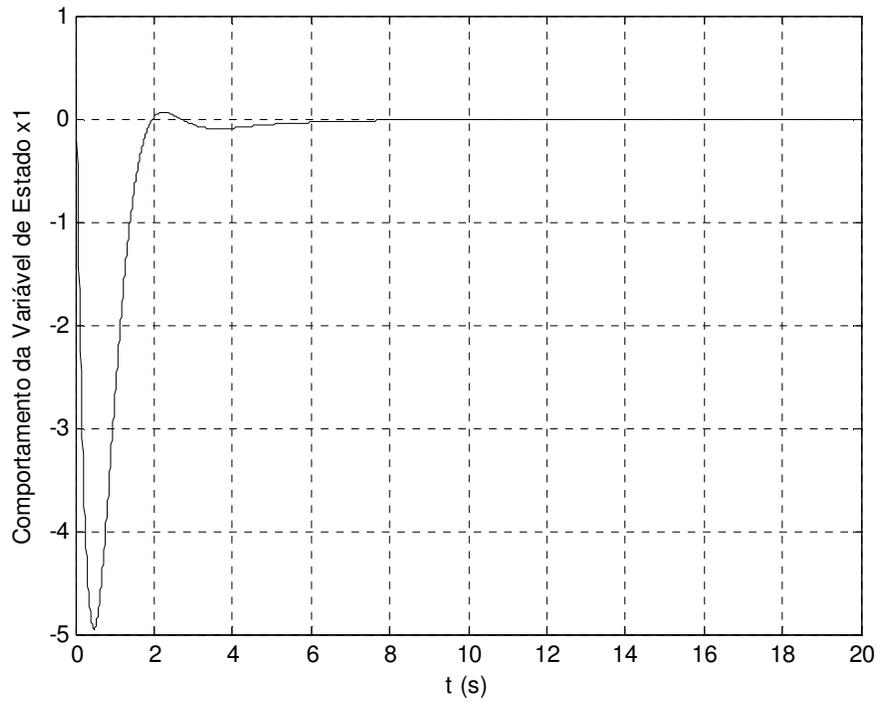


Figura 5.17 – Gráfico do comportamento da variável de estado x_1 .

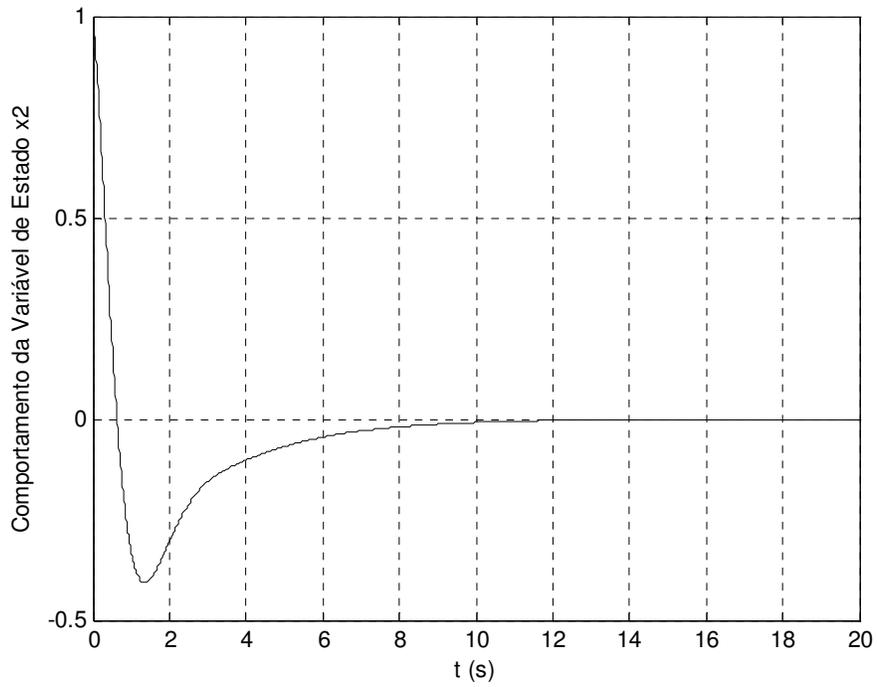


Figura 5.18 – Gráfico do comportamento da variável de estado x_2 .

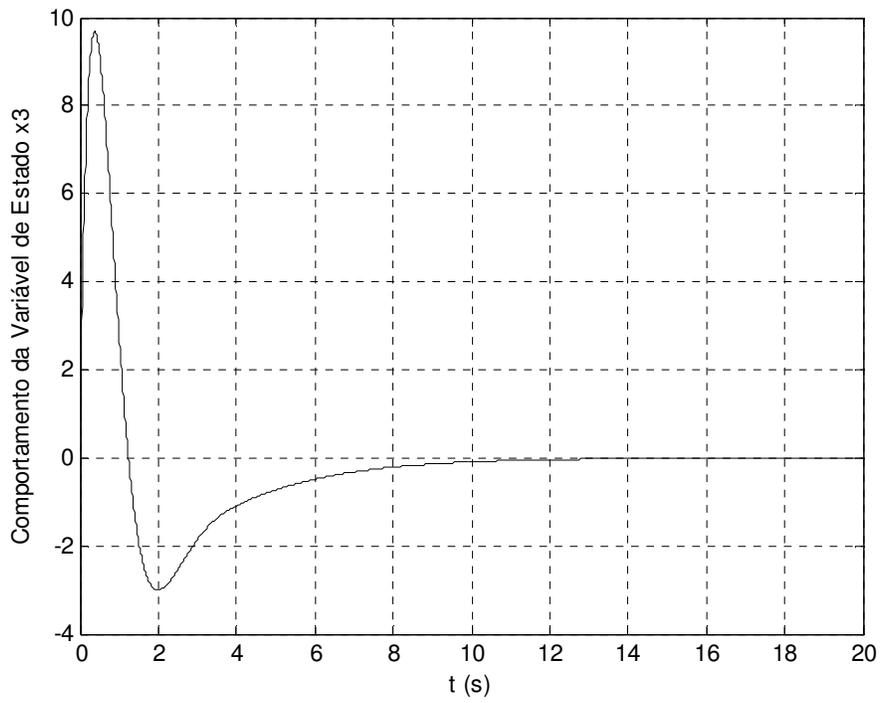


Figura 5.19 – Gráfico do comportamento da variável de estado x_3 .

