KLEBER FREIRE DA SILVA

**Controle e integração de centrais eólicas à rede elétrica com geradores
de indução duplamente alimentados.**

Tese apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para
obtenção do título de Doutor em
Engenharia.

São Paulo
2006

KLEBER FREIRE DA SILVA

Controle e integração de centrais eólicas à rede elétrica com geradores de indução duplamente alimentados.

Tese apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para
obtenção do título de Doutor em
Engenharia.

Área de Concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Marco Antonio Saidel

São Paulo
2006

FICHA CATALOGRÁFICA

Silva, Kleber Freire da

Controle e integração de centrais eólicas à rede elétrica com geradores de indução duplamente alimentados / Kleber Freire da Silva – São Paulo, 2006.

240 p.

Tese (Doutorado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas

1. Centrais Eólicas 2. Gerador Duplamente Alimentado
I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t

À minha esposa Bebel

Aos meus filhos Thiago e Yasmin

Aos meus irmãos Tânia e Hernani

Esta tese é dedicada aos meus pais Geraldo e Aidil, por terem sido para mim uma fonte inesgotável de conhecimentos e por terem sempre me iluminado durante esta árdua caminhada.

AGRADECIMENTOS

A Deus que me deu forças para a conclusão deste trabalho.

Ao professor Marco Antonio Saidel por ter me orientado ao longo desta jornada: saber compartilhar conhecimentos e amizade é um dom que poucos possuem.

Aos professores Ivan Chabu, Eliane Fadigas e Nelson Kagan pelas importantes contribuições no Exame de Qualificação e pelos ensinamentos nas disciplinas da Pós-Graduação.

Ao professor Selênio Rocha Silva por compartilhar comigo seus conhecimentos sobre o tema desta pesquisa.

Aos professores André Valente, James Correia, Osvaldo Soliano e Sérgio Brito pelo apoio incondicional à realização deste curso.

Aos meus colegas na Pós-Graduação, Juliana Iwashita, André Gimenes, Alisson Dias e Fabiana Toledo pelas longas horas de estudos e pela amizade.

Aos engenheiros Gustavo Checcucci, Juan Franco e José Brito pela oportunidade de participar dos P&D's da COELBA sobre geração eólica.

Aos funcionários do GEPEA, Renata Katayama, Vlademir Junior, Regina Zuccato, e Neide Albertini, cujo total apoio e amizade foram fundamentais para este trabalho.

Aos meus alunos de iniciação científica, Pedro Pinho, José Peroba, Milena Campello e Antônia Cruz pelo desenvolvimento de diversas atividades desta pesquisa.

A minha aluna Aline Marques pelo trabalho paciente e incansável com as figuras e com a formatação da tese.

Aos meus amigos Paulo Maurício e Maurício Campos pelo acolhimento em terras paulistanas.

“Comece fazendo o que é necessário. Depois,

o que é possível e, de repente, você estará

fazendo o que é impossível”

São Francisco de Assis

RESUMO

Esta Tese trata do controle e integração de centrais eólicas à rede elétrica interligada, utilizando-se geradores de indução duplamente alimentados (GIDE). O objetivo principal da Tese foi desenvolver estratégias de controle discreto para o sistema de geração eólica, de forma a reduzir os impactos na qualidade da energia gerada, em função dos diversos regimes e transitórios de vento, que podem ocorrer no sítio eólico. Para o projeto do sistema de controle dos geradores foi adotada a técnica do controle vetorial, de forma a desacoplar o controle do fluxo das potências ativa e reativa entre o gerador e a rede elétrica. Visando caracterizar os diversos modos de operação do GIDE, com velocidades acima e abaixo da síncrona, foi desenvolvido um estudo de regime permanente do gerador, obtendo-se os limites de correntes, tensões e demais grandezas elétricas e mecânicas, para uma determinada faixa de velocidade. As principais estratégias de controle atualmente utilizadas pelos fabricantes de turbinas eólicas foram analisadas, destacando-se os aspectos da eficiência energética do conjunto turbina-gerador e da qualidade da energia. O projeto das malhas de controle dos conversores estáticos conectados ao circuito do rotor foi desenvolvido utilizando a técnica de controle discreto, propondo-se as estratégias de controle e o conjunto de especificações para definição dos ganhos dos controladores, objetivando reduzir os impactos na qualidade da energia gerada. Foi analisada a influência da modelagem da turbina com eixos elásticos e eixos rígidos, no comportamento das variáveis controladas. Buscando reduzir os harmônicos de ordem elevada da corrente do gerador, devido à modulação por largura de pulso (PWM) dos conversores estáticos, foi proposta uma estratégia de projeto de filtro passivo LCL, instalado no circuito do rotor. Um programa de simulação no ambiente Matlab/Simulink® foi desenvolvido, para análise da interligação de um parque eólico, representado por uma turbina equivalente, ao sistema elétrico de potência reduzido, permitindo estudos de regime permanente e transitório. Com este programa, um estudo de caso foi realizado, avaliando-se o controle e a integração de uma usina eólica de 192MW, conectada na rede básica do sistema interligado

nacional, na tensão 230kV. Os resultados obtidos mostram as contribuições, das estratégias de controle propostas, para melhorar o comportamento das tensões do sistema elétrico quando da ocorrência de transitórios de ventos na usina.

ABSTRACT

This Thesis presents the control and integration of wind farms to the interconnected power grid, using doubly fed induction generators (DFIG). The main objective of the present Thesis was to develop discrete control strategies for the wind generation system, with the goal to reduce the wind variations impacts in the grid power quality. The design technique selected for the generators control system was the vector control technique, which allows independent control of active and reactive power flow between the generator and the grid. In order to characterize the diverse operation modes of the DFIG, below and above the synchronous speed, a generator steady-state study was developed, getting the current and voltage limits and the others electric and mechanical safe limits variables, for one determined speed range. The main control strategies currently used by the wind turbines manufacturers were analyzed, highlighting the aspects of the turbine-generator energy efficiency and the power quality. The control loops design of the static converters was developed using the discrete control technique. It was elaborated the control strategies and also the basic specifications used to define the controllers gains, with the key target to reduce the impacts in the grid power quality caused by the wind variations. Other aspect covered by this work was the influence of the turbine modeling, with rigid shafts and with shafts of a relatively low stiffness, in the control system performance. In a way to reduce high order harmonics in the generator current, caused by the pulse width modulation (PWM) of the static converters, it was proposed a design strategy of a passive LCL filter, installed in the rotor circuit. A simulation program was developed, using the Matlab/Simulink™ platform, to analyze the interconnection of a wind farm, represented by a equivalent turbine, to the reduced power electrical system, allowing steady-state and transient studies. With this simulation program, a case study was developed evaluating the control and integration of a 192MW wind farm, connected to 230kV voltage level of the national interconnected power system. The main results reached by this work showed the contributions of the control

strategies proposed to improve the electrical system voltages behavior, when wind variations occur in the wind farm.

Keywords: Wind farms, doubly fed induction generator, control and integration, discrete control, power quality.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Fontes de energia para geração de eletricidade – Ano 2005.	5
Figura 1.2 - Participação dos empreendimentos em construção e outorgados até 2005.	6
Figura 2.1 - Modelos de vento: constante; rampa crescente; rajada cossenoidal; e rampa decrecente.	25
Figura 2.2 - Corte transversal da pá da turbina.	26
Figura 2.3 - Coeficiente de potência função da velocidade específica λ	31
Figura 2.4 - Coeficiente de conjugado função da velocidade específica λ	32
Figura 2.5 - Curvas de potência produzida pela turbina eólica de 2MW.	33
Figura 2.6 - Modelo de eixos elásticos com duas massas.	37
Figura 2.7 - SCEE à velocidade fixa com gerador de indução.	40
Figura 2.8 - SCEE à velocidade variável com conversor estático pleno.	40
Figura 2.9 - SCEE à velocidade variável com gerador síncrono multipolar.	41
Figura 2.10 - SCEE à velocidade variável com gerador duplamente alimentado.	42
Figura 3.1 - Curva de potência da turbina à velocidade constante.	51
Figura 3.2 - Esquema de controle do ângulo de passo.	52
Figura 3.3 - Controle do ângulo de passo com vento em rampa: (a) Velocidade do vento; (b) Ângulo de passo; (c) Potência aerodinâmica; (d) Velocidade mecânica do gerador. ...	54
Figura 3.4 - Controle escalar do gerador elétrico.	56
Figura 3.5 - Eixos de orientação do controle vetorial do gerador.	57
Figura 3.6 - Controle vetorial de torque e fluxo de entreferro do gerador.	58
Figura 3.7 - Esquema de simulação da turbina à velocidade constante controlada por “ <i>stall</i> ”.	60
Figura 3.8 - Modos de controle à velocidade variável regulada por “ <i>stall</i> ” [26]	62
Figura 3.9 - Turbina de 2MW à velocidade fixa e à velocidade variável.	63
Figura 3.10 - Curvas de potência mecânica da turbina e elétrica do gerador.	65
Figura 4.1 - Máquina de indução no referencial d,q.	69
Figura 4.2 - Circuito equivalente de eixo-d da máquina de indução.	71
Figura 4.3 - Circuito equivalente de eixo-q da máquina de indução.	71
Figura 4.4 - Circuito equivalente por fase em regime permanente.	74
Figura 4.5 - Circuito equivalente por fase com tensão aplicada no rotor.	75
Figura 4.6 - Curvas de torque e potência ativa da máquina em gaiola.	77
Figura 4.7 - Curva de potência reativa para a máquina em gaiola.	78

Figura 4.8 - Potência ativa x potência reativa no funcionamento como gerador	
(a) $0 > s > -7,5\%$ (b) $-7,5\% > s > -40\%$	78
Figura 4.9 - Torque e potência reativa com a adição de resistores externos no rotor.....	79
Figura 4.10 - Potência ativa e reativa para tensões aplicadas no rotor.	81
Figura 4.11 - Torque eletromagnético e potência ativa do estator função da tensão rotórica aplicada.	83
Figura 4.12 - Potências ativas com potência reativa do estator fixada.	84
Figura 4.13 - Tensão fase-fase eficaz de rotor.	85
Figura 5.1 - Máquina de indução duplamente excitada padrão.....	89
Figura 5.2 - Máquina de indução duplamente excitada em cascata.	90
Figura 5.3 - Máquina de indução duplamente excitada sem escovas.	91
Figura 5.4 - Eixos coordenados para orientação do controle.	93
Figura 5.5 - Controle de velocidade.	98
Figura 5.6 - Controle de potência.....	100
Figura 6.1 - Conversores estáticos de potência no circuito do rotor da máquina.....	103
Figura 6.2 - Estimação do módulo e ângulo do fluxo do estator.....	105
Figura 6.3 - Diagrama vetorial completo para o controle.	105
Figura 6.4 - Controlador da corrente i_{rq} e termo de compensação.....	107
Figura 6.5 - Controlador da corrente i_{rd} e termo de compensação.....	107
Figura 6.6 - Malha de controle da corrente I_{rq}	108
Figura 6.7 - Malha de controle da velocidade.....	110
Figura 6.8 - Malha de controle da potência reativa do estator Q_s	112
Figura 6.9 - Esquema completo de controle de velocidade e potência reativa do estator....	113
Figura 6.10 - Velocidade do vento, velocidade mecânica, torque eletromagnético do gerador, torque da turbina e tensão no barramento CC.....	114
Figura 6.11 - Potência aerodinâmica, potências ativas, potência reativa do estator e correntes trifásicas do rotor.	115
Figura 6.12 - Malha de controle da potência ativa gerada.....	119
Figura 6.13 - Potências ativas e potências reativas do estator, rotor e total; tensão no barramento CC; e velocidade mecânica do gerador.....	122
Figura 6.14 - Velocidade do vento; tensão terminal do gerador; torques do gerador e da turbina; e potências ativas no eixo da turbina e total nos terminais do gerador.....	123
Figura 7.1 - Filtro LCL na entrada do CLR.....	127
Figura 7.2 - Orientação do controle vetorial na tensão da rede.....	129
Figura 7.3 - Diagramas de blocos do circuito do filtro.....	130
Figura 7.4 - Modelo do filtro para altas frequências.	133

Figura 7.5 - Atenuação da corrente na rede função da relação de indutâncias.	139
Figura 7.6 - Diagramas de Bode entre a corrente na rede e a tensão no conversor:	
(a) sem amortecimento	
(b) com amortecimento.	139
Figura 7.7 - Diagramas de Bode entre a corrente na rede e a corrente no conversor:	
(a) sem amortecimento	
(b) com amortecimento.	140
Figura 7.8 - Estratégia de controle do conversor do lado da rede (CLR).	142
Figura 7.9 - Malha de controle da corrente i_d	144
Figura 7.10 - Malha de controle da corrente i_q	144
Figura 7.11 - Topologia completa do GIDE.	147
Figura 7.12 - Diagrama de blocos de cálculo da tensão V_{cc}	148
Figura 7.13 - Malha fechada de controle da tensão V_{cc}	149
Figura 7.14 - Tensão do barramento CC; Potências ativas de estator, rotor e total gerada;	
Corrente de eixo “d” do CLR; Corrente de eixo “q” do CLR para um degrau em V_{ccref} .	
.....	153
Figura 7.15 - Potência reativa do rotor; Potência ativa do rotor; Corrente de eixo “d” do	
CLR; Corrente de eixo “q” do CLR para um degrau em Q_{ref}	154
Figura 8.1 - Topologia do controlador PI digital.	159
Figura 8.2 - Malha de controle digital de i_{rq}	160
Figura 8.3 - Margem de ganho e margem de fase da malha de controle de i_{rq}	161
Figura 8.4 - Malha de controle digital da velocidade.	163
Figura 8.5 - Resposta em frequência e resposta ao degrau da malha discreta de velocidade.	
.....	164
Figura 8.6 - Malha de controle digital de i_d	166
Figura 8.7 - Malha de controle digital da tensão V_{cc}	167
Figura 8.8 - Resposta em frequência e resposta ao degrau da malha discreta de V_{cc}	168
Figura 8.9 - Malha de controle digital da potência ativa.	169
Figura 8.10 - Resposta em frequência e resposta ao degrau da malha discreta de potência.	172
Figura 8.11 - Potências ativas do estator (P_s), rotor (P_r), eixo da turbina (P_t) e total gerada	
(P_g); Potências reativas do estator (Q_s), rotor (Q_r) e total gerada (Q_g); Tensão no	
barramento CC (V_{cc}) e de referência (V_{ccRef}); Velocidade do vento.	173
Figura 8.12 - Torques eletromagnético e no eixo da turbina; Potências ativas, total gerada na	
rede elétrica e no eixo da turbina; Velocidade do gerador (N_m) e de referência (N_{mRef});	
Correntes totais trifásicas geradas (I_{g1}, I_{g2}, I_{g3}). (degrau de vento).	174
Figura 8.13 - Tensões nas barras do sistema elétrico e do gerador eólico (degrau de vento).	
.....	175

Figura 8.14 - Potências ativas do estator (P_s), rotor (P_r), eixo da turbina (P_t) e total gerada (P_g); Potências reativas do estator (Q_s), rotor (Q_r) e total gerada (Q_g); Tensão no barramento CC (V_{cc}) e de referência ($V_{cc}R_{ef}$); Velocidade do vento.	176
Figura 8.15 - Torques de torção, de amortecimento, e aplicado ao eixo do gerador; Ângulo de torção; Velocidades da turbina e do gerador; Potências ativas, total gerada na rede elétrica e no eixo da turbina. (degrau de vento).	177
Figura 8.16 - Tensões nas barras do sistema elétrico e do gerador eólico (degrau de vento).	178
Figura 8.17 - Potências ativas do estator, rotor e total gerada; Potências reativas do estator, rotor e total gerada; Tensão no barramento CC e de referência; Velocidade do gerador e de referência. (rampa de vento).	179
Figura 8.18 - Tensões nas barras do sistema elétrico e do gerador eólico (rampa de vento).	180
Figura 8.19 - Potências ativas do estator, rotor e total gerada; Potências reativas do estator, rotor e total gerada; Tensão no barramento CC e de referência; Velocidade do gerador e de referência. (rampa de vento).	180
Figura 8.20 - Tensões nas barras do sistema elétrico e do gerador eólico. (rampa de vento).	181
Figura 8.21 - Potências ativas do estator (P_s), rotor (P_r), eixo da turbina (P_t) e total gerada (P_g); Potências reativas do estator (Q_s), rotor (Q_r) e total gerada (Q_g); Tensão no barramento CC (V_{cc}) e de referência ($V_{cc}R_{ef}$); Velocidade do vento. (controle de potência).	182
Figura 8.22 - Torques de torção, de amortecimento, e aplicado ao eixo do gerador; Ângulo de torção; Velocidades da turbina e do gerador; Potências ativas, total gerada na rede elétrica e no eixo da turbina. (controle de potência).	183
Figura 8.23 - Correntes trifásicas do estator (I_{s1}, I_{s2}, I_{s3}); do rotor (I_{r1}, I_{r2}, I_{r3}); do conversor do lado da rede – CLR ($I_{gr1}, I_{gr2}, I_{gr3}$); total gerada (I_{g1}, I_{g2}, I_{g3}). (controle de potência).	184
Figura 8.24 - Tensões nas barras do sistema elétrico e do gerador eólico. (controle de potência).	185
Figura 9.1 - Sistema de potência com a usina eólica interligada.	188
Figura 9.2 - Interligações da rede básica em B.J.Lapa.	189
Figura 9.3 - Potências ativas e reativas do estator, rotor e totais geradas; Tensão no barramento CC e de referência; Velocidade do gerador e de referência. (Modelo 1 e rampa de vento).	194
Figura 9.4 - Potências ativas e reativas nas barras do sistema elétrico; Tensões nas barras do sistema elétrico; Velocidade do vento. (Modelo 1 e rampa de vento).	195