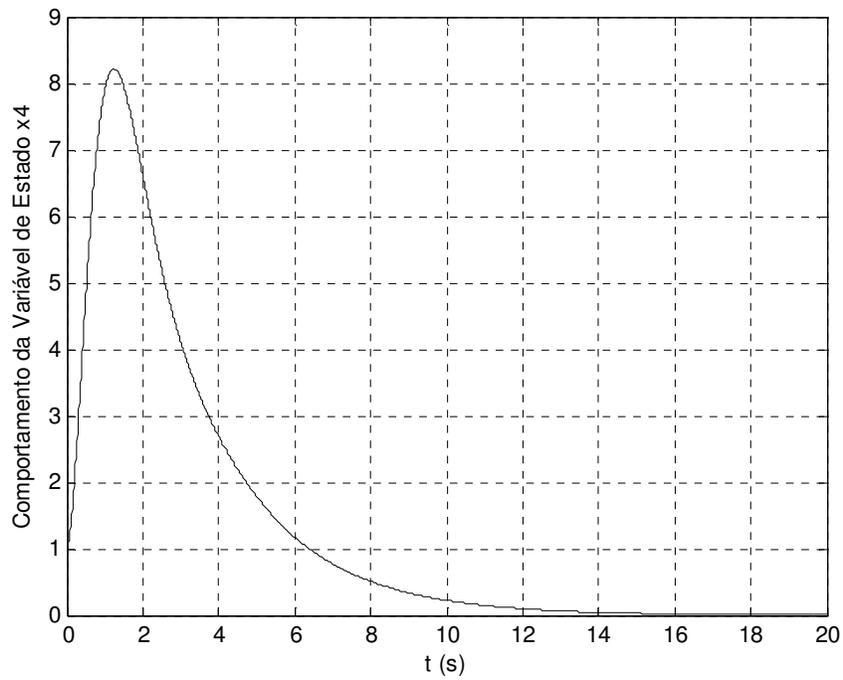


Figura 5.20 – Gráfico do comportamento da variável de estado x_4 .

5.2.2 Análise de Estabilidade Transitória (Programa ESTABEOLICA®)

O controlador PI foi equivalente ao utilizado no caso 1.

Dentre as simulações realizadas, são mostrados os resultados para um curto-circuito trifásico franco para a terra na barra 6 do sistema, com duração de 100ms, e uma variação de vento correspondendo a um pico triangular de -10%.

5.2.2.1 Simulação de um curto-circuito trifásico franco de 100ms na barra 6

Na Figura 5.21 apresenta-se o comportamento da corrente rotórica com controle PI e controle LQR. Analisando o gráfico verifica-se que o sistema com controle LQR reduz consideravelmente os picos de corrente e uma redução acentuada no amortecimento da resposta.

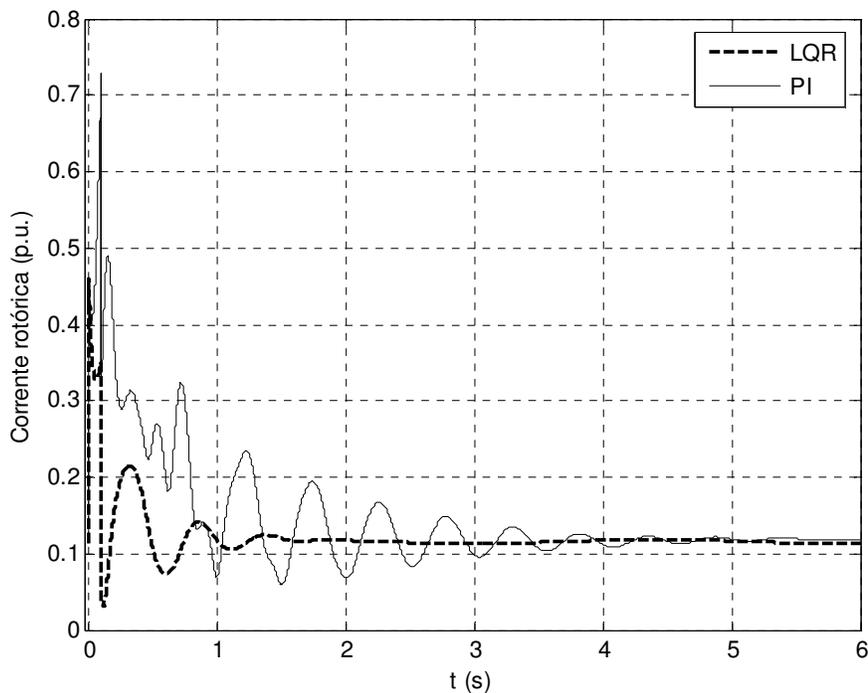


Figura 5.21 – Gráfico do comportamento da corrente rotórica.

Também, na Figura 5.22, observa-se que os picos de tensão estatórica são reduzidos. Nesta figura pode-se observar uma redução no pico negativo e um amortecimento rápido para o DFIG equipado pelo LQR.

Nas Figuras 5.23 e 5.24 apresentam-se os gráficos da frequência e do escorregamento da máquina, respectivamente. Observa-se que com o LQR obteve uma redução acentuada nos picos positivos e negativos, com relação ao amortecimento confirma-se a redução.

Na Figura 5.25 apresenta-se as curvas para a potência elétrica do DFIG. Mais uma vez, verifica-se o melhor desempenho do controlador LQR.

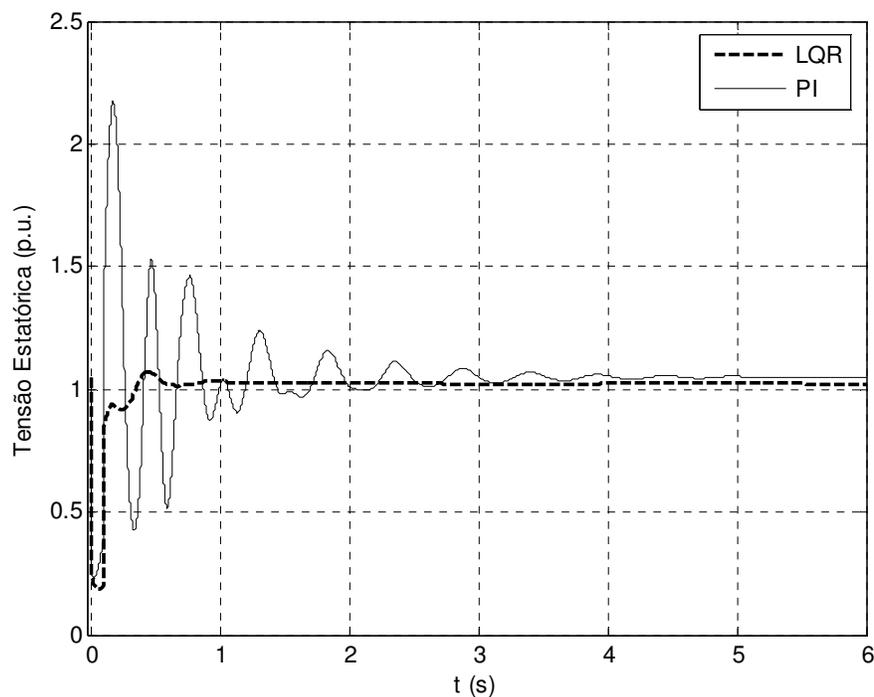


Figura 5.22 – Gráfico do comportamento da tensão estatórica.

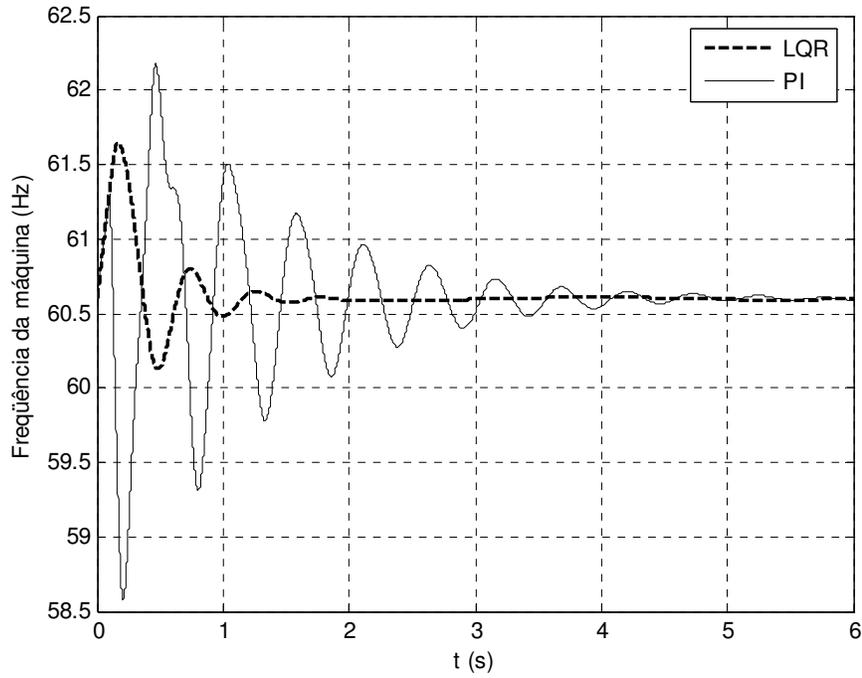


Figura 5.23 – Gráfico do comportamento da frequência da máquina.

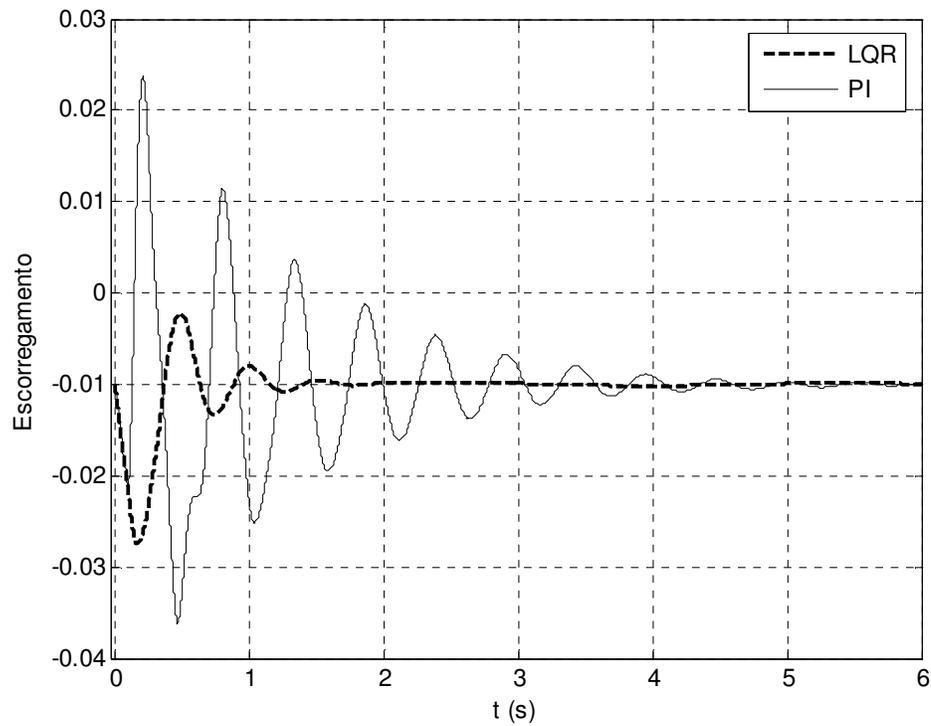


Figura 5.24 – Gráfico do comportamento da escorregamento da máquina.

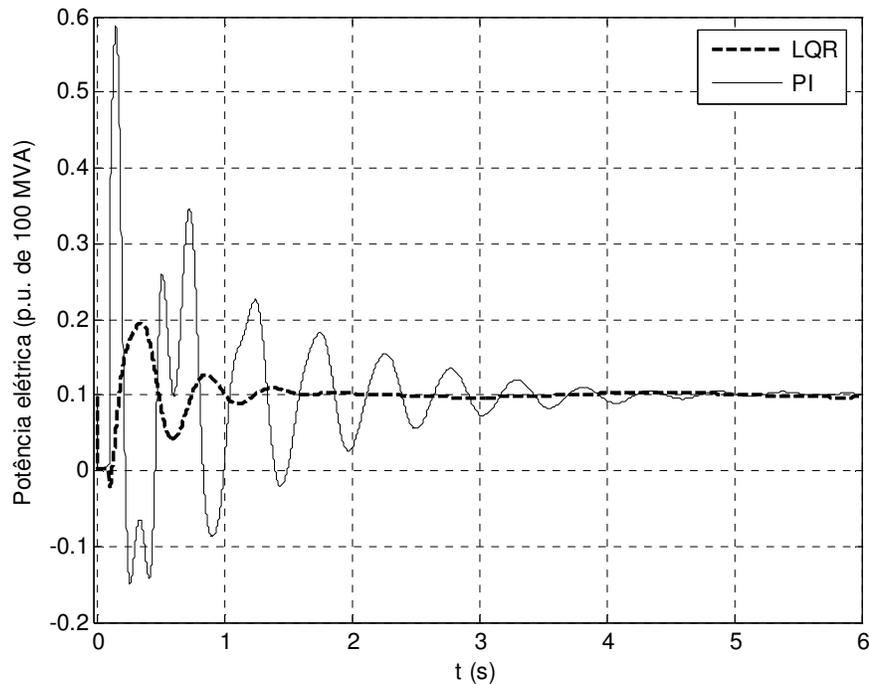


Figura 5.25 – Gráfico do comportamento da potência elétrica.

5.2.2.2 Variação de vento simulada: pico triangular de -10%

Semelhantemente ao caso 1, foi simulada uma ocorrência de variação na velocidade do vento, variação com um pico negativo de 10% ilustrada na Figura 5.26, para comparar o comportamento dos dois controladores, PI e LQR.

Analisando os gráficos das Figuras 5.27, 5.28, 5.29, 5.30 e 5.31, verifica-se que o LQR apresentou alguns picos mais acentuados do que o controlador PI, no entanto essa elevação é bastante pequena, portanto considera-se que são praticamente iguais. Com relação ao amortecimento, em alguns casos o LQR se apresentou melhor, mas a variação também é pequena podendo-se considerar desempenhos equivalentes entre os dois controles.