Figura 9.5 - Potências ativas e reativas do estator, rotor e totais geradas; Tensão no barramento CC e de referência; Velocidade do gerador e de referência. (Modelo 2 e rampa de vento).	196
Figura 9.6 - Potências ativas e reativas nas barras do sistema elétrico; Tensões nas barras do sistema elétrico; Velocidade do vento. (Modelo 2 e rampa de vento).	197
Figura 9.7 - Potências ativas do estator (P_s), rotor (P_r), eixo da turbina (P_t) e total gerada (P_g); Ângulo de torção; Torques de torção, de amortecimento, e aplicado ao eixo do gerador; Velocidades da turbina e do gerador (Modelo 2 e rampa de vento).....	198
Figura 9.8 - Potências ativas e reativas do estator, rotor e totais geradas; Tensão no barramento CC e de referência; Velocidade do gerador e de referência. (Modelo 3 e rampa de vento).	199
Figura 9.9 - Potências ativas e reativas nas barras do sistema elétrico; Tensões nas barras do sistema elétrico; Velocidade do vento. (Modelo 3 e rampa de vento).	200
Figura 9.10 - Potências ativas e reativas do estator, rotor e totais geradas; Tensão no barramento CC (V_{cc}) e de referência (V_{ccRef}); Velocidade do gerador (N_m) e de referência (N_mRef). (Modelo 1 e rajada de vento).	201
Figura 9.11 - Potências ativas e reativas nas barras do sistema elétrico; Tensões nas barras do sistema elétrico; Velocidade do vento. (Modelo 1 e rajada de vento).....	202
Figura 9.12 - Potências ativas e reativas do estator, rotor e totais geradas; Tensão no barramento CC (V_{cc}) e de referência (V_{ccRef}); Velocidade do gerador (N_m) e de referência (N_mRef). (Modelo 2 e rajada de vento).	203
Figura 9.13 - Potências ativas e reativas nas barras do sistema elétrico; Tensões nas barras do sistema elétrico; Velocidade do vento. (Modelo 2 e rajada de vento).....	204
Figura 9.14 - Potências ativas e reativas do estator, rotor e totais geradas; Tensão no barramento CC (V_{cc}) e de referência (V_{ccRef}); Velocidade do gerador (N_m) e de referência (N_mRef). (Modelo 3 e rajada de vento).	205
Figura 9.15 - Potências ativas e reativas nas barras do sistema elétrico; Tensões nas barras do sistema elétrico; Velocidade do vento. (Modelo 3 e rajada de vento).....	206
Figura 9.16 - Potências ativas e reativas do estator, rotor e totais geradas; Tensão no barramento CC (V_{cc}) e de referência (V_{ccRef}); Velocidade do gerador (N_m) e de referência (N_mRef). (Modelo 4 e rampa de vento).	208
Figura 9.17 - Potências ativas e reativas nas barras do sistema elétrico; Tensões nas barras do sistema elétrico; Velocidade do vento. (Modelo 4 e rampa de vento).	209
Figura 9.18 - Potências ativas e reativas do estator, rotor e totais geradas; Tensão no barramento CC (V_{cc}) e de referência (V_{ccRef}); Velocidade do gerador. (Modelo 4 e rajada de vento).....	210

Figura 9.19 - Potências ativas e reativas nas barras do sistema elétrico; Tensões nas barras do sistema elétrico; Velocidade do vento. (Modelo 4 e rajada de vento).....	211
--	-----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 - Usinas eólicas em operação no Brasil.	9
Tabela 2.1 - Coeficientes do modelo de turbina eólica [19].	30
Tabela 2.2 - Velocidades projetadas para a turbina e para o gerador.	35
Tabela 6.1 - Ganhos dos controladores analógicos de velocidade e corrente.	111
Tabela 6.2 - Ganhos do controlador analógico de potência reativa do estator.	113
Tabela 6.3 - Ganhos do controlador analógico de potência ativa.	121
Tabela 7.1 - Ganhos dos controladores analógicos de tensão V_{cc} e correntes i_d e i_q	150
Tabela 8.1 - Ganhos do controlador digital das correntes i_{rd} e i_{rq}	160
Tabela 8.2 - Especificações de projeto da malha de controle de velocidade.	162
Tabela 8.3- Ganhos do controlador digital da velocidade.	163
Tabela 8.4 - Especificações de projeto da malha de controle das correntes i_d e i_q	165
Tabela 8.5 - Ganhos dos controladores digitais das correntes do CLR.	166
Tabela 8.6 - Especificações de projeto da malha de tensão do barramento CC.	167
Tabela 8.7 - Ganhos do controlador digital da tensão do barramento CC.	168
Tabela 8.8 - Especificações de projeto da malha de controle de potência ativa.	170
Tabela 8.9 - Ganhos do controlador digital de potência ativa.	171
Tabela 9.1 - Interligações da rede básica em B.J.Lapa.	188
Tabela 9.2 - Dados dos equipamentos do parque eólico.	189
Tabela 9.3 - Dados das linhas de transmissão LT-1 e LT-2.	190
Tabela 9.4 - Especificações de projeto da malha de controle das correntes do rotor.	192
Tabela 9.5 - Especificações de projeto da malha de controle de velocidade.	192
Tabela 9.6 - Especificações de projeto da malha de controle das correntes do CLR.	192
Tabela 9.7 - Especificações de projeto da malha da tensão do barramento CC.	192
Tabela 9.8 - Resumo dos resultados com a estratégia de controle de velocidade.	207

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABB	<i>“Asea Brown Boveri”</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AWEA	<i>“American Wind Energy Association”</i>
BEN	Balanço Energético Nacional
BIG	Banco de Informações de Geração
CBEE	Centro Brasileiro de Energia Eólica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CLM	Conversor do Lado da Máquina (rotor)
CLR	Conversor do Lado da Rede Elétrica
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
DEWI	Deutsches Windenergie-Institut GmbH
DFIG	<i>“Doubly Fed Induction Generator”</i>
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas do Brasil S.A.
EUA	Estados Unidos da América
EWEA	<i>“European Wind Energy Association”</i>
Fc	Fator de Capacidade da Usina
f.e.m.	Força eletromotriz
GE	<i>“General Electric”</i>
GEPEA	Grupo de Energia do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo
GIDE	Gerador de Indução Duplamente Alimentado (Excitado)
GSIP	Gerador Síncrono a Ímãs Permanentes.
GWEA	<i>“Germany Wind Energy Association”</i>
IGBT	<i>“Insulated Gate Bipolar Transistor”</i>
MDL	Mecanismos de Desenvolvimento Limpo
LCL	Filtro Indutivo-Capacitivo-Indutivo
NREL	<i>“National Renewable Energy Laboratory”</i>
OCDE	Organização de Cooperação e Desenvolvimento Econômico
OIE	Oferta Interna de Energia
PAC	Ponto de Acoplamento Comum da Usina Eólica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PI	Controlador Proporcional Integral
PD	Controlador Proporcional Derivativo
PID	Controlador Proporcional Integral Derivativo
PMSM	<i>“Permanent Magnets Synchronous Machine”</i>

PSS/E	<i>Power System Simulator Program (software)</i>
PWM	<i>“Pulse Width Modulation”</i> (Modulação por Largura de Pulso)
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SCEE	Sistema de Conversão de Energia Eólica
THDi	Distorção Harmônica Total de Corrente
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
UFBA	Universidade Federal da Bahia
UFMG	Universidade Federal de Minas Gerais
UNIFACS	Universidade Salvador
USP	Universidade de São Paulo
VMT	Variação Momentânea de Tensão
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração
SI	Sistema Internacional de Unidades
SIMPOW	<i>“Power System Simulation Software”</i>
SIN	Sistema Elétrico Interligado Nacional
WMO	<i>“World Meteorological Organization”</i>
ZOH	<i>“Zero Order Hold”</i> (Dispositivo Segurador de Ordem Zero)

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Área varrida pelo rotor da turbina (tubo de vento)
A_p	Área superficial das pás
C	Fator de escala da função densidade de probabilidade de Weibull
c_o	Corda do perfil aerodinâmico a 0,7m do raio das pás
C	Capacitor do barramento de corrente contínua dos conversores estáticos
$CA ; CC$	Corrente Alternada e Corrente Contínua
$C_b ; C_f$	Capacitância base do circuito do rotor ; Capacitor do filtro no circuito do rotor
$C_d ; C_s$	Coefficiente de arrasto ; Coeficiente de sustentação
C_p	Coefficiente de potência ou rendimento aerodinâmico da turbina
C_q	Coefficiente de conjugado ou torque da turbina
d, q	Eixos ortogonais genéricos de referência
D_{mt}	Constante de amortecimento do sistema, no eixo de baixa velocidade da turbina
D_T	Constante de amortecimento do sistema concentrado no eixo do gerador
E	Tensão na rede elétrica alternada, na entrada do filtro do circuito do rotor
E_c	Energia Cinética
$E_{FN} ; E_{FF}$	Tensão fase-neutro e tensão fase-fase na rede elétrica
E_r	Força eletromotriz (f.e.m.) induzida no rotor
f_c , f_{c1} , f_{c2}	Frequências de corte
f_{chav}	Frequência de chaveamento do conversor estático
f_B	Frequência limite da largura de banda da malha de controle
f_s, f_r	Frequência das correntes do estator e do rotor da máquina
f_m	Frequência mecânica do rotor
$F_d ; F_s$	Força de arrasto ; Força de sustentação
F_r	Força resultante na pá
$G(s) ; G(z)$	Função de transferência de malha fechada do sistema completo, analógica e digital
$G_{Bcc}(s)$	Função de transferência do barramento de corrente contínua
$G_c(s) ; G_c(z)$	Função de transferência do controlador, analógica e digital
G_{conv}	Função de transferência do conversor estático
$G_{mo}(s) ; G_{mo}(z)$	Função de transferência de malha aberta da máquina, analógica e digital
$G_{fo}(s) ; G_{fo}(z)$	Função de transferência de malha aberta do filtro e transf. isolador, analógica e digital
$G_o(s) , G_o(z)$	Função de transferência de malha aberta do sistema completo, analógica e digital
G_1	Constante de proporcionalidade do torque eletromagnético
H	Altura de medição da velocidade do vento
h_{chav}	Componentes harmônicas de corrente, em torno da frequência de chaveamento
H_T	Constante de inércia total concentrada

$H_t ; H_m$	Constante de inércia da turbina ; Constante de inércia do gerador
I_c	Corrente no capacitor no barramento de corrente contínua e no filtro do rotor
$I_{ccrede} ; I_{ccmaq}$	Corrente contínua no lado da rede elétrica e no lado da máquina (rotor)
$I_g(s); I(s)$	Correntes no lado da rede e no lado do conversor, no filtro do circuito do rotor
I_{ms}	Corrente de magnetização associada ao fluxo de estator
$I_s ; I_r$	Corrente do estator; Corrente do rotor do gerador
J	Momento de inércia equivalente das partes girantes, referido ao eixo do gerador
$J_m ; J_t$	Momento de inércia do gerador ; Momento de inércia da turbina
K	Fator de forma da função densidade de probabilidade de Weibull
$K_i ; K_p$	Ganho Integral do controlador ; Ganho Proporcional do controlador
K_{mt}	Constante de elasticidade do eixo de baixa velocidade
$K_t ; K_t'$	Constantes de torque da máquina
K_{tr}	Relação de transmissão de velocidades
l_s, l_r, l_m	Indutâncias própria do estator, própria do rotor, e mútua
$l_{\sigma s}, l_{\sigma r}$	Indutâncias de dispersão do estator e do rotor
L_{f1} , L_{f2}	Indutâncias do filtro no circuito do rotor
L_g	Indutância equivalente no lado da rede, do filtro e transformador isolador do rotor
L_{Ti}	Indutância série de dispersão do transformador isolador do circuito do rotor
L_T	Indutância total do filtro e transformador isolador no circuito do rotor
$MG ; MF$	Margem de ganho e Margem de fase
N_m	Velocidade mecânica do eixo do gerador em rotações por minuto (rpm)
p	Número de pares de pólos do gerador
p_i	Pólo dominante de malha fechada no plano z
P_{conv}	Potência ativa nominal do conversor estático
P_e	Potência ativa transferida ao entreferro da máquina
$Perdas_{CLM}$	Perdas ativas no conversor do lado da máquina
$Perdas_{CLR}$	Perdas ativas no conversor do lado da rede elétrica
P_g	Potência ativa total na barra terminal do gerador
P_m	Potência mecânica desenvolvida interna
P_s, P_r	Potência ativa do estator e do circuito completo do rotor do gerador
P_{ij}	Perdas por efeito Joule no rotor
P_{rm}	Potência ativa nos enrolamentos rotóricos do gerador
P_t	Potência aerodinâmica produzida no eixo da turbina
P_w	Potência disponível no vento
$P(v_w)$	Função densidade de probabilidade das velocidades do vento
Q_g	Potência reativa total na barra terminal do gerador
Q_s, Q_r	Potência reativa do estator e do circuito completo do rotor do gerador
Q_{rm}	Potência reativa nos enrolamentos rotóricos do gerador
r	Relação entre indutâncias equivalente no lado da rede e no lado do conversor, no filtro

R	Raio do rotor da turbina medido na ponta da pá
R_{f1}, R_{f2}, R_{f3}	Resistências do filtro no circuito do rotor
R_g	Resistência equivalente no lado da rede, do filtro e transformador isolador do rotor
R_s, R_r	Resistência do estator e do rotor
R_{Ti}	Resistência série do transformador isolador do circuito do rotor
R_T	Resistência total do filtro e transformador isolador no circuito do rotor
S_{conv}	Potência aparente nominal do conversor estático
S_α, S_β	Eixos ortogonais de referência posicionados no estator fixo
R_α, R_β	Eixos ortogonais de referência posicionados no rotor girante
s	Escorregamento do rotor em relação ao campo girante do estator
s_M	Escorregamento do rotor no ponto de torque máximo
T	Tempo de amostragem
T_{amort}	Torque de amortecimento de oscilações no eixo da turbina
T_e	Torque eletromagnético do gerador
T_L	Torque de carga aplicado ao eixo do gerador
T_{mt}	Toque resultante no eixo da turbina modelada com eixos elásticos
T_{ors}	Toque de torção no eixo da turbina
T_t'	Torque da turbina referido ao eixo do gerador
V	Tensão no lado do conversor, no filtro do circuito do rotor
V_c	Tensão no conjunto capacitor e resistor de amortecimento do filtro, no circuito do rotor
V_{cc}	Tensão do barramento de corrente contínua dos conversores estáticos
$V_{dcomp}; V_{qcomp}$	Sinais de compensação nas saídas dos controladores no CLR
V_{tg}	Velocidade tangencial na ponta das pás
$V_s; V_r$	Tensão do estator; Tensão do rotor do gerador
$V_{rdcomp}; V_{rqcomp}$	Sinais de compensação nas saídas dos controladores no CLM
v_w	Velocidade do vento incidente, perpendicular ao plano de rotação
$v_{wcut\ in}; v_{wcut\ out}$	Velocidade do vento de partida e de desligamento da turbina
v_{wmed}	Velocidade média do vento
v_{wn}	Velocidade nominal do vento incidente
v_{wr}	Vento resultante na pá
v_{wu}	Vento resistente ao movimento da pá, paralelo ao plano de rotação.
x	Relação entre a capacitância do filtro e a capacitância base do circuito do rotor
X_s, X_r, X_m	Reatâncias de dispersão do estator, dispersão do rotor, e de magnetização
Z_b	Impedância base do circuito do rotor
z_c	Zero do controlador digital
z_o	Rugosidade do terreno
z_i	Zero no plano z
$Z\{.\}$	Transformada z de uma função
α	Ângulo de ataque

β	Ângulo de passo (“ <i>pitch angle</i> ”)
$\Im$; $\Re$	Parte Imaginária e parte real do número complexo
δ	Ângulo entre o vetor de corrente rotórica e o eixo “d” do referencial genérico d,q
ε	Ângulo do vetor corrente do rotor em relação ao referencial rotor girante
φ_{en}	Fluxo magnético do entreferro do gerador
φ_s ; φ_r	Fluxo magnético do estator ; Fluxo magnético do rotor
ψ	Ângulo elétrico de posição do eixo “d” em relação ao estator fixo
λ	Velocidade específica da turbina
λ_i	Grandeza intermediária no cálculo de C_p
λ_{Tmax}	Velocidade específica que resulta em torque máximo na turbina
λ_{ot}	Velocidade específica ótima
θ	Ângulo elétrico de posição do rotor em relação ao estator fixo
θ_e	Ângulo do vetor tensão da rede elétrica, em relação ao referencial de estator fixo
θ_{en}	Ângulo do fluxo magnético do entreferro em relação ao estator fixo.
θ_{id}	Ângulo do vetor corrente do estator no referencial d,q
θ_{is} ; θ_{ir}	Ângulo de fase da corrente do estator e do rotor
θ_{mt}	Ângulo de torção do eixo de baixa velocidade da turbina
θ_{vs} ; θ_{vr}	Ângulo de fase da tensão do estator e do rotor
ρ	Massa específica do ar
σ_s , σ_r , σ	Coefficiente de dispersão de fluxo do estator, do rotor, e total da máquina
τ , τ_1 , τ_2	Constantes de tempo
τ_s , τ_r	Constantes de tempo do estator e do rotor
τ_β	Constante de tempo do servomotor acionador do ângulo de passo
τ_E	Tempo de atraso na resposta da malha de controle da tensão V_{cc}
ω	Velocidade angular elétrica do gerador
ω_a	Frequência angular associada à função de transferência do filtro, no circuito do rotor
ω_b	Frequência angular de ressonância do filtro, no circuito do rotor
ω_B	Frequência angular limite da largura de banda da malha de controle
ω_{c1} , ω_{c2}	Frequências angulares de corte
ω_{chav}	Frequência angular de chaveamento do conversor estático
ω_d	Velocidade angular dos eixos de referência genéricos d,q ortogonais
ω_{da} ; ω_n	Frequência natural amortecida e Frequência natural não amortecida
ω_{en}	Velocidade angular do fluxo do entreferro do gerador
ω_m ; ω_t	Velocidade angular mecânica do eixo do gerador e do rotor da turbina
ω_r	Frequência angular das correntes e tensões rotóricas do gerador
ω_s	Velocidade angular elétrica do campo girante do estator do gerador
ω_{slip}	Frequência angular de escorregamento do rotor do gerador

ξ	Coeficiente de amortecimento
γ	Ângulo auxiliar de cálculo

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	As Fontes de Energia	2
1.2	As Fontes de Energia no Brasil	3
1.3	A Energia Elétrica no Brasil.....	4
1.3.1	<i>A Geração e o Consumo de Energia Elétrica no Brasil.....</i>	<i>6</i>
1.4	A Energia Eólica no Mundo.....	7
1.4.1	<i>A Energia Eólica no Brasil.....</i>	<i>9</i>
1.5	Revisão Bibliográfica Sobre o Tema	10
1.6	Contribuições Deste Trabalho	14
1.7	Roteiro do Trabalho.....	17
2	REGIMES DE VENTO E TURBINAS EÓLICAS.....	20
2.1	A Energia Eólica	20
2.2	A Análise Estatística dos Ventos.....	21
2.2.1	<i>Função de Distribuição do Vento.....</i>	<i>22</i>
2.2.2	<i>Modelos de Vento Implementados.....</i>	<i>23</i>
2.3	Conversão Aerodinâmica de Energia Eólica em Energia Mecânica.....	25
2.3.1	<i>Ângulo de Passo e Ângulo de Ataque.....</i>	<i>27</i>
2.4	Características das Turbinas Eólicas.....	28
2.4.1	<i>Coefficiente de Potência (C_p) e Coeficiente de Conjugado (C_q)</i>	<i>28</i>
2.4.1.1.	Modelos não Polinomiais para Turbinas Eólicas	30
2.4.1.2.	Modelos Polinomiais para Turbinas Eólicas	34
2.4.2	<i>Relação de Transmissão da Turbina.....</i>	<i>34</i>
2.4.3	<i>Representação dos Sistemas de Eixos</i>	<i>35</i>
2.4.3.1.	Conversão de Unidades dos Parâmetros Mecânicos	38
2.5	Alternativas Tecnológicas para Turbinas Eólicas.....	39
2.5.1	<i>Turbina Eólica à Velocidade Fixa com Gerador de Indução.....</i>	<i>39</i>
2.5.2	<i>Turbina Eólica à Velocidade Variável com Gerador de Indução ou Síncrono, Equipados com Conversor Estático de Potência no Estator.....</i>	<i>40</i>
2.5.3	<i>Turbina Eólica à Velocidade Variável com Gerador Síncrono Multipolar ou Gerador Síncrono Multipolar a Ímãs Permanentes (GSIP ou “PMSM”)</i>	<i>41</i>

2.5.4	<i>Turbina Eólica à Velocidade Variável com Gerador de Indução Duplamente Alimentado no Estator e no Rotor (GIDE ou “DFIG”)</i>	42
2.6	Parâmetros de Qualidade da Energia de Turbinas Eólicas.....	44
2.6.1	<i>Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD)</i>	45
2.7	Considerações Finais	45
3	CONTROLE DE TURBINAS EÓLICAS	47
3.1	Introdução	47
3.2	Principais Controles do Sistema Supervisório da Turbina.....	48
3.2.1	<i>Turbinas Controladas por Estolamento das Pás (“Stall Control”)</i>	48
3.2.2	<i>Turbinas Controladas pelo Ajuste do Ângulo de Passo (“Pitch Control”)</i>	49
3.2.2.1.	Malha de Controle do Ângulo de Passo	52
3.2.3	<i>Controle do Torque Eletromagnético do Gerador</i>	54
3.2.3.1.	Controle Escalar do Gerador Elétrico	55
3.2.3.2.	Controle Vetorial do Gerador Elétrico	56
3.2.4	<i>Controle de Turbinas à Velocidade Constante</i>	58
3.2.4.1.	Turbinas à Velocidade Constante com Duas Velocidades	59
3.2.4.2.	Turbinas à Velocidade Constante Controladas por “Stall”	59
3.2.4.3.	Turbinas à Velocidade Constante Controladas pelo Ângulo de Passo (“Pitch Control”)	60
3.2.5	<i>Controle de Turbinas à Velocidade Variável</i>	61
3.2.5.1.	Turbinas à Velocidade Variável Controladas por “Stall”	61
3.2.5.2.	Turbinas à Velocidade Variável Controladas pelo Ângulo de Passo	62
3.3	Considerações Finais	66
4	MODELAGEM DINÂMICA DA MÁQUINA DE INDUÇÃO E ESTUDOS DE REGIME PERMANENTE	68
4.1	Introdução	68
4.2	Modelo da Máquina de Indução no Referencial d,q Genérico	68
4.3	Transformação Vetorial Complexa.....	71
4.4	Modelo da Máquina de Indução em Regime Permanente.....	72
4.4.1	<i>Características de Regime Permanente</i>	75
4.4.1.1.	Máquina de Indução com Rotor em Gaiola	77
4.4.1.2.	Controle de Velocidade Através de Resistores Externos	79
4.4.1.3.	Análise do Regime Permanente do GIDE	80
4.4.1.4.	Estudo do Regime Permanente do GIDE com Torque Variável.....	81

4.4.1.5.	Estudo do Regime Permanente do GIDE com Torque e Potência Reativa de Estator Variáveis	83
4.5	Considerações Finais	85
5	SISTEMAS DE ENERGIA EÓLICA COM A MÁQUINA DE INDUÇÃO DUPLAMENTE EXCITADA (GIDE).....	87
5.1	Máquinas de Indução Duplamente Excitadas	88
5.1.1	<i>Máquina de Indução Duplamente Excitada Padrão</i>	<i>89</i>
5.1.2	<i>Máquina de Indução Duplamente Excitada em Cascata.....</i>	<i>89</i>
5.1.3	<i>Máquina de Indução Duplamente Excitada em Cascata com Carcaça Única</i>	<i>90</i>
5.1.4	<i>Máquina de Indução Duplamente Excitada sem Escovas</i>	<i>90</i>
5.2	Modelo Dinâmico da Máquina de Indução Duplamente Excitada Padrão (GIDE)	91
5.2.1	<i>Parâmetros e Coeficientes da Máquina.....</i>	<i>92</i>
5.2.2	<i>Equações da Máquina no Referencial Complexo de Estator e Rotor</i>	<i>93</i>
5.2.3	<i>Modelo Final da Máquina Orientado no Vetor Fluxo Estatórico.....</i>	<i>94</i>
5.3	Definição do Controle do GIDE.....	96
5.3.1	<i>Estratégia de Controle de Velocidade.....</i>	<i>98</i>
5.3.2	<i>Estratégia de Controle de Potência.....</i>	<i>99</i>
5.4	Considerações Finais	101
6	CONTROLE DO CONVERSOR NO LADO DA MÁQUINA	102
6.1	Introdução	102
6.2	Estimação do Fluxo Magnético do Estator	104
6.3	Controle das Correntes Rotóricas	105
6.4	Controle da Velocidade.....	109
6.5	Controle da Potência Reativa do Estator (Q_s)	111
6.6	Esquema Completo de Controle da Velocidade e Potência Reativa.....	113
6.7	Resultados de Simulações do Controle de Velocidade.....	114
6.8	Estratégia de Controle da Potência Ativa.....	117
6.8.1	<i>Cálculo da Potência de Referência para o Controlador.....</i>	<i>117</i>
6.8.2	<i>Malha de Controle da Potência Ativa</i>	<i>119</i>
6.8.3	<i>Resultados de Simulações do Controle da Potência Ativa</i>	<i>121</i>
6.9	Considerações Finais	123
7	CONTROLE DO CONVERSOR NO LADO DA REDE.....	126

7.1	Dinâmica do Sistema Para o Controle	127
7.2	Projeto do Filtro LCL do Circuito do Rotor.....	129
7.2.1	<i>Função de Transferência Aproximada</i>	<i>131</i>
7.2.2	<i>Funções de Transferência do Filtro para Altas Frequências</i>	<i>133</i>
7.2.3	<i>Procedimento de Projeto dos Parâmetros do Filtro</i>	<i>134</i>
7.2.4	<i>Resultados Para o Projeto dos Parâmetros do Filtro da Turbina de 2MW..</i>	<i>138</i>
7.3	Controle de Corrente do Conversor do Lado da Rede (CLR).....	140
7.3.1	<i>Malhas de Controle de Corrente do CLR.....</i>	<i>143</i>
7.3.1.1.	<i>Malhas de Corrente de Eixo Direto i_d e de Eixo em Quadratura i_q</i>	<i>143</i>
7.3.2	<i>Projeto do Capacitor do Barramento CC.....</i>	<i>145</i>
7.3.3	<i>Malha de Controle da Tensão do Barramento CC.....</i>	<i>146</i>
7.4	Limites de Correntes dos Conversores Estáticos do Rotor	150
7.4.1	<i>Limites de Correntes Trifásicas do CLM.....</i>	<i>151</i>
7.4.2	<i>Limites de Correntes Trifásicas do CLR.....</i>	<i>151</i>
7.5	Resultados de Simulações das Malhas de Controle do CLR.....	152
7.6	Considerações Finais	155
8	ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DIGITAL	157
8.1	Introdução	157
8.2	Controle do Conversor do Lado da Máquina (CLM)	158
8.2.1	<i>Malha de Controle das Correntes Rotóricas i_{rd} e i_{rq}</i>	<i>158</i>
8.2.2	<i>Malha de Controle de Velocidade.....</i>	<i>162</i>
8.3	Controle do Conversor do Lado da Rede (CLR).....	164
8.3.1	<i>Malha de Controle das Correntes do Conversor i_d e i_q.....</i>	<i>165</i>
8.3.2	<i>Malha de Controle da Tensão do Barramento CC.....</i>	<i>167</i>
8.4	Estratégia de Controle da Potência Ativa.....	169
8.5	Resultados de Simulações para a Turbina de 2MW com Controle Digital	172
8.5.1	<i>Simulações da Estratégia de Controle de Velocidade.....</i>	<i>173</i>
8.5.2	<i>Simulações da Estratégia de Controle de Potência Ativa</i>	<i>181</i>
8.6	Considerações Finais	185
9	CONTROLE E INTEGRAÇÃO DA USINA EÓLICA DE CAETITÉ.....	187
9.1	Descrição do Sistema Elétrico.....	187
9.1.1	<i>Interligações da Rede Básica.....</i>	<i>188</i>
9.1.2	<i>Dados dos Equipamentos do Parque Eólico.....</i>	<i>189</i>
9.2	Modelo Equivalente Dinâmico da Usina Eólica.....	190

9.3	Controle Digital da Usina Eólica.....	190
9.3.1	<i>Modelo 1 (Controle de Velocidade e Eixos Rígidos).....</i>	<i>191</i>
9.3.2	<i>Modelo 2 (Controle de Velocidade e Eixos Elásticos)</i>	<i>191</i>
9.3.3	<i>Modelo 3 (Controle de Velocidade e Critérios de Qualidade da Energia) ...</i>	<i>191</i>
9.3.4	<i>Modelo 4 (Controle de Potência e Eixos Elásticos).....</i>	<i>192</i>
9.4	Transitórios de Ventos na Usina Eólica.....	193
9.5	Simulações com a Estratégia de Controle de Velocidade	193
9.5.1	<i>Rampa de Vento e Modelo 1 (Eixos Rígidos).....</i>	<i>194</i>
9.5.2	<i>Rampa de Vento e Modelo 2 (Eixos Elásticos)</i>	<i>196</i>
9.5.3	<i>Rampa de Vento e Modelo 3 (Critérios de Qualidade da Energia)</i>	<i>198</i>
9.5.4	<i>Rajada de Vento e Modelo 1 (Eixos Rígidos)</i>	<i>200</i>
9.5.5	<i>Rajada de Vento e Modelo 2 (Eixos Elásticos)</i>	<i>202</i>
9.5.6	<i>Rajada de Vento e Modelo 3 (Critérios de Qualidade da Energia)</i>	<i>204</i>
9.5.7	<i>Resumo das Simulações com Controle de Velocidade</i>	<i>206</i>
9.6	Simulações com a Estratégia de Controle de Potência Ativa Gerada.....	208
9.6.1	<i>Rampa de Vento e Modelo 4 (Controle de Potência)</i>	<i>208</i>
9.6.2	<i>Rajada de Vento e Modelo 4 (Controle de Potência).....</i>	<i>210</i>
9.7	Considerações Finais	212
10	CONCLUSÕES.....	215
	REFERÊNCIAS.....	222
	APÊNDICE A – PARÂMETROS DOS EIXOS ELÁSTICOS	228
	ANEXO A – PARÂMETROS DAS MÁQUINAS	230
	ANEXO B – TRANSFORMAÇÕES TRIFÁSICO - BIFÁSICO.....	234
	• <i>Modelo da Máquina Trifásica.....</i>	<i>234</i>
	• <i>Transformação Trifásico (1,2,3) – Bifásico (0, α, β)</i>	<i>235</i>
	• <i>Transformada de Park Generalizada</i>	<i>236</i>
	ANEXO C – TRANSFORMAÇÃO VETORIAL COMPLEXA.....	239

1 INTRODUÇÃO

A disponibilidade de energia é um fator fundamental para propiciar condições ao desenvolvimento industrial e econômico de uma nação. Entretanto, a questão energética, num contexto mundial, coloca-se no cerne de uma questão mais ampla, de sobrevivência e preservação do planeta, que é a questão ambiental. Impõe-se assim a necessidade de se buscar um desenvolvimento sustentável, com responsabilidade, sobretudo preservando os ecossistemas naturais e a espécie humana, tratando adequadamente questões como a mudança climática, a chuva ácida, a destruição da camada de ozônio, o derretimento das geleiras nos pólos, os gases causadores do efeito estufa, a poluição ambiental, entre outros. Indiscutivelmente a maior parte destes problemas está relacionada com a predominante utilização pela humanidade de combustíveis fósseis, com os diversos processos de transformação da energia, objetivando sua adequação para os usos finais. Para se consolidar uma nova estratégia justa de desenvolvimento e utilização da energia, é preciso englobar dimensões políticas, econômicas, sociais, tecnológicas e ambientais de modo a constituir a base das soluções de caráter amplo para o desenvolvimento das populações mundiais [1].

É neste contexto, de um novo paradigma de desenvolvimento, sustentado por todas estas dimensões, que surge a necessidade da humanidade desenvolver novas fontes renováveis de energia, que não sejam poluentes, e que apresentem uma menor agressividade à natureza e à espécie humana, reduzindo assim drasticamente a dependência das fontes de natureza fóssil. Para isto, será necessário dominar tecnologicamente a exploração destas novas fontes de energia, reduzindo os custos de fabricação, instalação e manutenção dos equipamentos associados, disseminando o conhecimento para a utilização das fontes de energia, avaliando e resolvendo os problemas técnicos para o seu aproveitamento e as questões sociais envolvidas como a ocupação do solo, a poluição visual, a poluição sonora e o transporte e armazenamento da energia.

Dentre as energias renováveis sendo exploradas pelo homem, uma das mais promissoras para os próximos anos é a energia eólica, seja para produção de

eletricidade em sistemas isolados ou em sistemas interligados, normalmente “fortes”, dotados de outras fontes predominantes de energia.

Neste contexto, estima-se para o final de 2005 uma capacidade instalada mundial de 58,4GW de geradores eólicos, valor este que era de apenas 31,4GW em 2002 [2]. Projeta-se também uma capacidade mundial instalada total de 161GW em 2012 [2]. A taxa média anual de crescimento da capacidade instalada entre os anos de 2002 e 2007 está estimada em 20,6%, e entre os anos de 2007 e 2012, em 15% [2]. Este crescimento, entretanto, depende das políticas e regulamentações energéticas dos países com potenciais exploráveis de recursos eólicos.

Considerando o aspecto tecnológico, a penetração cada vez maior de turbinas e parques geradores eólicos integrados aos sistemas elétricos interligados, com potências cada vez mais significativas (centenas de megawatts), e geralmente instalados em regiões remotas, onde os sistemas elétricos são mais “frágeis”, origina problemas de planejamento de longo prazo, problemas operacionais, de controle e principalmente de desempenho do sistema quanto à estabilidade transitória, estabilidade das tensões na rede e qualidade da energia gerada, que são fortemente afetados pelo comportamento dinâmico da turbina eólica e pelo comportamento aleatório do vento.