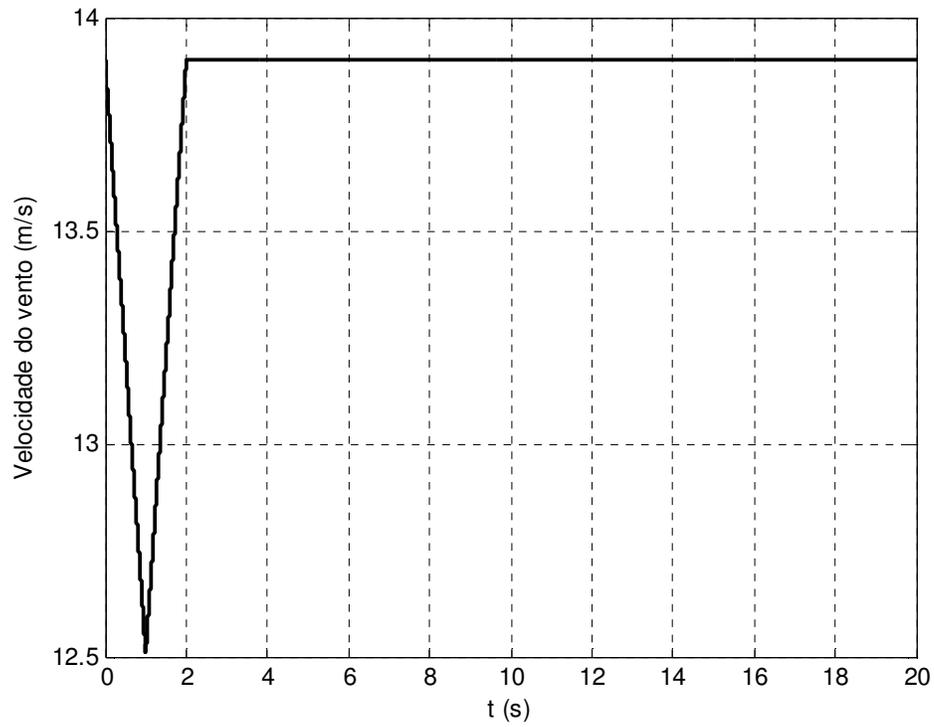


Figura 5.26 – Gráfico do comportamento do vento com uma variação de -10%.

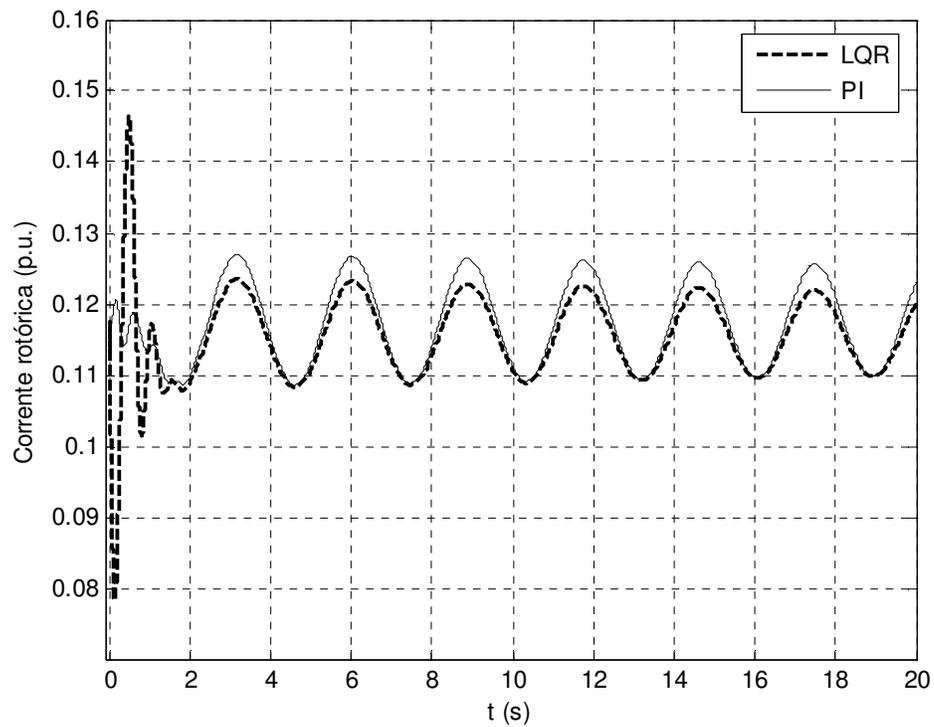


Figura 5.27 – Gráfico do comportamento da corrente rotórica da máquina.

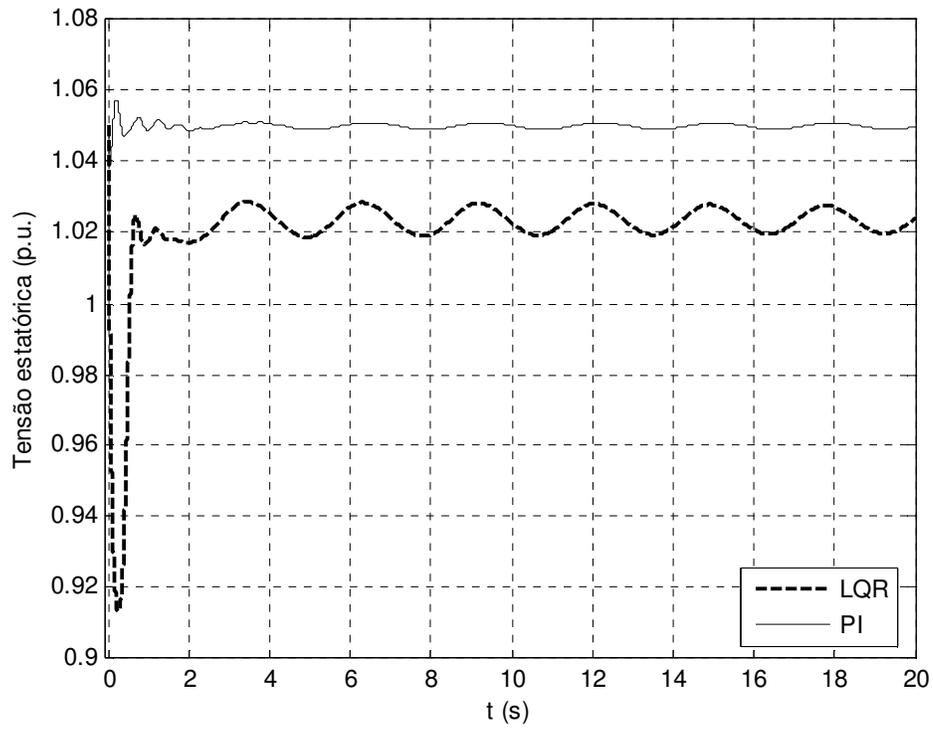


Figura 5.28 – Gráfico do comportamento da tensão estatórica da máquina.

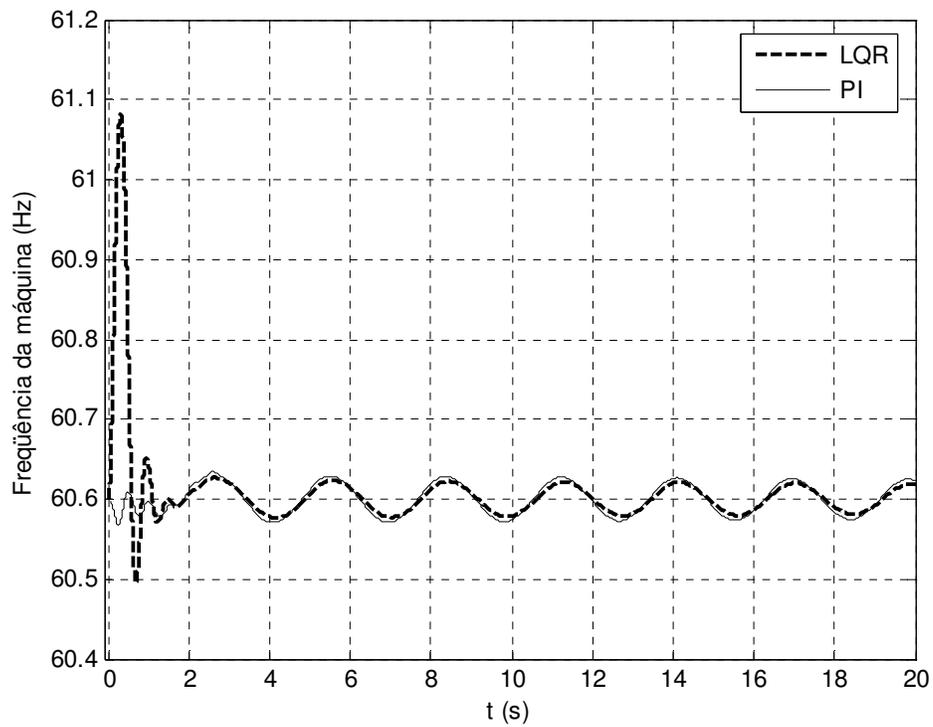


Figura 5.29 – Gráfico do comportamento da frequência da máquina.