A motivação para esta tese reside na perspectiva do aumento da utilização da geração eólica de eletricidade, ampliando sua participação na matriz de geração de eletricidade e reduzindo o risco de déficit no sistema elétrico. Motivação esta, que cresce quando se destaca também o grande potencial de geração eólica do Brasil, uma fonte de energia limpa, não poluente, inesgotável e praticamente sem agressões ao meio ambiente e ao homem.

1.1 As Fontes de Energia

A energia disponível na natureza é chamada de energia primária. Nesta definição pode-se incluir a energia eólica, solar, das marés, geotérmica, hidráulica, nuclear e as energias provenientes de combustíveis fósseis, petróleo, carvão mineral e gás natural.

Define-se como fonte de energia não renovável aquela cuja velocidade de reposição natural é inferior à velocidade de sua utilização pela humanidade. Apresenta, portanto, uma característica finita de utilização. Citam-se como exemplos o petróleo e derivados, o gás natural, o carvão mineral e derivados e a nuclear (urânio e derivados).

Define-se como fonte de energia renovável aquela cuja velocidade de reposição natural é superior à velocidade de sua utilização, tendo, portanto, uma característica de utilização infinita. Citam-se como exemplos a energia hidráulica, a lenha (quando renovada por ações de reflorestamento) e o carvão vegetal, os derivados da cana-de-açúcar e outras energias renováveis como eólica, solar, biomassa e das marés.

A energia primária é transformada em energia secundária a partir da intervenção do homem, a exemplo da energia elétrica ou eletricidade, que se constitui numa das mais nobres formas de energia secundária [3]. Atualmente, em grande escala comercial, esta transformação advém principalmente das seguintes fontes de energia primárias: hidráulica, derivados de petróleo, carvão mineral, gás natural e nuclear. Entretanto, premida pela escassez de fontes primárias não renováveis e pelos impactos ambientais por elas provocados, a exemplo dos derivados de petróleo e carvão, a humanidade começa a intensificar a utilização de outras formas de energia primária para geração de eletricidade como a energia eólica, solar, das marés e da biomassa.

1.2 As Fontes de Energia no Brasil

A Oferta Interna de Energia (OIE) representa toda a energia primária disponibilizada para ser transformada em energias secundárias nas hidrelétricas, refinarias de petróleo, usinas termoeletricas, etc. Esta energia transformada será distribuída e consumida nos processos produtivos e de serviços energéticos do país. Dividindo-se a matriz energética segundo as fontes de energias renováveis e não renováveis obtém-se, respectivamente, os percentuais de 43,87% e 56,13% referentes ao ano de 2004 [4]. O Brasil, assim, está bastante à frente na utilização de fontes renováveis de

energia, quando comparado com a média mundial (13,6% de renováveis) e com os países desenvolvidos da OCDE (6% de renováveis), conforme dados de 2001 apresentados em [4]. Desta participação das energias renováveis na OIE do Brasil, 14,4% correspondem à hidroeletricidade, enquanto 2,7% correspondem à “outras renováveis” onde se incluem diversas caracterizações da biomassa, e as energias eólica e solar [4]. As demais componentes da OIE são: petróleo e derivados (39,1%), gás natural (8,9%), carvão mineral (6,7%), urânio (1,5%), lenha e carvão vegetal (13,2%), e derivados da cana-de-açúcar (13,5%).

1.3 A Energia Elétrica no Brasil

A energia elétrica é uma das mais nobres formas secundárias de energia. A sua facilidade de produção, transporte, distribuição e utilização, com as consequentes transformações em outras formas de energia, atribuem à mesma uma característica de universalização, disseminando o seu uso pela humanidade.

No Brasil, a indústria de energia elétrica se desenvolveu tecnologicamente de forma acentuada nas últimas três décadas, impulsionada pela construção de grandes centrais hidrelétricas, linhas de transmissão, incluindo transmissão em corrente contínua a grandes distâncias, usinas térmicas, e, mais recentemente, a construção de centrais geradoras eólicas. Assim, o parque gerador de eletricidade teve a sua potência instalada aumentada de 11GW em 1970 para 90,73GW em 2004 [4].

Atualmente o Brasil possui 1.448 empreendimentos em operação totalizando 92,86GW de potência instalada. Desta potência total instalada, 76,46% correspondem às fontes hidráulicas (71GW), representando, entretanto, apenas 26,2% do potencial estimado de geração hidráulica no território nacional (271,2GW) [4]. Isto indica que ainda existe um enorme potencial de crescimento da geração de eletricidade por fonte hidráulica no país. Adicionalmente, observa-se o crescimento da participação do gás natural na geração de eletricidade, já ocupando uma posição expressiva (10,22%) em 2005 [5], impulsionada pelas descobertas de novas reservas nacionais, pela importação da Bolívia, e pelos aspectos relacionados à eficiência

energética e à qualidade do meio ambiente, uma vez que o gás natural é o menos impactante ambientalmente, dos combustíveis fósseis.

Esta característica peculiar do Brasil, com um enorme potencial hídrico, aliado às políticas públicas, adotadas após a segunda crise do petróleo, ocorrida em 1979, visando à redução do consumo de combustíveis fósseis, e conseqüentes custos associados de importação, e reforçada pelos investimentos e incentivos do governo brasileiro à utilização da biomassa, da energia eólica, e das pequenas centrais hidrelétricas (PCH's), coloca o Brasil numa posição de destaque na utilização de energias renováveis para a geração de eletricidade. O gráfico da Figura 1.1 apresenta as fontes de energias utilizadas para a geração de eletricidade e seus respectivos percentuais de participação em capacidade instalada [5]:

Figura 1.1 - Fontes de energia para geração de eletricidade – Ano 2005.

Fonte: ANEEL – Banco de Informações de Geração (BIG).

Adicionalmente aos 92,86GW de potência instalada de geração de energia elétrica no Brasil, está prevista para os próximos anos a instalação de mais 29,21GW provenientes de 77 empreendimentos já em construção (6,07GW) e mais 515 empreendimentos outorgados entre 1998 e 2005 (23,15GW) pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com a participação ilustrada na Figura 1.2 [5].

Figura 1.2 - Participação dos empreendimentos em construção e outorgados até 2005.

Fonte: ANEEL – Banco de Informações de Geração (BIG).

1.3.1 A Geração e o Consumo de Energia Elétrica no Brasil

De acordo com dados do ano de 2004 disponibilizados em [4], a geração total pública e de autoprodutores, de energia elétrica no Brasil, foi de 387,5TWh, sendo este valor 6,3% superior ao do ano de 2003. Deste montante, a geração de autoprodutores teve uma participação de 9,8%. Nestes se incluem as usinas de geração eólica e por outras fontes renováveis, além dos autoprodutores que não utilizam energias renováveis. A geração total de autoprodutores apresentou aumento de 8,1%, comparado ao ano de 2003, concentrando-se principalmente nos setores de papel e celulose e sucroalcooleiro.

Este aumento da geração de eletricidade por autoprodutores, principalmente utilizando fontes renováveis de energia, vem sendo incentivado pelo governo do Brasil, a exemplo do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) criado em 2002. Este programa, em sua primeira fase, objetivou ampliar a diversificação da matriz energética brasileira, promovendo inicialmente a instalação de 3.300MW de capacidade, no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN), divididos em geração eólica, PCH's e geração por biomassa [6].

A preocupação com a diversificação das fontes de energia, tornando mais eficientes e menos impactantes as fontes não renováveis, bem como estimulando o uso das fontes

renováveis, a exemplo do Brasil, é compartilhada pela maioria dos países no mundo inteiro, sob a necessidade premente da preservação do planeta e da espécie humana. Um exemplo disto é o Protocolo de Kyoto, um acordo internacional ratificado por 141 países se comprometendo a reduzir as emissões dos gases causadores do efeito estufa, responsáveis pelo aquecimento global. O objetivo deste protocolo é reduzir entre 2008 e 2012 as emissões de 35 países industrializados em 5.2%, em média, em relação aos níveis de emissão do ano de 1990. Com a entrada em vigor do Protocolo em 2005, as fontes renováveis de energia ganham, assim, um mercado atrativo em investimentos, uma vez que alguns países signatários do Protocolo poderão destinar muitos recursos para tecnologias limpas. Estes não serão necessariamente empregados em seus territórios, pois dependem da disponibilidade da fonte de energia e da possibilidade de sua exploração, mas praticamente em todo o planeta, incluindo o Brasil [7].

1.4 A Energia Eólica no Mundo

No mundo inteiro a energia eólica tem apresentado um acentuado desenvolvimento tecnológico. Isto se deve às preocupações com as questões ambientais, incentivadas pelo atendimento às metas do Protocolo de Kyoto, ao fator de escala que a geração eólica incorpora devido à possibilidade da instalação de parques eólicos com centenas de megawatts de capacidade e à redução crescente dos custos de produção dos equipamentos, em função do avanço da tecnologia.

Durante a última década a capacidade instalada no mundo aumentou rapidamente, de tímidos 2,5GW em 1991, estimando-se 58,4GW para o final de 2005 [2]. O continente europeu lidera em capacidade instalada, favorecido pelas boas condições de vento e arcabouço regulatório adequado em alguns países, seguido pelo continente americano, com os parques eólicos instalados nos EUA, principalmente na Califórnia [8].

Em países densamente povoados, próximos a mares de águas rasas, como é o caso de muitos países no noroeste da Europa, observa-se a construção de vários parques eólicos “*offshore*”. As principais vantagens destes parques são a redução de problemas com a poluição visual e sonora e a ocorrência de ventos mais estáveis, com elevadas médias anuais, resultando em maior produção anual de energia. As principais desvantagens são o custo das turbinas para áreas costeiras, o custo da instalação no mar e as longas distâncias a serem percorridas pelas linhas de transmissão até o ponto de acoplamento com a rede elétrica.

Na Europa, atualmente, a Alemanha com uma potência instalada de 16,65GW é o primeiro país do mundo na utilização da energia eólica. Somente no ano de 2004 foram acrescentados 2,05GW ao seu parque instalado. A energia gerada anualmente por fontes eólicas corresponde a 6% da necessidade de energia elétrica do país [9] e a Alemanha tem como meta ampliar a participação da energia eólica para 25% da sua necessidade de energia elétrica até o ano de 2010 [2].

A Espanha é o segundo país do mundo com maior capacidade instalada, totalizando 8,27GW de geração eólica, o que equivale a aproximadamente 5% do seu parque gerador instalado. Em terceiro lugar vem os Estados Unidos com uma potência instalada de 6,74GW das quais, 32% no estado da Califórnia, e a parcela restante distribuída, principalmente no Texas, Minnesota, Iowa e Wyoming. Menos de 1% da eletricidade gerada nos EUA provém de geração eólica. Em quarto lugar encontra-se a Dinamarca com a predominância de parques eólicos “*offshore*”, totalizando a potência instalada de 3,08GW, sendo atualmente o país com a maior participação percentual de geração eólica (20%) no seu parque de geração de eletricidade [2].

Segundo o grupo de estudos de recursos eólicos, chamado “Wind Force 12” da “*European Wind Energy Association*” (EWEA) [2], estima-se que até o ano de 2020, 12% do consumo mundial de eletricidade, ou seja, 3.000TWh, será suprido por fontes eólicas, totalizando 1.254GW de potência instalada, movimentando um mercado anual de 80 bilhões de Euros, empregando 2,3 milhões de trabalhadores por ano, evitando a emissão acumulada de 10,77 bilhões de toneladas de gás carbônico, sendo 1,83 bilhões anualmente evitados. Estima-se também uma redução do custo

para 2,45 centavos de Euros por kWh gerado, bem como do custo de instalação para 512 Euros por kW. Finalmente, estima-se a instalação média anual de novos 158,73GW [2]. Estas previsões colocam a energia eólica numa posição de total destaque para o futuro suprimento de eletricidade no mundo.

1.4.1 A Energia Eólica no Brasil

Atualmente, no Brasil, existem 10 empreendimentos de geração eólica em operação, totalizando 28,55MW de potência instalada [5]. Entretanto, já foram outorgados, pela ANEEL, 128 novos empreendimentos, totalizando 5.642,34MW de capacidade, a serem instalados em diversos estados, aguardando o início de sua construção. Atualmente, 5 empreendimentos estão em construção, totalizando a capacidade instalada de 208,3MW. A Tabela 1.1 apresenta as usinas eólicas atualmente em operação no Brasil:

Tabela 1.1 - Usinas eólicas em operação no Brasil.

USINA EÓLICA DE:	POTÊNCIA (kW)	LOCALIZAÇÃO	PROPRIETÁRIO
FERNANDO DE NORONHA-PE	225	PE	CBEE / FADE / UFPE
PRAINHA	10.000	AQUIRRAZ – CE	WOBEN WIND POWER
TAÍBA	5.000	SÃO GONÇALO DO AMARANTE – CE	WOBEN WIND POWER
MORRO DO CAMELINHO	1.000	GOUVEIA – MG	CEMIG
PALMAS	2.500	PALMAS – PR	CENTRAIS EÓLICAS DO PARANÁ.
MUCURIPE	2.400	FORTALEZA – CE	WOBEN WIND POWER
BOM JARDIM	600	BOM JARDIM DA SERRA – SC	PARQUE EÓLICO DE SANTA CATARINA.
OLINDA	225	OLINDA – PE	CBEE / FADE / UFPE.
HORIZONTE	4.800	ÁGUA DOCE – SC	CENTRAL NACIONAL DE ENERGIA EÓLICA

MACAU	1.800	MACAU – RN	PETROBRÁS
TOTAL:	28.550		

Fonte: ANEEL – Banco de Informações de Geração (BIG).

Do exposto, conclui-se que o Brasil precisa se preparar para as demandas oriundas da inclusão de um maior número de usinas eólicas ao sistema elétrico interligado, em função das características operacionais e técnicas dessas usinas.

1.5 Revisão Bibliográfica Sobre o Tema

O interesse atual pela instalação de centrais de geração eólica tem motivado a realização de estudos para a interligação das turbinas eólicas aos sistemas elétricos de potência, avaliando-se os impactos da rede elétrica nas centrais eólicas e vice-versa. Os pontos principais que devem ser e estão, mesmo que em parte, sendo abordados pelos pesquisadores no mundo inteiro são:

- Estudos de regime permanente de fluxo de potência e curto-circuito;
- Estudos de estabilidade dinâmica, verificando inclusive o critério de permanência durante a falta e suporte de tensão à rede no pós-falta;
- Estudos de ajustes das proteções do parque eólico e sua coordenação com os esquemas de proteção do sistema elétrico interligado;
- Estudos da qualidade da energia gerada, incluindo a avaliação dos níveis de emissão de cintilação luminosa (“*flicker*”), das variações de tensão de curta duração (VTCD’s), das variações lentas de tensão e da injeção de correntes harmônicas na rede elétrica;
- Técnicas de alocação e otimização da compensação de reativos no parque eólico;

- Impactos do aumento da participação da geração eólica no planejamento e operação dos sistemas elétricos de potência interligados, incluindo as questões de custos de operação e confiabilidade dos sistemas elétricos.

Adiciona-se aos estudos citados, os pontos específicos de análise, incluindo a operação da turbina em velocidade fixa ou variável; as estratégias de controle visando a maximização da potência gerada; os estresses mecânicos nos sistemas de eixos (caixa de engrenagens e acoplamento); os desempenhos dinâmicos de geradores de indução em gaiola e de rotor bobinado duplamente alimentado (GIDE); a utilização de geradores síncronos convencionais ou a ímãs permanentes (GSIP) com conversores estáticos de potência plenos no estator e os avanços tecnológicos recentes dos dispositivos semicondutores de chaveamento dos conversores.

Assim, destacam-se os trabalhos citados a seguir e as suas principais contribuições relacionadas com o tema desta tese:

Em [10] foi elaborado um dos trabalhos pioneiros no Brasil sobre aplicação de Sistemas de Conversão de Energia Eólica (SCEE) de pequeno porte, para bombeamento de água e carregamento de baterias no meio rural.

Em [11] foi proposta uma estratégia de controle desacoplado da potência ativa e reativa do GIDE usando um cicloconversor no rotor, resultando em simplicidade do controle, porém com reduzida flexibilidade operacional.

Em [12] foi apresentado um sistema de geração eólica de velocidade variável e frequência constante, com GIDE. O controle foi orientado no campo girante do estator, obtendo-se uma operação ótima, com desempenho elevado, enquanto os problemas de sensibilidade à variação paramétrica não foram observados.

Em [13] foram apresentados os sistemas de geração eólica de velocidade variável e frequência constante do GIDE, e do gerador de relutância duplamente excitado sem escovas e anéis, mostrando um controle flexível de potência ativa e reativa, enquanto as perdas ativas no cobre da máquina foram minimizadas.

Em [14] foi apresentado o projeto de um sistema com GIDE, usando um conversor, com modulação por largura de pulso (PWM), como fonte de tensão, na configuração “*back-to-back*”, regulado em corrente no circuito do rotor. Mostrou-se que, entre outras, a estratégia de controle de velocidade, a partir da observação do torque do gerador, apresentou um melhor comportamento dinâmico, porém necessitando de um observador (estimador) de torque.