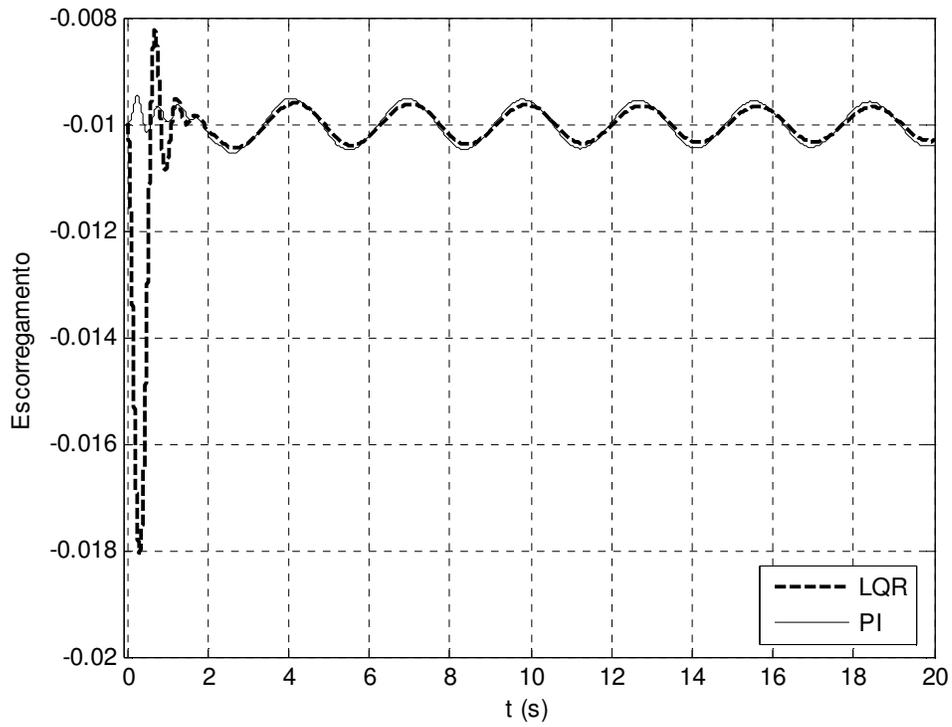


Figura 5.30 – Gráfico do comportamento do escorregamento.

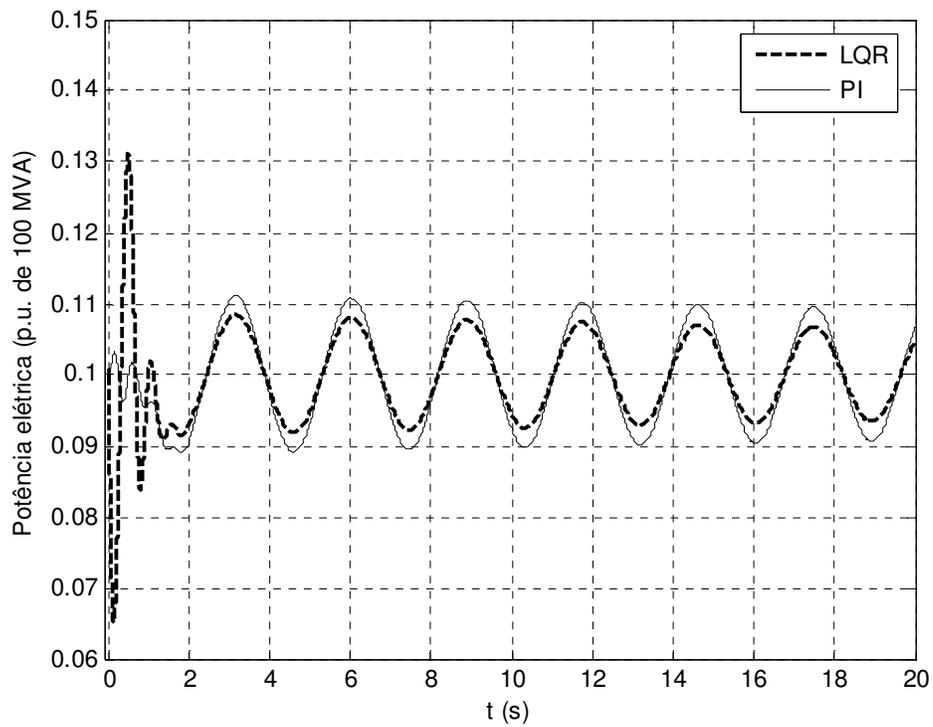


Figura 5.31 – Gráfico do comportamento da potência elétrica.

5.3 Cálculo do Erro Médio Quadrático entre as Curvas

Para uma avaliação mais precisa dos gráficos apresentados anteriormente, para ambos os casos, foram calculados os erros médios quadráticos entre as curvas LQR e PI. Na Tabela 5.5 apresentam-se os valores encontrados.

TABELA 5.5 – ERRO MÉDIO QUADRÁTICO ENTRE AS CURVAS.

Caso 1: Sistema em Malhas com 7 Barras		
	Curto-Circuito	Variação na Velocidade do Vento
Escorregamento	0,82%	0,10%
Frequência	49,20%	6,00%
Corrente do Rotor	17,45%	5,20%
Potência Elétrica	10,78%	0,35%
Tensão Estotórica	34,11%	17,05%

Caso 2: Sistema Radial com 6 Barras		
	Curto-Circuito	Variação na Velocidade do Vento
Escorregamento	0,97%	0,17%
Frequência	58,54%	10,37%
Corrente do Rotor	7,39%	0,88%
Potência Elétrica	9,84%	0,85%
Tensão Estatórica	19,69%	4,27%

5.4 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados os resultados e as análises das simulações de dois sistemas de potência distintos, onde ambos possuíam geradores eólicos equipados com DFIG. No DFIG foram implementados dois controladores, PI e LQR, para comparar o comportamento de ambos os controles.

No capítulo seguinte, serão apresentadas as conclusões deste trabalho e possibilidades de trabalhos futuros.

Capítulo 6

Conclusões

Neste capítulo, são apresentadas as conclusões deste trabalho e posteriormente algumas sugestões para trabalhos futuros.

6.1 Conclusões

Foi feita a análise e verificação da estratégia de controle proposto por Barros [2006] aplicada em turbinas eólicas equipadas com máquinas de indução duplamente alimentadas (DFIGs). O estudo de controle baseia-se na realimentação ótima dos estados da máquina conectada à rede elétrica.

Para averiguação do controle por realimentação dos estados (LQR) foram simulados dois sistemas elétricos distintos ambos contendo DFIGs. Após a análise dos resultados verificou-se que a estratégia LQR melhora o comportamento dinâmico do DFIG, em relação a quando este tipo de máquina é equipado por controladores PI.

Para ambos os sistemas de potência foram simulados distúrbios (curto-circuito e variação de vento). Para situações de curto-circuito (para ambos os sistemas) foi verificado que houve uma redução do pico da corrente rotórica (redução de 17,45% para o caso 1 e 7,39% para o caso 2), evitando assim que o dispositivo *crowbar* atue retirando de operação os conversores. Outras grandezas do DFIG também obtiveram uma redução tanto nos picos quanto no amortecimento da

resposta que é dado mais rapidamente com controle LQR, onde o maior percentual de erro encontrado entre os controles foi na frequência com 49,20% para o caso 1 e 58,54% para o caso 2. Já para a variação de vento, em ambos os sistemas, o controlador LQR apresentou um desempenho equivalente ao do controlador PI, onde o maior erro encontrado foi de 17,05% na tensão estatórica para o caso 1.

Com isso pode-se concluir que o controlador LQR apresenta um desempenho satisfatório para situações de curto-circuito ou faltas severas, em que o controlador PI não atua adequadamente. Já para outros tipos de distúrbios, o comportamento dos dois controladores são aproximadamente equivalentes.

Por fim, pode se afirmar que a estratégia de controle utilizando a realimentação de estados com o projeto via LQR viabiliza a participação do DFIG em sistemas de potência, pois com este tipo de estratégia torna-se possível o controle de tensão, potência e corrente rotórica.

6.2 Trabalhos Futuros

A seguir são apresentadas algumas alternativas para trabalhos futuros:

- Implementar experimentalmente uma turbina eólica equipada com DFIG e aplicar a técnica de controle ótimo, para verificar fisicamente o comportamento desta técnica;
- Verificar o desempenho do controle ótimo depois de ocorrido um distúrbio para diferentes pontos de operação e avaliar a necessidade de propor uma estratégia de controle adaptativo;
- Aplicar o controle robusto ao sistema eólico apresentado por Barros [2006], ou seja, desenvolver uma metodologia de projeto que contorne as limitações de controle devido às incertezas do modelo.

Referências Bibliográficas

AKAGI, H., KANAZAWA, Y. and AKIRA, N., “Instantaneous Reactive Power Compensators Comprising Switching Devices without Energy Storage Components”. *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 1A-20, No. 3, May/June, 1984;

AKHMATOV, V., “Variable-speed Wind Turbines with Double-fed Induction Generators – Part I: Modelling in Dynamic Simulations Tools”. *Wind Engineering*, Vol. 26, N° 2, pp 85-108, 2002;

ALMEIDA, R. G., PEÇAS LOPES, J. A. and BARREIROS, J. A. L., “Improving Power System Dynamic Behavior Through Double Fed Induction Machines Controlled by Static Converter Using Fuzzy Control”. *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 19, N° 4, November, 2004;

ARRUDA, L. V. R., SWIECH, M. C. S., NEVES, F. J., DELGADO, M. R., “Um Método Evolucionário para Sintonia de Controladores P/PI/PID em Processos Multivariáveis”. *Revista Controle & Automação*, vol. 19, n° 1, janeiro, fevereiro e março de 2008;

BARAMBONES, O., DE LA SEN, M., ALKORTA, P., “A Robust Control of Double-fed Induction Generator for Wind Power Generation”. *IEEE International IECON – Industry Electronics*, 2009;

BARBOSA, F. M., “Estabilidade de Sistemas Eléctricos de Energia”. FEUP – Universidade do Porto/Faculdade de Engenharia, Janeiro 2007;

BARROS, C. M. V., BARROS, L. S., ARAÚJO, A. A., SILVA, J. J., FONSECA, I. E., “Controle da Tensão e da Corrente em Turbinas Eólicas com DFIG”. *Transmission and Distribution Power Conference and Exposition – T&D*, novembro de 2010;

BARROS, C. M. V., BARROS, L. S., ARAÚJO, A. A., SILVA, J. J., FONSECA, I. E., “Controle da Velocidade em Turbinas Eólicas com DFIG”. *Transmission and Distribution Power Conference and Exposition – T&D*, novembro de 2010;

BARROS, L. S., “Uma Estratégia de Controle para o Melhoramento do Comportamento Dinâmico de Máquinas de Indução Duplamente Alimentadas Operando como Geradores Eólicos”. *Tese de Doutorado*, UFCG, Brasil, 2006;

BURTON, T., SHARPE, D., JENKINS, N and BOSSANYI, E., “Wind Energy Handbook”. *John Wiley & Sons Ltd.*, Chichester, England, 2001;

CARVALHO, P., “Geração Eólica”. *Fortaleza: Imprensa Universitária*, Fortaleza, Brasil, 2003;

COSTA FILHO, R. V., BARROS, C. M. V., SILVA, J. J., BARROS, L. S., “Implementação de Controladores utilizando Microcontroladores”. *II Escola Potiguar de Computação e suas aplicações – EPOCA*, natal-RN, novembro de 2009;

EGGLESTON, D. M. and STODDARD, F. S., “Wind Turbine Engineering Design”. *Van Nostrand Reinhold Company*, New York, 1987;

HANSEN, L. H., HELLE, L., BLAABJERG, F., RITCHIE, E., MUNK-NIELSEN, S., BINDNER, H., SØRENSEN, P. and BAK-JENSEN, B., “Conceptual survey of generators and power electronics for wind turbines”. *Technical Report Ris_-R-1205(EN)*, RISØ National Laboratory, Roskilde, Denmark, December 2001. ISBN 87-550-2743-8;

JENKINS, N., HOLDSWORTH, L. and WU, X., “Dynamic and Steady-State Modelling of the Double-Fed Induction Machine (DFIG) for Wind Turbine Applications”. *Internal MCEE UMIST*, 2002;

JOHNSON, K. E. et al. “Control of variable-speed wind turbines: standard and adaptive techniques for maximizing energy capture”. *IEEE. Control Systems Magazine*, IEEE, v. 26, n.3, p. 70-81, jun 2006;

KAUR, K., CHOWDHURY, S., CHOWDHURY, S. P., MOHANTY, K. B., DOMIJAN, A. “Fuzzy Logic Based Control of Variable Speed Induction Machine Wind Generation System”. *IEEE Power and Energy Society General Meeting – Conversion and delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008;

KUNDUR, P. “Power System Stability and Control”. New York: Mc Graw-Hill, 1994;

KWAKERNAAK, H., SIVAN, R., “Linear Optimal Control Systems”. John Wiley & Sons, Inc., United States of America, 1972;

MARTINS, C. C., ASSIS, T. M. L., E TARANTO, G. N., “Análise do Impacto da Geração Distribuída em Sistemas Elétricos de Potência através de Simulação Rápida no Tempo”. *XV CBA – Congresso Brasileiro de Automática*, Gramado –RS, Setembro de 2004;