Em [15] foi implementado um modelo de parque eólico no software “*Power System Simulator Program*” (PSS/ETM), que permite a realização de estudos de estabilidade de sistemas de potência bem como de qualidade da energia da rede, incluindo as oscilações mecânicas próprias e as oscilações por torção, causadas pelo sistema de eixos elásticos. Observou-se que a representação de turbinas eólicas com massa concentrada não reproduz fielmente os fenômenos de “*flicker*” da operação normal, nem permite a correta investigação da estabilidade e comportamento pós falta do sistema de potência.

Em [16] foi apresentado o modelo dinâmico do GIDE, usando a convenção gerador, para turbinas eólicas operando em velocidade variável, com conversor PWM como fonte de tensão, na configuração “*back-to-back*”, no circuito do rotor. Foi desenvolvido um modelo matemático do rotor eólico com cálculo do coeficiente de desempenho (C_p), realizando-se uma aproximação numérica. Foram apresentados os projetos analógicos para os controladores de velocidade, do ângulo de passo e tensão terminal.

Em [17] foi proposta uma metodologia de projeto de um filtro indutivo-capacitivo-indutivo (LCL), para a entrada trifásica de um retificador, cujo principal objetivo é a redução do “*ripple*” de corrente na frequência de chaveamento, com um custo razoável e ao mesmo tempo obtendo um desempenho elevado do retificador. Foi visto que este filtro pode ser adaptado para utilização no circuito do rotor do GIDE.

Em [18] foi utilizado o mesmo software PSS/ETM usado em [15], para modelar um parque eólico conectado à rede elétrica, com 80 turbinas de 2MW, equipadas com geradores de indução em gaiola, e estudar a estabilidade das tensões de curta duração. As equações dinâmicas do estator foram incluídas no modelo do gerador bem como a elasticidade mecânica dos eixos. Foi realizado um estudo da influência

dos parâmetros elétricos e mecânicos e da utilização das estratégias de controle para geradores de indução em gaiola, na estabilidade das tensões.

Em [19] foram realizadas simulações de transitórios eletromecânicos, da rede elétrica com sistemas eólicos interligados, para a investigação da estabilidade das tensões e ângulos. Nestas, a rede elétrica foi representada como uma matriz de impedâncias e somente as componentes fundamentais das tensões e correntes foram consideradas de forma a reduzir o esforço computacional necessário. Foram estudados 3 sistemas de geração eólica: a) turbina em velocidade fixa com gerador de indução em gaiola; b) turbina em velocidade variável com GIDE; c) turbina em velocidade variável com gerador síncrono de baixa velocidade, sem caixa de engrenagens, e com conversor estático pleno no estator.

Em [20] foi desenvolvido um modelo adequado de agregação de turbinas para simular um parque eólico composto por dezenas ou centenas de unidades, através de um pequeno grupo de máquinas. As metodologias para agregação do parque, composto por turbinas de velocidade fixa e de velocidade variável, foram apresentadas, ressaltando-se suas particularidades.

Em [21] foi realizado um estudo sobre a integração à rede elétrica, de sistemas eólicos de velocidade variável com GIDE, comparando-os com sistemas à velocidade fixa com gerador de indução em gaiola. As margens de estabilidade transitória foram comparadas para redes “fortes” e “fracas”, indicando que o GIDE melhora a estabilidade pós falta de curta duração dos demais geradores síncronos da rede.

Em [22] foi apresentado um modelo de parque eólico agregado, implementado no programa “*Power System Simulation Software*” (SIMPOW™) da ABB, que permite investigar o comportamento dinâmico de parques eólicos, conectados à rede elétrica. O modelo implementado permite o estudo de estabilidade de sistemas de potência bem como de parâmetros de qualidade de energia da rede, a exemplo de “*flicker*” e variações de tensão e frequência.

Em [23] foi desenvolvido um sistema de controle completo da turbina eólica à velocidade variável com GIDE, com foco nas estratégias e algoritmos aplicados em cada nível hierárquico de controle (nível da turbina e nível do gerador). O método de

controle foi projetado para operação contínua normal, e sua principal característica é permitir à turbina operar com a máxima eficiência numa faixa maior de velocidades do vento. O sistema foi implementado no software DIgSILENT™.

Em [24] foi apresentada uma estratégia de controle direto de potência usando a modulação por vetores espaciais para conversores PWM trifásicos, conectando o gerador à rede elétrica. Obteve-se um algoritmo simples e robusto e um procedimento simples de sintonia dos controladores das malhas. O projeto do filtro LCL apresentado em [17] foi aprimorado.

Em [25] foram realizados estudos da eficiência energética de sistemas à velocidade variável, incluindo o GIDE. As perdas elétricas e mecânicas do conjunto turbina-gerador foram identificadas. Foram analisados os desempenhos de diferentes controladores de corrente, principalmente a influência da força eletromotriz induzida no circuito do rotor, na malha de controle das correntes rotóricas.

1.6 Contribuições Deste Trabalho

A principal contribuição desta tese é o desenvolvimento de estratégias de controle discreto (ou digital)¹, para o sistema de geração eólica interligado à rede elétrica, usando geradores de indução duplamente alimentados, de forma a reduzir os impactos na qualidade da energia gerada, em função dos diversos regimes e transitórios de vento, que podem ocorrer no sítio eólico. Com este objetivo, o projeto das malhas de controle dos conversores estáticos de potência instalados no circuito do rotor foi realizado, utilizando a técnica de controle discreto, propondo-se as estratégias de controle e o conjunto de especificações básicas para o cálculo dos ganhos dos controladores, de forma a contribuir para a estabilidade das tensões do

¹ Nesta tese as terminologias controle discreto e controle digital, ou controladores discretos e controladores digitais, serão usadas de forma comum, tendo o mesmo significado.

sistema elétrico, minimizando as variações de tensão de curta duração (VTCD's), em regime dinâmico, durante os transitórios da velocidade do vento.

Para a realização dos estudos, foi desenvolvido um programa de simulação do parque eólico interligado à rede elétrica, utilizando-se o software de simulação dinâmica de sistemas Matlab/Simulink®, pelo seu extenso ferramental em sistemas de controle analógico e digital e também em sistemas de potência. Para viabilizar o uso deste software, foi adotado um modelo equivalente da usina eólica num único conjunto turbina-gerador e foi obtido o equivalente do sistema de potência interligado, na barra de conexão com a usina.

A motivação para esta linha de pesquisa foi a observação de que a maioria dos trabalhos consultados na literatura científica apresenta investigações principalmente sistêmicas, predominando-se a utilização de topologias das malhas de controle analógico, descritas através da técnica da Transformada de Laplace ou das equações de estado, sem entretanto apresentar claramente as especificações de projeto e os procedimentos de cálculo dos ganhos dos controladores das diversas malhas.

Os fabricantes de turbinas, por sua vez, também retêm os critérios de projeto e os ajustes dos ganhos dos diversos subsistemas de controle do conjunto turbina-gerador, apresentando eventualmente, quando solicitados, dados resumidos de malhas analógicas de controle.

Entretanto, nas aplicações práticas dos parques eólicos, os projetos e sintonias dos controladores serão feitos em sistemas computacionais em ambiente digital, devendo-se discretizar os processos elétricos e mecânicos, através da técnica da Transformada-Z ou da técnica de equações de estado em tempo discreto, para a representação e projeto dos controladores. Adotando-se esta representação nas análises que precedem a construção do parque, será possível estudar a interligação da usina ao sistema de potência e analisar o seu impacto na qualidade da energia na rede elétrica com maior fidelidade.

Visando atingir a contribuição principal do trabalho citada anteriormente, foram realizadas as seguintes contribuições acessórias:

- Adaptação da teoria de controle vetorial, utilizada nos acionamentos estáticos de motores, para a representação do GIDE, sendo utilizada a convenção “receptor elétrico ou motor”.
- Implementação das equações dinâmicas, dos sistemas de eixos de acoplamento turbina-gerador, com elasticidade, permitindo oscilações por torção, e assim, obtenção de uma resposta mais realista das flutuações de potência e tensão devido aos transitórios de ventos na usina eólica.
- Proposta da estratégia de projeto e simulação do Filtro LCL, a partir dos desenvolvimentos em [17] e [24], instalado na entrada trifásica do conversor do lado da rede (CLR), com o objetivo de atenuar o “*ripple*”² das correntes na frequência de chaveamento e seus harmônicos, e assim reduzir os harmônicos de corrente, de ordem elevada, injetados na rede elétrica pelo circuito do rotor do gerador. Realização de um estudo analítico das diversas funções de transferência do filtro LCL nas faixas de altas e baixas frequências.
- Desenvolvimento de um programa de simulação no ambiente Matlab/Simulink®, que permite a realização dos estudos de interligação do parque eólico à rede elétrica, com a implementação das diversas estratégias de controle digital, investigando-se as influências do parque na rede elétrica, buscando-se reduzir os impactos na qualidade da energia da rede.
- Desenvolvimento de um estudo de caso com uma usina eólica de 192MW, conectada na rede básica do sistema interligado nacional, na tensão 230kV. Realização do projeto dos controladores digitais do conjunto turbina-gerador equivalente e estudo das estratégias de controle e seus impactos nas variações de tensão de curta duração devido aos transitórios de vento na usina.

² Neste texto, o termo “*ripple*” significa variações de alta frequência da grandeza (corrente ou tensão) em torno do seu valor médio.

1.7 Roteiro do Trabalho

O Capítulo 2 conceitua a energia eólica e aborda os regimes de vento, turbinas eólicas e aspectos da qualidade da energia. A análise estatística dos ventos e respectivas funções densidade de probabilidade são apresentadas. Os modelos matemáticos de vento, implementados nos algoritmos, são detalhados. Os fundamentos da conversão aerodinâmica de energia e os modelos para representação das turbinas eólicas nos programas de simulação são discutidos. A modelagem do conjunto turbina-gerador, com eixos elásticos, é caracterizada. As alternativas tecnológicas para SCEE's são analisadas. Finalizando, os parâmetros de qualidade da energia são discutidos.

O Capítulo 3 apresenta o estado da arte dos sistemas de controle para turbinas e parques eólicos. As turbinas controladas por estolamento das pás (*"stall control"*) e pelo ajuste do ângulo de passo (*"pitch control"*) são analisadas. As técnicas de controle escalar e controle vetorial, do gerador elétrico, são discutidas. As alternativas tecnológicas de turbinas operando à velocidade constante regidas pela frequência da rede elétrica, e operando à velocidade variável, com desacoplamento em relação à frequência da rede, são analisadas.

O Capítulo 4 trata da modelagem dinâmica da máquina de indução e sua descrição em regime permanente. O modelo da máquina no referencial d,q a partir da Transformada de Park é apresentado. A transformação vetorial complexa que permite simplificar o modelo matemático do gerador para a aplicação do controle vetorial é detalhada. O modelo da máquina em regime permanente senoidal e respectivos circuitos equivalentes por fase são obtidos. Um programa de simulação foi elaborado para o estudo das características de regime permanente, com imposição de tensão com amplitude, frequência e fase ajustáveis no rotor do GIDE.

O Capítulo 5 trata especificamente dos sistemas de energia eólica utilizando turbinas equipadas com geradores de indução duplamente alimentados. As variações de topologias construtivas dos GIDE's são apresentadas. O modelo dinâmico do GIDE padrão e os parâmetros e coeficientes da máquina são detalhados. As equações da

máquina no referencial complexo de estator e de rotor são desenvolvidas. O modelo final da máquina orientado no vetor fluxo estatórico, que foi utilizado para o projeto da estratégia de controle vetorial do conversor do lado da máquina (CLM) é obtido. As estratégias de controle de velocidade e potência da turbina são apresentadas.

O Capítulo 6 desenvolve o projeto do controle do conversor estático de potência que fica no lado do rotor da máquina de indução (CLM). A necessidade da estimação do fluxo magnético do estator é abordada. A técnica do controle vetorial das correntes rotóricas é descrita. A estratégia de controle de velocidade, com maximização da potência produzida pela turbina, é implementada e os resultados são discutidos. Uma estratégia alternativa, com controle de potência ativa da rede, de forma a melhorar os aspectos da qualidade da energia no ponto de acoplamento da usina eólica com a rede elétrica, é proposta e discutida. O esquema completo de controle da potência ativa e da potência reativa e respectivos resultados das simulações são apresentados e analisados.

O Capítulo 7 realiza o projeto do controle do conversor estático de potência que fica no lado da rede elétrica (CLR) do sistema de potência interligado. As equações dinâmicas para o controle são apresentadas. Uma metodologia com critérios de projeto de um filtro passivo LCL, a ser instalado no circuito do rotor, aprimorando e adaptando topologias apresentadas na literatura científica, é proposta para o GIDE. O filtro é calculado e simulado e os resultados obtidos são analisados. A técnica do controle vetorial das correntes alternadas de entrada do CLR é descrita. A estratégia de controle da tensão do barramento CC e da potência reativa do rotor é detalhada. O esquema completo de controle do CLR e respectivos resultados das simulações são apresentados e analisados.

O Capítulo 8 apresenta as estratégias de controle digital do conjunto turbina-gerador. As malhas de controle das correntes rotóricas, das correntes do CLR, da velocidade, da potência ativa e da tensão do barramento CC, são discretizadas e os controladores digitais são programados, atendendo a critérios de projeto específicos propostos nesta tese. Os resultados para as respostas transitórias e para a resposta em frequência, incluindo os parâmetros de estabilidade relativa, das diversas malhas discretizadas, são apresentados em forma de gráficos e discutidos. Os resultados de simulações da

turbina eólica, com controladores digitais, interligada à rede elétrica, são apresentados.

O Capítulo 9 apresenta o estudo de caso de controle e integração de uma usina eólica de 192MW, conectada na rede básica do sistema interligado nacional, na tensão 230kV. O sistema elétrico local e as interligações da rede básica são descritos. O modelo equivalente da usina composta por 96 turbinas de 2MW é apresentado. A estratégia de controle digital da usina eólica é definida. Estudos de casos diversos com transitórios de ventos na usina são realizados. São realizadas simulações e destacadas as estratégias de controle e projeto dos controladores de forma a resultar em melhores comportamentos das tensões na barra da usina e demais barras do sistema elétrico, devido aos diversos transitórios de vento aplicados.

O Capítulo 10 apresenta as conclusões gerais desta tese e as sugestões para estudos futuros.

2 REGIMES DE VENTO E TURBINAS EÓLICAS

2.1 A Energia Eólica

A energia eólica resulta do efeito térmico solar aquecendo desigualmente diferentes áreas do globo terrestre, provocando a movimentação das massas de ar, caracterizando assim a energia cinética dos ventos. Apesar de atualmente ainda um percentual muito pequeno da energia extraível contida nas massas de ar em movimento ser aproveitado pela humanidade, esta forma de energia se mostra bastante atraente por ser uma energia limpa, renovável, e praticamente sem impactos no meio ambiente.

A energia cinética contida nas massas de ar em movimento por unidade de volume para uma velocidade “ v_w ” do vento é dada por:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_w^2 \quad (2.1)$$

onde ρ é a massa específica do ar ($1,225 \text{ kg/m}^3$) e v_w é a velocidade do vento em m/s. Assim a quantidade de potência que pode ser extraída de um regime de vento pela turbina depende da quantidade de energia disponível no vento e das características operativas do equipamento de conversão da energia eólica em energia elétrica. Diversos estudos existentes sobre o recurso eólico indicam que altos potenciais eólicos ocorrem normalmente em regiões costeiras ou próximas de grandes lagos e ilhas, em regiões planas, e mesmo em regiões acidentadas quando a geomorfologia local favorece canais de circulação para os ventos [26].

2.2 A Análise Estatística dos Ventos

Para a implantação de uma usina eólica a primeira atividade a ser desenvolvida é uma campanha de medição com período não inferior a um ano. Isto é justificado pelos aspectos de sazonalidade e aleatoriedade dos ventos, sendo necessário identificar a regularidade do comportamento da velocidade e direção dos ventos, que varia conforme as estações do ano e numa escala inferior, de ano para ano. Após as medições, deve ser feito um tratamento estatístico dos ventos, obtendo-se um diagrama de frequência de ocorrência das velocidades de vento, tipicamente integralizadas em médias de 10 minutos, calculando-se uma função densidade de probabilidade associada. Esta função de probabilidade, juntamente com a curva de potência gerada pela turbina função das velocidades do vento, que é fornecida pelo fabricante da turbina, são os dados básicos para a estimativa da energia elétrica a ser produzida anualmente e cálculo do fator de capacidade da usina eólica.

O vento varia com a localização geográfica e a altitude, assumindo também uma distribuição vertical função do tipo de terreno, que é caracterizado pela Rugosidade ou Altura de aspereza (z_o) do mesmo. A seguinte lei logarítmica pode ser usada para calcular aproximadamente a velocidade do vento numa altura “h” [27]:

$$v_w(h) = v_{wref} \cdot \frac{\ln\left(\frac{h}{z_o}\right)}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{z_o}\right)} \quad (2.2)$$

onde h_{ref} é a altura de referência de medição, geralmente 10 ou 30m e v_{wref} é a velocidade do vento medida nesta altura de referência.

Segundo o “*World Meteorological Organization*” (WMO), as medições devem ser efetuadas na altura de 10m do solo, distante de obstáculos, e em intervalos de 10 minutos para integralização dos resultados [28].