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME.
http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/Situacao_usinas_PROINFA_AGO-2009.pdf. Acessado dia 17 de novembro de 2009;

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME.
http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/02_fevereiro/Nota_Tecnica_Exlica.pdf.
Acessado dia 17 de novembro de 2009;

MOTA, W. S., BARROS, L. S., PAMPLONA, F. M. P., EPAMINONDAS, A. N., BRAGA FILHO, E. R., FORMIGA, A. M. e SANTOS, A. A., “Dynamic Simulations of Electric Power Systems Containig Wind Generation”. *2004 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition America*, November 8th – 11th, São Paulo, Brazil;

MOTA, W. S. and BARROS, L. S., “Dynamic Simulations of Wind Generators Connected to Distribution Systems”. *18TH CIRED – Internacional Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, Turin, Italy, 6 – 9 June 2005;

MOTA, W. S. e BARROS, L. S., “Análise do Impacto na Qualidade de Energia da Conexão de Unidades de Geração Eólica a Sistemas de Potência”. *VI SBQEE – Seminário Brasileiro de Qualidade de Energia Elétrica*, Belém – PA, Agosto de 2005;

MOTA, W. S., “Simulação de Transitórios Eletromecânicos em Sistemas de Potência”. *Epgraf*, Campina Grande, Brasil, 2006;

MOTA, W. S., ESTABEOLICA[®] (Programa de Estabilidade Transitória). *Produto do Projeto de Pesquisa e desenvolvimento: Programa Computacional para Simulação e Análise de Geração Eólica/Diesel em Fernando de Noronha*, UFCG – CELPE, 2007, Campina Grande, Brasil;

MULJADI, E.; BUTTERFIELD, C. P. “Pitch-controlled variable-speed wind turbine generation”. *Industry Applications*, IEEE Transactions on, IEEE, v. 37, n. 1, p240-246, 2001;

MÜLLER, S., DEICKE, M. and De DONCKER, R. W., “Double fed Induction Generator Systems for Wind Turbines”. *IEEE Industry Applications magazine*, Maio – Junho 2002;

OGATA, K, “Engenharia de Controle Moderno”. *Editora Pearson Prentice Hall*, 4^o edição, São Paulo, Brasil, 2003;

PAI, M. A. “Power System Stability-Analysis by Direct of Lyapunov”. Amsterdam: North-Holland Publishing Company, 1981;

PEÇAS LOPES, J. A. e ALMEIDA, R. G., “Descrição de Modelos Matemáticos de Máquinas de Indução Convencional e Duplamente Alimentada e Estratégias de Controlo para Estudo Dinâmico e de Estabilidade Transitória”. *Trabalho de Consultoria para o ONS Brasil*, INESC PORTO, 2003;

PETERSSON, A., “Analysis Modeling and Control of Doubly-fed Induction Generators for Wind Turbines”. *Ph.D. Thesis*, Chalmers University of Technology, Göteborg Sweden, 2003;

PINTO, A. F. C., ALMEIDA, M. P., MACÊDO, W. N. e PINHO, J. T., “Desenvolvimento de um controlador de carga do tipo *on/off*”. *II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Coferência Regional Latino-Americana da ISES*, Florianópolis, Brasil, novembro de 2008;

PÖLLER, M. A., “Double-fed Induction Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms”. *IEEE Bologna Power Tech Conference*, June 23th-26th, 2003, Bologna, Italy;

RAHIMI, M., PARNIANI, M., “Transiente Performance Improvement of Wind Turbines With Doubly Fed Induction Generators Using Nonlinear Control Strategy”. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 25, No. 2, june 2010;

RODRÍGUEZ-AMENEDO, J. L., ARNALTE, S. and BURGOS, J. C., “Automatic Generation Controlo of a Wind Farm with Variable Speed Wind Turbines”. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 17, No. 2, pp 279-284, June 2002;

ROSAS, P. A. C. e ESTANQUEIRO, A. I., “Guia de Projeto Elétrico de Centrais Eólicas – Vol. I: Projeto Elétrico Básico e Impacto de Centrais Eólicas na Rede Elétrica”. CBEE – 2003, Recife, Brasil;

SLOOTWEG, J. G., De HAAN, S. W. H., POLINDER, H. and KLING, W. L., “Voltage Control Methods with Grid Connected Wind Turbines: a tutorial review”. *Wind Engineering*, Volume 25, Nº 6, pp 353-999, 2001;

VARÃO, L. R., “Avaliação de Desempenho de um Sistema de Geração Eólica Integrada a um Sistema de Potência Utilizando Algoritmos Genéticos”. *Dissertação de Mestrado – UFRJ – Brasil*, 2008;

VIEIRA, J. P. A., NUNES, M. V. A., BEZERRA, H. U., NASCIMENTO, A. C., “Controladores Fuzzy aplicados ao Conversor de Geradores de Indução Duplamente Excitados em Sistemas Eólicos Integrados a Sistemas de Potência”. *Revista Controle & Automação*, vol. 18, no.1, janeiro/fevereiro/março, 2007;

VIEIRA, J. P. A., NUNES, M. N. A., BEZERRA, U. H., “Design of Optimal PI Controllers for Doubly fed Induction Generators in Wind Turbines Using Genetic Algorithm”. *IEEE Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy, 21st Century*, 2008;

WANG, H., ZHANG, W., HU, J., HE, Y., “Improved Dual-PI Rotor Current Control Scheme for a Wind-Driven DFIG during Asymmetrical Grid Voltage Dips”. *IEEE International IEMDC – Electric Machines and Drives Conference*, 2009;

Apêndice A

Ambiente de Simulação

A.1 Cenário das Simulações Realizadas

Primeiramente, realiza-se o cálculo da condição de operação (fluxo de carga), para isto utilizou-se o software ANAREDE[®], em que se obtém o balanço de potência do sistema. Já no software Matlab[®] foi implementado um programa, baseado no Método de Newton, para realizar a linearização do sistema, sendo que para isto faz-se necessário inserir os dados do sistema (dados de linhas, transformadores, cargas, gerações, etc). A partir da linearização é possível realizar a modelagem do sistema, determinando as matrizes A, B, C e D do modelo no espaço de estados. Ainda no Matlab[®], foi feito o projeto de controle e, posteriormente, a análise do controlador, que consiste em determinar os autovalores e o cálculo de ζ , t_s e ω_n .

Já para realizar a análise da estabilidade do sistema, utiliza-se o software ESTABEOLICA[®]. Neste software, pode-se equipar um DFIG com controle por realimentação de estados e, no caso deste trabalho, incluiu-se a matriz K' (ganho de realimentação), obtido no Matlab[®]. Para uma análise do desempenho do controlador projetado, foram simulados distúrbios no sistema.

Na Figura A.1 é apresentado um diagrama de blocos da metodologia adotada.

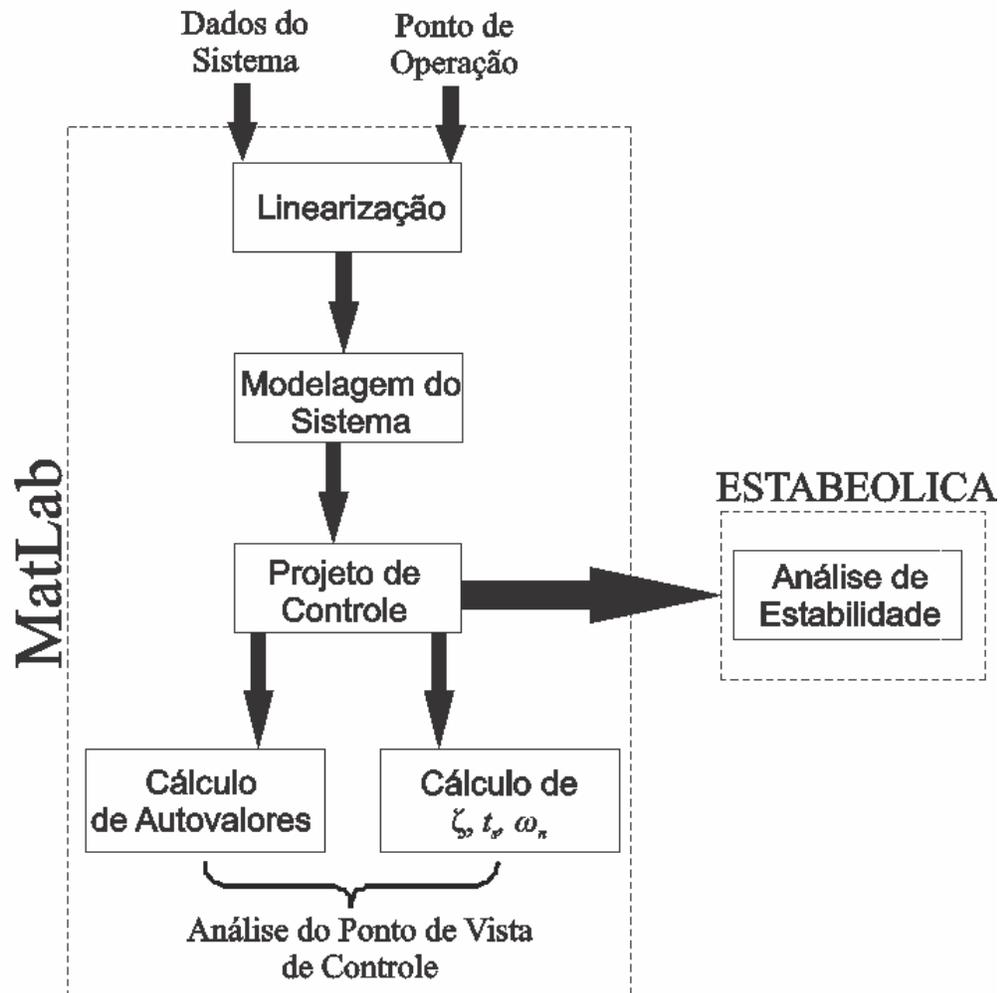


Figura A.1 – Representação das etapas da simulação.

A.2 Configuração do Computador Utilizado

O computador utilizado para simulação possui 4 Gbytes de memória RAM e processador CORE 2 DUO de 2 GHz.

Apêndice B

Sistema Linearizado

Neste apêndice apresenta-se a linearização de um modelo de 4ª ordem do sistema DFIG/rede utilizada nas simulações desta dissertação. O modelo considera os eixos do rotor e o eixo do gerador do DFIG como uma massa única.

B.1 Modelo de 4ª ordem Linearizado do DFIG

Para o modelo de 4ª ordem do DFIG, as equações linearizadas, referidas ao estator da máquina [BARROS, 2006], são apresentadas a seguir:

Equações diferenciais:

$$L_{rr}\Delta\dot{i}_{dr} = -r_r\Delta i_{dr} + s_o\omega_o(L_{rr}\Delta i_{qr} - L_m\Delta i_{qs}) + (L_{rr}i_{qro} - L_m i_{qso})\Delta\dot{\delta} + \Delta E_{FD} \quad (\text{B.1})$$

$$L_{rr}\Delta\dot{i}_{qr} = -r_r\Delta i_{qr} + s_o\omega_o(L_m\Delta i_{ds} - L_{rr}\Delta i_{dr}) + (L_m i_{dso} - L_{rr}i_{dro})\Delta\dot{\delta} + \Delta E_{FQ} \quad (\text{B.2})$$

$$\Delta\ddot{\delta} = \frac{\omega_o}{2H}\Delta P_e \quad (\text{B.3})$$

$$\Delta\dot{\delta} = \omega_o\Delta s \quad (\text{B.4})$$

Equações algébricas:

$$L_m\omega_o\Delta i_{dr} = r_s\Delta i_{qs} + L_{ss}\omega_o\Delta i_{ds} + \Delta v_{qs} \quad (\text{B.5})$$

$$-L_m\omega_o\Delta i_{qr} = r_s\Delta i_{ds} - L_{ss}\omega_o\Delta i_{qs} + \Delta v_{ds} \quad (\text{B.6})$$

$$\Delta|V_i| = (v_{dso}\Delta v_{ds} + v_{qso}\Delta v_{qs})/|V_{to}| \quad (\text{B.7})$$

$$\Delta P_e = i_{dso}\Delta v_{ds} + v_{dso}\Delta i_{ds} + i_{qso}\Delta v_{qs} + v_{qso}\Delta i_{qs} \quad (\text{B.8})$$

Em que:

Δ significa variação, e

o subscrito o significa valor inicial.

Apêndice C

Publicações

COSTA FILHO, R. V., **BARROS, C. M. V.**, SILVA, J. J., BARROS, L. S., “Implementação de Controladores Utilizando Microcontroladores”. II Escola Potiguar de Computação e suas Aplicações – EPOCA, Natal – RN, novembro de 2009;

COSTA FILHO, R. V., **BARROS, C. M. V.**, SILVA, J. J., BARROS, L. S., “Rotational Speed Control Based on Microcontrollers”. *ICET – International Conference on Education Technology in Informatics*, Orlando, Estados Unidos, abril de 2010;

BARROS, L. S., MOTTA, W. S., SILVA, J. J., **BARROS, C. M. V.**, “An Optimal Control Strategy for DFIG”. IEEE – ICIT 2010 – International Conference on Industrial Technology, Viña del Mar – Valparaíso, Chile, março de 2010;

BARROS, C. M. V., BARROS, L. S., ARAÚJO, A. A., FONSECA, I. E., “Uma Proposta para Controle de Velocidade de DFIG”. III Escola Potiguar de Computação e suas Aplicações – EPOCA, Mossoró – RN, outubro de 2010;

BARROS, C. M. V., BARROS, L. S., ARAÚJO, A. A., FONSECA, I. E., “Estudos Pré-Operacionais do Controle de Corrente para Geradores Eólicos”. III Escola Potiguar de Computação e suas Aplicações – EPOCA, Mossoró – RN, outubro de 2010;

BARROS, C. M. V., BARROS, L. S., ARAÚJO, A. A., SILVA, J. J., FONSECA, I. E., “Controle da Tensão e da Corrente em Turbinas Eólicas com DFIG”. IEEE – T&D 2010 – Transmission and Distribution Power Conference and Exposition, novembro de 2010;

BARROS, C. M. V., BARROS, L. S., ARAÚJO, A. A., SILVA, J. J., FONSECA, I. E., “Controle da Velocidade em Turbinas Eólicas com DFIG”. IEEE – T&D 2010 – Transmission and Distribution Power Conference and Exposition, novembro de 2010.