2.2.1 Função de Distribuição do Vento

A velocidade média anual do vento é um parâmetro fundamental para o cálculo da potência de saída de uma turbina eólica e também para a obtenção dos parâmetros de qualidade da energia gerada pela turbina. A velocidade do vento média num período menor que um ano, depende da função de distribuição do vento. Verifica-se que para os sistemas de geração eólica, a distribuição do vento é mais comumente descrita pelas funções densidade de probabilidade de Weibull e de Rayleigh [25]. A função densidade de Weibull é biparamétrica, dependendo do conhecimento do desvio padrão e da velocidade média do vento. É dada pela seguinte função:

$$P(v_w) = \left[\frac{k}{c} \right] \left[\frac{v_w}{c} \right]^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v_w}{c} \right)^k} \quad (2.3)$$

onde “k” é o fator de forma e “c” é o fator de escala.

De forma a representar com fidelidade a ocorrência dos ventos num determinado sítio, o gráfico da função densidade de probabilidade deve se aproximar do histograma e ser de fácil associação ao regime de ventos que se deseja simular [29]. Na função de Weibull o fator “k” define o formato da curva enquanto o fator “c” está associado com a velocidade média do vento. Existem vários métodos na literatura que são utilizados para a estimativa destes parâmetros [29] a partir dos dados de medições, a exemplo do método que utiliza a Função Gamma de Euler que foi apresentado em [25].

Quando o fator de forma já é definido igual a 2, a distribuição de Weibull dá origem a um caso particular chamado de distribuição de Rayleigh, cuja vantagem é a necessidade de se ajustar apenas um parâmetro (o fator de escala) para se representar as ocorrências de vento de um determinado sítio sendo pesquisado. Neste caso, utilizando-se a Função Gamma de Euler, obtém-se o fator de escala:

$$c = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \cdot v_w^{med} \quad (2.4)$$

e substituindo este fator na expressão 2.3, obtém-se a função densidade de probabilidade de Rayleigh:

$$P(v_w) = \frac{\pi}{2} \left[\frac{v_w}{v_{w,med}^2} \right] \cdot e^{-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v_w}{v_{w,med}} \right)^2} \quad (2.5)$$

onde $v_{w,med}$ é a velocidade média do vento. A função de Rayleigh se ajusta bem aos regimes de ventos na Europa, e devido a isto é adotada por uma grande quantidade de fabricantes de turbinas eólicas oriundos deste continente para a estimativa da energia elétrica a ser produzida. Entretanto, esta função representa bem ventos de velocidades moderadas e bastante regulares no tempo. Para o caso de elevadas velocidades de vento e com distribuição mais irregular no tempo, como é o caso de alguns locais no território brasileiro, é necessário utilizar a função de Weibull.

2.2.2 Modelos de Vento Implementados

Além da distribuição de probabilidade da velocidade do vento, outros fatores meteorológicos afetam a realização do projeto e o desempenho operacional de SCEE's num determinado local, destacando-se:

- A velocidade de vento média e sua variação diária, mensal e sazonal;
- A variação da velocidade de vento com a altura;
- As rajadas de vento e sua variação em amplitude e direção;
- A distribuição de probabilidade da direção do vento;
- As variações diárias e sazonais da densidade do ar e também com a altura.

Assim o vento é caracterizado por duas grandezas variáveis no tempo, a velocidade e a direção, que obedecem a fenômenos de naturezas diversas como variações instantâneas (rajadas ou turbulências) e as variações diárias e sazonais. A

caracterização como flutuação ou rajada de vento depende do tempo utilizado para o cálculo do valor médio da velocidade do vento. Para o WMO, o tempo de duração de uma rajada não deve ser superior a 20% do tempo considerado para o cálculo da média [28].

O modelo matemático do vento proposto neste trabalho, permite que vários tipos de ventos possam ser implementados, partindo de trabalhos precursores na literatura [10]. Este modelo contempla quatro componentes de vento sendo: vento constante, rajada cossenoidal, rampa ascendente ou descendente e ruído aleatório de vento. O vento é modelado pela equação:

$$v_w = v_w \text{const} + v_w \text{rampa} + v_w \text{rajada} + v_w \text{ruído} \quad (2.6)$$

Considerando os objetivos específicos desta tese, a componente aleatória do vento não foi incluída. Esta modelagem estatística do vento é apresentada em detalhes em [22]. Foram implementadas assim as outras três componentes determinísticas de vento, que foram modeladas como:

- Vento constante: valor constante ($v_w \text{const}$) durante todo o intervalo de tempo.
- Vento em rampa:

$$v_w \text{rampa} = \begin{cases} 0 & p/t < t_1 \\ v_{rp} & p/t_1 < t < t_2 \\ v_{\max} & p/t > t_2 \end{cases} \quad v_{rp} = v_{\max} \left[1 - \frac{(t_2 - t)}{(t_2 - t_1)} \right] \quad (2.7)$$

onde $v_{\max}$ é o valor máximo da rampa (m/s); t_1 é o instante de início da rampa (s); t_2 é o instante final da rampa (s); t é o tempo decorrido (s).

- Vento em rajada cossenoidal:

$$v_w \text{rajada} = \begin{cases} 0 & p/t < t_1 \\ v_{rj} & p/t_1 < t < (t_1 + t_{rj}) \\ 0 & p/t > (t_1 + t_{rj}) \end{cases} \quad (2.8)$$

$$v_{rj} = \frac{v_{\max}}{2} \cdot \left\{ 1 - \cos \left[2\pi \cdot \left(\frac{t - t_1}{t_{rj}} \right) \right] \right\} \quad (2.9)$$

onde $v_{\max}$ é o valor máximo da rajada (m/s); t_1 é o instante de início da rajada (s); t_{rj} é a duração da rajada (s); t é o tempo decorrido (s).

A Figura 2.1 apresenta os gráficos dos modelos de vento implementados.

Figura 2.1 - Modelos de vento: constante; rampa crescente; rajada cossenoidal; e rampa decrescente.

2.3 Conversão Aerodinâmica de Energia Eólica em Energia Mecânica

Através da turbina eólica, a energia cinética dos ventos é convertida em energia mecânica de rotação da turbina. Uma pá de um rotor eólico, imersa em um fluxo de ar, sofre um conjunto de forças divididas em força de sustentação (“*lift*”), que age no sentido perpendicular à direção da velocidade de vento relativa, e força de arrasto (“*drag*”) que age na direção da velocidade de vento relativa, caracterizando uma força contra a torre de sustentação. A velocidade do vento resultante (v_{wr}) é a componente vetorial resultante da velocidade do vento incidente (v_w), perpendicular ao plano de rotação do rotor eólico, e do vento resistente ao movimento da pá (v_{wu}), paralelo ao plano de rotação. O conjugado de forças resultante na turbina depende do perfil aerodinâmico das pás. Pequenas alterações de projeto neste perfil podem resultar em significativas alterações na potência extraída do vento pela turbina e no ruído emitido pelas pás [30].

Observando-se o corte transversal da pá na Figura 2.2, define-se como corda do perfil a linha reta ligando a extremidade pontiaguda (borda de fuga) e a arredondada (borda de ataque) do perfil, e como plano de rotação, a área varrida durante a rotação das pás.

Figura 2.2 - Corte transversal da pá da turbina.

Quando o rotor está estacionário, com o v_w naturalmente perpendicular ao plano de rotação, o v_{wr} experimentado pelo perfil está alinhado com o v_w , sendo praticamente perpendicular ao plano. Com isto a pressão predominante do vento age na mesma direção do v_w , perpendicular ao plano de rotação e apenas uma pequena parte da pressão do vento age na direção do movimento das pás, produzindo um torque que

tirá a turbina da inércia. Verifica-se que a força resultante nas pás (F_r) está no mesmo sentido que o v_{wr} , e o torque de partida da turbina é tipicamente pequeno.

Quando o rotor já está girando, como visto na Figura 2.2, as duas componentes de vento atuam no perfil aerodinâmico das pás: v_w e v_{wu} . Esta última é proporcional à velocidade das pás e também depende da posição do perfil específico, em relação ao raio da pá, sendo crescente no sentido eixo do rotor (raiz da pá, onde a mesma está afixada) para a ponta da pá.

As forças de sustentação e de arrasto podem ser escritas em termos dos seus coeficientes característicos, para um dado ponto operacional da turbina, que são o coeficiente de sustentação (C_s) e o coeficiente de arrasto (C_d). Estas forças são proporcionais à densidade do ar, à área superficial das pás (A_p), ao quadrado da velocidade resultante do vento e aos seus respectivos coeficientes:

$$F_s = C_s \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_p \cdot v_{wr}^2 \right) \quad F_d = C_d \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_p \cdot v_{wr}^2 \right) \quad (2.10)$$

As pás dos aeroventos modernos são construídas utilizando perfis aerodinâmicos projetados para produzirem elevados coeficientes de sustentação (C_s).

2.3.1 Ângulo de Passo e Ângulo de Ataque

O ângulo de passo (β) é definido como o ângulo entre o plano de rotação e a corda do perfil aerodinâmico da pá, conforme apresentado na Figura 2.2. Nas turbinas com controle de passo, este ângulo pode ser alterado através da rotação da pá em torno do seu eixo longitudinal, realizado por um sistema mecânico motorizado, de forma a controlar a potência extraída do vento. O ângulo de ataque (α) é o ângulo formado entre a corda do perfil da pá e a direção do vento resultante (v_{wr}). Portanto a velocidade do vento resultante faz um ângulo de $(\beta + \alpha)$ com o plano de rotação das pás. O ângulo de passo é constante, para um dado ajuste da pá, enquanto o ângulo de ataque depende da velocidade do vento incidente (v_w). Considerando-se a turbina em

rotação constante, mantida pelo sistema de controle, o ângulo de ataque aumenta o seu valor quando a velocidade do vento incidente aumenta.

2.4 Características das Turbinas Eólicas

A potência eólica disponível num tubo de vento definido por uma área “A” é dada por:

$$P_w = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_w^3 \quad (2.11)$$

onde “A” é a área varrida pelo rotor da turbina em m². Considerando-se que o ar em movimento deve manter uma dada velocidade que permita seu fluxo através do rotor da turbina eólica, apenas uma parte desta potência disponível pode ser extraída do vento pela turbina. A maximização desta extração é atingida quando a velocidade do vento na esteira (zona de saída) do rotor é 1/3 da velocidade do vento incidente (zona de entrada). O físico alemão Albert Betz demonstrou que a máxima potência extraível pela turbina eólica é de 59,3% da potência disponível no vento. Este valor é chamado de Coeficiente de Betz para turbinas eólicas, representando um valor máximo do rendimento aerodinâmico do rotor eólico. Estas relações de velocidades na entrada do rotor e na saída do rotor ocorrem em condições normais de operação, sob condições suaves do fluxo de ar (sem turbulências), até a capacidade nominal de potência de saída do rotor eólico, resultando na expressão proposta por Betz:

$$P_t \max = \frac{16}{27} \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_w^3 \right) \quad (2.12)$$

2.4.1 Coeficiente de Potência (C_p) e Coeficiente de Conjugado (C_q)

A relação entre a potência extraída do vento pela turbina (P_t) e a potência disponível nas massas de ar em movimento (P_w), sob condições suaves do fluxo de ar (sem turbulências) é chamado de Coeficiente de Potência da turbina (C_p):

$$C_p = \frac{P_t}{P_w} \quad (2.13)$$

A potência desenvolvida pela turbina eólica depende da velocidade do vento e da velocidade mecânica de rotação do eixo. A relação entre a velocidade tangencial na ponta da pá (m/s) e a velocidade do vento incidente (m/s) é chamada de velocidade específica (λ), sendo dada por:

$$\lambda = \frac{V_{tg}}{v_w} = \frac{\omega_t \cdot R}{v_w} \quad (2.14)$$

onde V_{tg} é a velocidade tangencial (m/s), ω_t é a velocidade angular do rotor (rad/s) e R é o raio do rotor eólico medido na ponta da pá (m). 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 da potência do vento, que depende do número de pás e da área superficial das mesmas. Assim, uma turbina eólica é caracterizada por uma curva do C_p , também chamado de rendimento aerodinâmico da turbina, versus λ . A potência produzida pela turbina é dada por:

$$P_t = C_p \cdot P_w = C_p \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_w^3 \right) \quad (2.15)$$

Similarmente ao coeficiente de potência, define-se o coeficiente de conjugado (ou torque), que relaciona estes dois coeficientes com a velocidade específica λ :

$$C_p = C_q \cdot \lambda \quad (2.16)$$

Assim o torque produzido pela turbina pode ser expresso através do seu coeficiente de conjugado:

$$T = \frac{P_t}{\omega_t} = \frac{P_t}{V_{tg}/R} = \frac{C_p \cdot P_w}{V_{tg}/R} = C_q \cdot \lambda \cdot \frac{P_w}{V_{tg}/R} = C_q \cdot \left(R \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_w^2 \right) \quad (2.17)$$

2.4.1.1. Modelos não Polinomiais para Turbinas Eólicas

As curvas características $C_p(\lambda)$ são obtidas por medições diretas na turbina em operação, utilizando-se interpolações lineares para a obtenção de dados intermediários (não medidos). A partir dos dados de medições, as curvas podem ser modeladas por funções não lineares como pode ser visto em [31]:

$$C_p = C_1 \cdot [C_2 - C_3 \cdot \beta - C_4 \cdot \beta^x - C_5] e^{-C_6} \quad (2.18)$$

O cálculo matemático do coeficiente de potência requer a utilização da teoria de elemento das pás, onde inclusive é considerado um gradiente de velocidade do vento na direção vertical e movimentos circulares das massas de ar. Como esta teoria requer profundos conhecimentos de aerodinâmica, com uma complicada modelagem matemática, algumas aproximações numéricas têm sido desenvolvidas, como as apresentadas em [16],[19] e descritas na Tabela 2.1:

Tabela 2.1 - Coeficientes do modelo de turbina eólica [19].

C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	x
0,22	$116/\lambda_i$	0,4	0	5	$12,5/\lambda_i$	0

onde:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08 \cdot \beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (2.19)$$

Obtém-se assim uma família de curvas $C_p(\lambda)$, para diversos valores do ângulo de passo “ β ” dado em graus, conforme mostrado na Figura 2.3. Este modelo matemático foi o escolhido para a representação da turbina eólica nos estudos desta tese, devido a

ser amplamente utilizado na literatura científica, por diversos autores, estando assim consolidada a sua aplicação.

Figura 2.3 - Coeficiente de potência função da velocidade específica λ .

Destas curvas infere-se que para o ângulo de passo 1°, o valor máximo de C_p é de aproximadamente 0,42 ocorrendo para o valor da velocidade específica ótima (λ_{ot}) de 6,86. Quando a turbina é operada em velocidade variável, para velocidades de vento entre o vento de partida e o vento nominal, pode-se reduzir a velocidade da turbina de forma a fixar a velocidade específica no valor ótimo, maximizando assim a extração de potência do vento pela turbina. Para velocidades de vento acima da nominal, a turbina pode passar a operar no modo de potência constante, onde o ângulo de passo é aumentado, de forma a limitar a potência produzida no valor nominal do gerador, protegendo o mesmo de sobrecargas. A Figura 2.4 apresenta a família de curvas $C_q(\lambda)$, para diversos valores do ângulo de passo:

Figura 2.4 - Coeficiente de conjugado função da velocidade específica λ .

As características $C_p(\lambda)$ e $C_q(\lambda)$ apresentadas nas figuras 2.3 e 2.4 para uma turbina eólica, indicam que a potência desenvolvida por um rotor eólico é nula ($C_p=0$) em duas regiões distintas de valores da velocidade específica: quando o rotor está estacionário ($\omega_r=0$) e quando o rotor está em velocidades muito elevadas, onde a velocidade na ponta da pá é várias vezes maior que a velocidade do vento incidente. A máxima eficiência (C_{pmax}) é obtida para um valor ótimo da velocidade específica. Da mesma forma, o conjugado desenvolvido pelo rotor é máximo (C_{qmax}) em uma determinada velocidade específica λ_{Tmax} , o que determina a região de operação estável da turbina para $\lambda > \lambda_{Tmax}$. A região de baixas velocidades específicas da curva $C_q(\lambda)$ é caracterizada pelo estolamento das pás, com a redução da força de sustentação e o aumento acentuado da força de arrasto.

A Figura 2.5 mostra os gráficos de potência produzida da turbina³ de 2MW, utilizada nos estudos desta tese, operando na tecnologia de velocidade variável. Esta turbina apresenta um vento de partida (“*cut-in*”) de 4m/s, um vento nominal de 12m/s e um vento máximo de 25m/s (“*cut-off*”).

³ Neste texto, denomina-se como “turbina” apenas o rotor eólico. O conjunto completo composto pelo rotor eólico, gerador elétrico, caixa de engrenagens de acoplamento, e demais equipamentos auxiliares acondicionados dentro da nacelle é denominado de “conjunto turbina-gerador”.

Figura 2.5 - Curvas de potência produzida pela turbina eólica de 2MW.

Na Figura 2.5 à esquerda apresenta-se o gráfico da potência produzida pela turbina versus a velocidade do vento, considerando a tecnologia de velocidade variável, fixando-se o ângulo de passo no valor ótimo ($\beta=1^\circ$). Para cada velocidade de vento, abaixo do valor nominal 12m/s, considera-se que a velocidade da turbina foi controlada, de forma a obter-se a velocidade específica ótima (λ_{ot}), maximizando-se o coeficiente de potência. Este valor de C_{pmax} é utilizado para calcular a potência produzida pela turbina, a qual é plotada no gráfico. A partir da velocidade do vento nominal, a potência produzida é mantida constante através do aumento do ângulo de passo.

Na Figura 2.5 à direita mostra-se a dependência da potência produzida pela turbina com a velocidade específica (λ), considerando-se que a velocidade da turbina não está sendo ajustada (fixando-se na nominal). Para baixos ventos, onde a velocidade específica é alta (atingindo o valor de 20), a potência produzida é reduzida, aumentando à proporção que o vento aumenta e a velocidade específica se reduz. Para o valor do vento nominal (12m/s), resulta-se 6,86 (ótimo) para λ , e obtém-se a máxima potência produzida (igual à nominal da turbina). Para valores de vento ainda maiores, a velocidade específica reduz mais ainda, enquanto a velocidade da turbina e a potência produzida são mantidas constantes nos valores nominais através dos controles no nível do gerador e no nível da turbina (ajuste do ângulo de passo).

2.4.1.2. Modelos Polinomiais para Turbinas Eólicas

Alternativamente aos modelos não polinomiais apresentados nas seções anteriores, a literatura apresenta também modelos polinomiais, a exemplo das turbinas da “*General Electric*” (GE), especificamente nas potências de 1,5MW e 3,6MW [32]. As curvas $C_p(\lambda)$ para este modelo são diferentes daquelas apresentadas na Figura 2.3, ressaltando assim a importância de se analisar detalhadamente as características informadas pelo fabricante da turbina, devendo-se adotar o modelo matemático para a turbina que melhor se adequar aos dados de ensaios. Com isto, mais confiáveis serão a estimativa da produção anual de energia elétrica da turbina e os resultados das simulações dinâmicas da turbina interligada ao sistema elétrico de potência.

2.4.2 Relação de Transmissão da Turbina

A relação de transmissão (K_{tr}) de velocidades da caixa de engrenagens que acopla o eixo da turbina (baixa velocidade) ao eixo do gerador (alta velocidade) é um importante parâmetro de projeto e deve ser definido em função da tecnologia adotada no SCEE, da velocidade média do vento medida no sítio eólico, dos limites de variação de velocidade do gerador elétrico e dos parâmetros característicos da turbina eólica.

Se a turbina eólica opera à velocidade constante, como é o caso de turbinas acionando geradores de indução em gaiola com acoplamento direto à rede elétrica, o sistema é projetado para operar com uma velocidade de vento média mais provável, identificada nos estudos estatísticos das medições de vento, e assim tem-se neste caso a velocidade específica ótima, maximizando o coeficiente C_p e consequentemente a potência produzida pela turbina. A relação de transmissão é ajustada de forma a obter-se no gerador uma velocidade um pouco acima da síncrona, condicionada à curva de torque - escorregamento da máquina de indução. Entretanto, ocorrendo uma

variação na velocidade do vento, a velocidade específica sai do ponto ótimo e o coeficiente de potência é reduzido, reduzindo a eficiência da turbina.

Para o caso da turbina operando à velocidade variável, com gerador de indução duplamente alimentado, de forma a se melhor aproveitar os diversos regimes de vento, maximizando a extração de potência pela turbina, dimensiona-se para a turbina de 2MW utilizada nesta tese, uma relação de transmissão de forma que para o vento nominal de 12m/s, o gerador opere com 130% da sua velocidade síncrona, sendo também este o limite máximo permitido pelo sistema de controle. Usando-se a expressão 2.14, obtém-se uma K_{tr} de 111,5. Descreve-se na tabela 2.2 as velocidades projetadas para três valores específicos de velocidade do vento nestas condições.

Tabela 2.2 - Velocidades projetadas para a turbina e para o gerador.

Velocidade do vento (m/s)	Velocidade da turbina (rad/s)	Velocidade do gerador (rad/s)	Velocidade do gerador (rpm)
8	1,4635	163,18	1.559 (subsíncrona)
9,3	1,6905	188,49	1.800 (síncrona)
12	2,1952	244,76	2.338 (supersíncrona)

Sabe-se que a variação do escorregamento de trabalho do gerador define a potência processada pelo circuito e conversores estáticos no rotor. De forma a proteger o circuito do rotor de danos por excesso de sobrecarga, limita-se a faixa de variação da velocidade do gerador em 60% (1.080rpm) e 140% (2.520rpm) da velocidade síncrona, onde fora destes limites os conversores do rotor são desligados e o rotor da máquina é curto-circuitado por um barramento de proteção.

2.4.3 Representação dos Sistemas de Eixos

Quando o comportamento dinâmico do sistema de eixos da turbina não é considerado, a turbina eólica é simplesmente modelada como um sistema de massa

única, com a constante de inércia concentrada, representando a constante de inércia da turbina e a constante de inércia do rotor do gerador:

$$H_T = H_t + H_m \quad (2.20)$$

onde H_T , H_t e H_m são respectivamente constantes de inércia total concentrada, da turbina e do gerador (s). A equação do movimento da turbina é dada pelo modelo de massa única:

$$2.H_T \cdot \frac{d}{dt} \omega_m = T_e - T_t' - D_T \cdot \omega_m \quad (2.21)$$

onde ω_m é a velocidade mecânica do eixo do gerador (rad.mec./s), T_e é o torque eletromagnético do gerador (Nm), T_t' é o torque da turbina referido ao eixo do gerador (Nm) e D_T é a constante de amortecimento do sistema concentrado no eixo do gerador (Nm/rad.mec./s). Neste caso, as velocidades do eixo do gerador e da turbina são relacionadas apenas pela transmissão de velocidades (K_{tr}):

$$\omega_m = K_{tr} \cdot \omega_t \quad (2.22)$$

Trabalhos recentes sobre estabilidade transitória de tensões [33],[34] têm demonstrado a interação eletromecânica entre o sistema de eixos de turbinas à velocidade fixa e a rede elétrica. Nas turbinas equipadas com caixa de engrenagens de transmissão de velocidade, as interações eletromecânicas são caracterizadas por oscilações por torção, que resultam em variações da velocidade rotórica, da tensão e da corrente no gerador, e conseqüentemente nas demais grandezas elétricas e mecânicas associadas. A frequência natural destas flutuações é dada pelo modo de oscilação por torção do eixo, sendo este efeito mais pronunciado em turbinas de velocidade fixa, devido a uma maior simplicidade do seu sistema de controle, não havendo compensações para estas flutuações das grandezas elétricas. Em [34] esta frequência natural foi calculada em aproximadamente 2Hz, ficando portanto dentro da largura de banda dos fenômenos de interesse nos estudos de estabilidade eletromecânica, que apresentam tipicamente constantes de tempo de 0,1s a 10s (0,1Hz a 10Hz). Esta frequência natural ocorre principalmente na interação entre os eixos de baixa velocidade da turbina e a caixa de engrenagens, sendo que frequências

de oscilação entre a caixa de engrenagens e os eixos de alta velocidade (eixo do gerador) apresentam valores muito superiores a 2Hz, e assim assume-se que estes eixos são praticamente rígidos [34].

Para o caso de turbinas à velocidade variável, como abordado nesta tese, os sistemas de controle vetorial, com maior sofisticação, reagem mais rapidamente a estas flutuações, reduzindo assim a influência das oscilações por torção nas grandezas elétricas e mecânicas da máquina. Entretanto, estes efeitos continuam ocorrendo, impactando na qualidade da energia da rede, como em variações da tensão terminal e efeitos de cintilação (*“flicker”*), bem como na estabilidade transitória de tensões após a ocorrência de uma falta no sistema elétrico. Por estas razões, realizou-se nesta tese a modelagem do sistema de eixos da turbina utilizando-se eixos elásticos, com o modelo de duas massas, resultando nas seguintes equações dinâmicas do modo mecânico, utilizando o referencial “Motor”:

Figura 2.6 - Modelo de eixos elásticos com duas massas.

a) Equação do movimento da turbina:

$$J_t \cdot \frac{d}{dt} \omega_t = T_{mt} - T_t \quad (2.23)$$

$$\text{com: } T_{mt} = T_{ors} + T_{amort} \quad (2.24)$$

onde T_{ors} é o torque de torção do eixo de baixa velocidade da turbina (Nm); T_{amort} é o torque de amortecimento das oscilações, devido ao sistema de potência (Nm); J_t é o momento de inércia do rotor da turbina (kgm^2).

$$T_{ors} = K_{mt} \cdot \theta_{mt} \quad (2.25)$$

$$T_{amort} = D_{mt} \cdot \left(\frac{\omega_m}{K_{tr}} - \omega_t \right) \quad (2.26)$$

onde K_{mt} é a constante de elasticidade do eixo de baixa velocidade (Nm/rad.mec.); D_{mt} é a constante de amortecimento de oscilações do sistema de potência (Nm/rad.mec./s); θ_{mt} é o ângulo de torção do eixo de baixa velocidade (rad.mec.); ω_t e ω_m são respectivamente velocidades mecânicas da turbina e do gerador (rad.mec./s).

b) Equação do movimento do gerador:

$$J_m \cdot \frac{d}{dt} \omega_m = T_e - \frac{T_{mt}}{K_{tr}} \quad (2.27)$$

onde J_m é o momento de inércia do gerador (kgm²).

c) Equação dinâmica do ângulo de torção:

$$\frac{d}{dt} \theta_{mt} = \frac{\omega_m}{K_{tr}} - \omega_t \quad (2.28)$$

2.4.3.1. Conversão de Unidades dos Parâmetros Mecânicos

Para correlacionar este modelo desenvolvido aos parâmetros mecânicos, geralmente fornecidos de forma normalizada pelos fabricantes de turbinas, deve ser realizada uma conversão de unidades. No Apêndice A é apresentada a conversão das grandezas em por unidade (pu) disponíveis, para valores dimensionais (SI), resultando nos seguintes valores, para a turbina de 2MW, já referidos ao eixo de baixa velocidade da turbina:

$$K_{mt} = 79,15 \times 10^6 \text{ Nm / rad.mec.} \quad D_{mt} = 10,5 \times 10^5 \text{ Nm / rad.mec. / s} \quad (2.29)$$

2.5 Alternativas Tecnológicas para Turbinas Eólicas

De forma a contextualizar a tecnologia de velocidade variável, com gerador de indução duplamente alimentado, adotada nos estudos desta tese, apresenta-se nesta seção as principais tecnologias utilizadas para sistemas de conversão de energia eólica (SCEE's) constantes na literatura técnica dos fabricantes e científica:

- a) Turbina eólica à velocidade fixa com gerador de indução.
- b) Turbina eólica à velocidade variável com gerador de indução ou síncrono, equipados com conversor estático de potência no estator.
- c) Turbina eólica à velocidade variável com gerador síncrono multipolar (grande quantidade de pólos) ou gerador síncrono multipolar a ímãs permanentes (GSIP ou “PMSM”), e conversor estático de potência no estator.
- d) Turbina eólica à velocidade variável com gerador de indução duplamente alimentado no estator e no rotor (GIDE ou “DFIG”)

2.5.1 Turbina Eólica à Velocidade Fixa com Gerador de Indução

Nesta tecnologia o gerador é acoplado à turbina através de uma caixa de engrenagens, que eleva a velocidade para o eixo de gerador, sendo esta fixada pela frequência da rede elétrica, podendo variar estreitamente na faixa de escorregamento da região linear de torque da máquina de indução. A velocidade da turbina é fixada a partir da relação de transmissão e do número de pólos do gerador. A potência produzida pode ser limitada de duas formas: através do estolamento aerodinâmico das pás (“*stall control*” e “*active stall*”) ou através do ajuste do ângulo de passo das pás (“*pitch control*”) [19].

Figura 2.7 - SCEE à velocidade fixa com gerador de indução.

Geralmente estes sistemas são equipados com dois geradores, sendo um de velocidade menor para baixos ventos e outro de velocidade maior para ventos mais elevados. Este sistema é o chamado “conceito dinamarquês” utilizado por muitos fabricantes deste país nas décadas de 1980 e 1990 [25].

2.5.2 Turbina Eólica à Velocidade Variável com Gerador de Indução ou Síncrono, Equipados com Conversor Estático de Potência no Estator

O gerador de indução ou síncrono é acoplado à turbina através da caixa de engrenagens, sendo entretanto a velocidade do gerador desacoplada da frequência da rede elétrica através de um conversor estático pleno de potência no estator. Assim a velocidade do conjunto turbina-gerador varia livremente função da velocidade do vento, limitada entretanto pelos valores de vento de partida (“*cut-in*”) e vento nominal (v_{wn}), a partir da qual a velocidade da turbina e a potência produzida são mantidas constantes através do estolamento aerodinâmico ou pelo controle do ângulo de passo.

Figura 2.8 - SCEE à velocidade variável com conversor estático pleno.

A relação de transmissão é ajustada de forma que a máxima velocidade do rotor da turbina corresponda à velocidade nominal do gerador. Este sistema possui um controle bastante robusto uma vez que todas as grandezas elétricas de interface com a rede elétrica são processadas pelo conversor estático [35]. Como desvantagem deste sistema, tem-se que toda a potência gerada trafega pelo conversor, devendo este ter uma capacidade de 100% da potência nominal do gerador, tornando-o mais caro. O mesmo ocorre para os filtros de saída da potência, aumentando a complexidade do projeto e o seu custo. A eficiência do conversor é fundamental para a eficiência total do sistema de geração em toda a faixa operacional de velocidade, em função dos valores de perdas no chaveamento do mesmo. Finalmente, pode-se ter problemas de conteúdo harmônico injetado na rede elétrica.

2.5.3 Turbina Eólica à Velocidade Variável com Gerador Síncrono Multipolar ou Gerador Síncrono Multipolar a Ímãs Permanentes (GSIP ou “PMSM”)

Este sistema difere do apresentado no item anterior pela utilização de uma máquina síncrona convencional com excitação externa ou uma máquina síncrona a ímãs permanentes porém, em ambos os casos, com uma grande quantidade de pólos eliminando-se assim a necessidade da caixa de engrenagens multiplicadora de velocidade.

Figura 2.9 - SCEE à velocidade variável com gerador síncrono multipolar.

Com isto simplifica-se o acoplamento, eliminando-se uma fonte de problemas e de necessidade contínua de manutenção. Com a utilização do conversor no estator, a velocidade da turbina é desacoplada da frequência da rede similarmente ao caso anterior. Para velocidade do vento acima da nominal da turbina, a potência produzida é limitada através do controle do ângulo de passo das pás. A grande vantagem deste sistema, quando utilizando a máquina a ímãs permanentes, é a estrutura de controle mais simples [36].

2.5.4 Turbina Eólica à Velocidade Variável com Gerador de Indução Duplamente Alimentado no Estator e no Rotor (GIDE ou “DFIG”)

Neste sistema o estator da máquina de indução é ligado diretamente à rede elétrica enquanto que o rotor bobinado é alimentado através das escovas e anéis coletores por uma tensão produzida num conversor estático. A turbina é acoplada ao gerador através da caixa de engrenagens multiplicadora de velocidades.

Figura 2.10 - SCEE à velocidade variável com gerador duplamente alimentado.

O conversor do rotor é projetado de forma que o gerador possa operar numa faixa limitada de velocidade, atingindo escorregamentos positivos (região subsíncrona) e escorregamentos negativos (região supersíncrona). A relação de transformação da caixa de engrenagens é ajustada de forma que a velocidade síncrona do gerador

corresponda a um valor intermediário da faixa de velocidade permitida para a turbina eólica e também de forma a limitar o valor máximo de escorregamento seguro para a operação do conversor do rotor, não excedendo a sua potência nominal. Assim, a potência nominal do conversor será função da faixa de variação do escorregamento da máquina, podendo-se utilizar esta figura de mérito para reduzir a potência nominal necessária ao conversor do rotor. O sistema opera em velocidade variável, numa faixa limitada, e para velocidades de vento acima da nominal a potência produzida é limitada através do controle do ângulo de passo das pás.

Esta tecnologia de gerador eólico consiste basicamente de um sistema com recuperação da potência de escorregamento, podendo-se controlar de forma desacoplada as potências ativa e reativa fluindo entre o gerador e a rede elétrica, dependendo do tipo de conversor estático utilizado no rotor e da estratégia de controle implementada no conjunto turbina-gerador.

Esta configuração, que será analisada em detalhes no Capítulo 5, foi adotada para os estudos desta tese por ser potencialmente uma das mais fortes concorrentes às aplicações futuras de geração eólica. A sua grande flexibilidade operacional, podendo-se controlar o fluxo de potência ativa e reativa entre o gerador e a rede elétrica, confere excelentes condições de controlabilidade ao sistema como um todo, permitindo o suporte de reativos à rede pelo gerador. O conversor do rotor processando apenas uma parte da potência gerada, tipicamente 30 a 40% desta, reduz substancialmente o custo dos equipamentos e com o avanço cada vez maior da eletrônica de potência e o aumento das frequências de chaveamento dos dispositivos semicondutores, permite uma redução dos harmônicos injetados na rede elétrica pelo conversor estático. Alia-se a isto as técnicas de controle vetorial, desenvolvidas intensamente nas décadas de 80 e 90 nas aplicações de motores e acionamentos estáticos, e que agora começam a ser amplamente pesquisadas para a utilização em sistemas de geração, seja com a máquina de indução com rotor em gaiola, com rotor bobinado ou com as máquinas síncronas de excitação convencional ou a ímãs permanentes.

Todos estes aspectos relacionados indicam que esta vertente tecnológica com gerador de indução duplamente excitado será intensamente utilizada nos empreendimentos de centrais geradoras de energia eólica no mundo inteiro nos próximos anos.

2.6 Parâmetros de Qualidade da Energia de Turbinas Eólicas

A conexão de uma usina eólica à rede elétrica interligada de potência deve ser suportada por diversos estudos e análises abrangendo entre outros, a eficiência energética do sistema, os requisitos de proteção, os aspectos de planejamento e operação do sistema de potência, os índices de confiabilidade e continuidade, e destacadamente os requisitos da qualidade da energia na rede elétrica com a usina acoplada. São descritos na literatura os fenômenos de cintilação luminosa de baixas frequências (“*flicker*”) e as variações de tensão lentas e de curta duração provocadas pelos regimes de vento e pelas características operacionais do conjunto turbina–gerador. A alternativa tecnológica adotada pelo fabricante, conforme apresentado na seção 2.5, interfere nestes problemas e notadamente em outro aspecto da qualidade da energia que é a injeção de harmônicos de corrente no sistema de potência. A norma IEC 61.400-21[37] apresenta os procedimentos de medição e avaliação das características de qualidade da energia de turbinas eólicas interligadas à rede elétrica, sendo que os principais coeficientes e parâmetros associados às variações dinâmicas de tensão, definidos nesta norma, são: a) Coeficiente de emissão de “*flicker*” em operação contínua; b) Coeficiente de emissão de “*flicker*” em operação de chaveamento; c) Coeficiente de variação de tensão devido à operação de chaveamento; d) Injeção de correntes harmônicas durante operação contínua.

Os três primeiros parâmetros de qualidade da energia, que são relacionados com a tensão, citados acima, são medidos pelos fabricantes em testes de certificação das turbinas, utilizando-se topologias padronizadas de redes elétricas equivalentes, sendo calculados para diferentes ângulos da impedância característica das redes elétricas (30°, 50°, 70° e 85°) e para diferentes velocidades médias anuais de vento. Quando o ângulo da impedância de curto-circuito da rede elétrica no PAC for diferente destes

valores, deve-se realizar uma interpolação linear entre os dois valores mais próximos para o cálculo dos coeficientes necessários [38]. A norma citada estabelece a utilização destes parâmetros para a avaliação do impacto das turbinas eólicas na qualidade da energia da rede elétrica na qual será interligada.

2.6.1 Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD)

Estas são caracterizadas como variações momentâneas de tensão (VMT), geralmente provocadas por curto-circuitos, energização ou chaveamento de equipamentos do sistema de potência, e devem ter uma duração menor que 1 minuto. Tratando-se de uma subtensão (“*voltage sag*”) esta deve estar entre 10% e 90% da tensão nominal, enquanto no caso de uma sobretensão (“*voltage swell*”) esta deve ser superior a 110% da tensão nominal. Abordando-se especificamente os aspectos de qualidade da energia de usinas eólicas conectadas à rede elétrica, VTCD’s podem ser provocadas também por operações de chaveamentos (partida da turbina, troca de geradores ou troca de polaridade para geradores com dupla polaridade), transitórios de ventos, rajadas e turbulências, em função principalmente da estratégia de controle adotada para os diversos níveis de controle da turbina e do gerador. Podem também ser provocadas naturalmente por faltas internas ou externas à usina eólica.

2.7 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados os conceitos da energia eólica, tratando da análise estatística dos ventos, características das turbinas eólicas, alternativas tecnológicas de SCEE’s e aspectos da qualidade da energia de redes elétricas com usinas eólicas interligadas. Os modelos determinísticos dos ventos simulados no programa foram apresentados matematicamente. Foi caracterizado o modelo não polinomial de representação matemática das turbinas eólicas adotado neste trabalho. Foi calculada a

relação de transmissão da caixa de engrenagens multiplicadora de velocidade, que foi adotada nas turbinas operando à velocidade variável. Visando ter um comportamento dinâmico mais próximo do real, das tensões do sistema elétrico, foi desenvolvida a representação dos sistemas de eixos de baixa velocidade com elasticidade. Com isto, as oscilações por torção dos eixos resultam em oscilações de potência, velocidade e conseqüentemente das tensões nas barras mais próximas da usina eólica, impactando nas emissões de “*flicker*” e nas variações de tensão de curta duração.

3 CONTROLE DE TURBINAS EÓLICAS

3.1 Introdução

O sistema de controle de uma turbina eólica tem como principais objetivos a operação contínua e segura da máquina, a maximização da produção de energia, a garantia dos índices e parâmetros de qualidade da energia gerada e uma maior eficiência energética do sistema de geração. Este sistema de controle divide-se geralmente em diversos níveis hierárquicos destacando-se um primeiro nível que é o sistema de controle total do parque eólico, controlando todas as turbinas individuais e demais sistemas que compõem o parque como o sistema de coleta de potência, os transformadores individuais e da subestação principal de conexão à rede e bancos de capacitores automáticos de correção do fator de potência. Um segundo nível é um sistema supervisor individual de cada turbina, responsável pelas alterações no estado operacional de cada turbina (partida, parada, potência a ser produzida, fator de potência, etc) e pela proteção contra faltas internas e externas à turbina, garantindo as condições limitantes da operação segura da turbina. Este sistema supervisor fornece os valores de referência (“*set points*”) para um terceiro nível hierárquico que constitui um controle dinâmico distribuído por diversos subsistemas da turbina, caracterizado por uma rápida resposta da ação de controle. Pode-se citar como exemplos deste controle dinâmico os ajustes do ângulo de passo, do torque do gerador, do fluxo de potência ativa e reativa dos conversores estáticos de estator e de rotor, do fator de potência do gerador e do nível de tensão na saída do gerador.

O sistema supervisor de controle da turbina individual é composto basicamente de sensores, atuadores e softwares como descrito em [26]: Entre os dispositivos de medição e monitoramento pode-se destacar os sensores de velocidade dos eixos, posição do ângulo de passo, velocidade do vento na altura da nacela, potência, tensão, corrente e outras grandezas elétricas; Como atuadores de potência destacam-se os amplificadores de potência, os equipamentos hidráulicos e pneumáticos, válvulas de controle, motores e acionadores diversos; Os softwares por sua vez são

implementados em computadores, utilizando-se os controladores e compensadores industriais, que podem ser analógicos ou digitais. Os controladores analógicos são implementados com circuitos elétricos e eletrônicos enquanto os controladores digitais são implementados através de códigos de programas. A clara vantagem destes últimos é que a estratégia de controle ou os parâmetros dos controladores podem ser facilmente alterados com uma simples intervenção no código do programa. Este sistema supervisorio para a operação normal da turbina é complementado por um outro sistema de emergência, capaz de operar prioritariamente em condições adversas como fortes rajadas de vento, vibrações excessivas, sobrevelocidades do rotor, e outros problemas que indiquem que o sistema supervisorio normal não foi capaz de controlar a turbina, trazendo a mesma para uma condição segura com os freios aplicados. Este sistema de emergência é caracterizado pela filosofia de “falha-segura”, onde os equipamentos de comando como relés e solenóides operam normalmente energizados e qualquer desenergização provocará a ação do sistema de emergência levando a turbina para a parada segura [39].

3.2 Principais Controles do Sistema Supervisorio da Turbina

Os principais estados operacionais controlados pelo sistema supervisorio da turbina são o torque aerodinâmico do rotor eólico, o ângulo de passo das pás, o torque eletromagnético do gerador, o ângulo de orientação da turbina no vento incidente, o torque dos freios dos eixos, o fluxo de potência ativa e reativa entre o gerador e a rede elétrica, o fator de potência do gerador e a tensão terminal do gerador. A existência de cada um destes controles está associada à tecnologia de projeto da turbina, como descrito a seguir.

3.2.1 Turbinas Controladas por Estolamento das Pás (“Stall Control”)

Para as turbinas que são projetadas com controle de velocidade e potência produzida através do estolamento das pás, as propriedades aerodinâmicas do perfil da pá se alteram em função do ângulo de ataque (α). A partir de zero, para pequenos valores de α , o coeficiente de sustentação (C_s) cresce razoavelmente enquanto o coeficiente de arrasto (C_d) permanece quase nulo. A partir de um determinado valor de α (dependendo do projeto da turbina), o C_s começa a diminuir e o C_d aumenta acentuadamente. Diz-se que a partir deste ponto a turbina iniciou o estolamento das pás, quando o escoamento do vento, anteriormente laminar em torno do perfil, passa a apresentar regiões de turbulência. Como consequência, ocorre um aumento de pressão na face posterior da pá, resultando numa redução da potência produzida. De forma a evitar que o efeito do estolamento ocorra em todas as posições radiais das pás, o que reduziria significativamente a potência produzida, estas possuem uma pequena torção longitudinal de forma a suavizar a produção deste efeito [40].

Visando obter uma redução do torque, para velocidades do vento logo acima da nominal, através do estolamento aerodinâmico, a turbina deve operar em condições nominais numa região bem próxima do início do estolamento, resultando numa eficiência aerodinâmica menor comparada com turbinas controladas pelo ângulo de passo que serão vistas no próximo item. Para ventos acima do nominal, nas turbinas à velocidade constante, o estolamento é garantido mantendo-se a velocidade da turbina sob controle. Já para as turbinas à velocidade variável, esta é restringida através do controle do torque eletromagnético do gerador, equilibrando-se assim o torque aerodinâmico produzido na turbina. Deste modo, a turbina em ventos abaixo do nominal, pode operar mais distante da região do início do estolamento, aumentando-se assim a eficiência aerodinâmica da mesma.

3.2.2 Turbinas Controladas pelo Ajuste do Ângulo de Passo (“Pitch Control”)

As turbinas projetadas com controle de velocidade e potência produzida pelo ajuste do ângulo de passo, possuem um dispositivo mecânico de variação deste ângulo, onde as pás são giradas longitudinalmente, de forma que, reduzindo-se o ângulo de

ataque, através do aumento do ângulo de passo, reduz-se a potência produzida. Trata-se portanto de um efeito ativo, produzido pelo controlador de potência ou de velocidade, quando seus limites especificados são ultrapassados. Para ventos inferiores ao nominal, o ângulo de passo é fixado num valor próximo de 0° , que garante a máxima extração de potência pelo rotor eólico. Esta região é conhecida como região subnominal.

O controle do ângulo de passo, além de permitir controlar a potência aerodinâmica produzida, também é o responsável principal pelas cargas aerodinâmicas transmitidas pelo rotor eólico à estrutura da torre. Para velocidades de vento abaixo da nominal, como o ângulo de passo fica praticamente constante, estas cargas não são significativas. Entretanto, para velocidades do vento acima da nominal, com as operações de ajuste do ângulo de passo intensificadas, estas cargas aerodinâmicas tornam-se importantes para o projeto do conjunto estrutural. Este efeito é agravado quanto maior for a velocidade de resposta e atuação do ângulo de passo, o que depende portanto da estratégia de controle e projeto dos ganhos dos controladores do ângulo de passo.

Para uma turbina com tecnologia de velocidade constante, operando com o ângulo de passo próximo de 0° e com vento nominal, um aumento (variação positiva) ou redução (variação negativa) do ângulo de passo provoca uma redução do torque e da potência produzida. O aumento do ângulo de passo é obtido girando-se a borda frontal da pá na direção do vento incidente, sendo chamado de “ajuste do ângulo de passo na direção do vento”. Já a redução do ângulo de passo é obtida girando-se a borda frontal da pá na direção do canal de fuga do vento, sendo chamada de “ajuste da pá no sentido do estolamento aerodinâmico”. A variação positiva do ângulo de passo consome mais energia nos atuadores, devido a uma maior atividade de posicionamentos, atingindo ângulos elevados (até 30° tipicamente). Algumas turbinas são projetadas para operar na região subnominal com um ângulo de passo mínimo (aproximadamente 0°) maximizando a produção de potência, e acima da velocidade nominal do vento, o ângulo de passo é variado negativamente, no sentido do estolamento aerodinâmico, para limitação do torque produzido. Esta estratégia é chamada de estolamento ativo ou “*Active Stall*” e tem como vantagem um menor consumo de energia nos atuadores pois pequenas excursões de ângulos negativos (-5°

tipicamente) são suficientes para o controle do torque da turbina. Como desvantagem, este procedimento provoca o aumento das forças aerodinâmicas produzidas pelo rotor eólico devido ao aumento da força de arrasto.

A Figura 3.1 mostra o gráfico de potência de uma turbina de 2MW, com gerador de tensão nominal 690V, utilizada nos estudos desta tese, operando entretanto na tecnologia de velocidade constante, que permite uma visualização destas regiões de operação. Com esta tecnologia, para cada valor de velocidade do vento haverá um valor correspondente da velocidade específica (λ) e portanto um valor do coeficiente de potência. Este último será máximo apenas quando o vento atingir a velocidade nominal, pois neste ponto a velocidade específica será ótima, maximizando a potência produzida (2MW). Fora deste ponto operacional, a potência produzida será menor conforme descreve a Figura 3.1. O vento mínimo para o qual o gerador começa a operar é chamado de $v_{w-cutin}$, sendo neste caso 4m/s. Para o vento nominal de 12m/s a turbina atinge a sua potência nominal. Para valores de velocidade do vento acima da nominal, o ângulo de passo é aumentado reduzindo-se a eficiência aerodinâmica e conseqüentemente limitando-se a potência produzida no valor nominal (2MW). O limite superior de velocidade do vento é chamado de $v_{w-cutout}$, sendo neste caso 25m/s. De forma a não exceder os limites seguros de operação da turbina e de sua caixa de transmissão de velocidades, a partir desta velocidade de vento a turbina é desligada. Para desligamento da turbina, o disjuntor do gerador elétrico é aberto e os freios são aplicados no rotor eólico.

Figura 3.1 - Curva de potência da turbina à velocidade constante.

3.2.2.1. Malha de Controle do Ângulo de Passo

Os mecanismos de controle do ângulo de passo compõem a maioria das turbinas eólicas modernas, superando o projeto de turbinas reguladas por estolamento nas turbinas a velocidade variável. Estes mecanismos podem ser hidráulicos ou elétricos e seu projeto incorpora desenvolvimentos retidos pelos fabricantes. Para turbinas entre 100kW e alguns megawatts, os servosistemas de posicionamento para condições normais de operação consomem potências da ordem de 1 a 10kW [31].

Em termos dinâmicos, o mecanismo de controle do ângulo de passo sofre ação de forças aerodinâmicas, forças de atrito e momentos inerciais, constituindo um elemento de relativa complexidade de modelagem. A maioria dos trabalhos constantes na literatura representa este elemento por uma equação dinâmica de primeira ordem, com uma série de limitadores que restringem a faixa de excursão do ângulo de passo e sua taxa máxima de variação [16],[18],[31] e [41]. Para condições de operação normal, com variações lentas do vento, esta taxa de variação situa-se entre 5 e 10°/s. Em situações de emergência (por ex. sob fortes rajadas de vento) esta taxa de variação pode dobrar [31].

Esta estrutura completa de controle do ângulo de passo utilizada nesta tese é apresentada na Figura 3.2, onde τ_β é a constante de tempo do servomotor acionador do mecanismo [42]:

Figura 3.2 - Esquema de controle do ângulo de passo.

Neste esquema, a variável de controle do ângulo de passo é a potência ativa, não sendo a única opção de implementação. Pode-se usar também uma grandeza mecânica como a velocidade do gerador. Isto depende do modo de operação

desejado e de quais variáveis deseja-se controlar no sistema. Na Figura 3.2, fixando-se a potência de referência (P_{ref}) no valor nominal (2MW), enquanto a potência produzida (P_i) for menor, o erro é negativo e o controlador PI fica com a saída saturada no ângulo de passo ótimo (1°). Caso a potência produzida ultrapasse a nominal (para ventos acima do vento nominal) o erro ficará positivo e o controlador PI comandará a atuação do ajuste do ângulo de passo.

O projeto do controlador PI para a malha de controle do ângulo de passo não é um procedimento simples. A dificuldade principal reside na definição da relação não linear entre a grandeza de saída (velocidade ou potência) e o ângulo de passo, característica do modelo matemático da turbina para cálculo do C_p . Esta relação entretanto se altera para cada condição operacional do conjunto turbina-gerador. A partir desta função de transferência é obtida a equação dinâmica final do sistema em malha fechada, para a qual o projeto dos ganhos dos controladores será realizado utilizando-se critérios de resposta transitória ou resposta em frequência. Assim, utilizou-se para a turbina de 2MW nesta tese um cálculo simplificado onde foi considerado um ganho entre a velocidade de saída e o ângulo de passo, obtido a partir das condições nominais e valores ótimos de operação da turbina. Com isto foram incluídos limitadores no modelo do mecanismo do ângulo de passo, limitando sua taxa de variação ($d\beta/dt$) e a própria excursão do ângulo, de forma a melhor representar o funcionamento real do mecanismo de ajuste, resultando nos parâmetros a seguir para os controladores (K_p e K_i) e limitadores:

$$K_p = 3 \quad K_i = 30 \quad \frac{d\beta}{dt}_{\text{max}} = 6^\circ / \text{seg} \quad \beta_{\text{min}} = 0^\circ \quad \beta_{\text{max}} = 90^\circ \quad (3.1)$$

A Figura 3.3 mostra a operação do mecanismo de controle do ângulo de passo para um vento em rampa variando de 7m/s para 14m/s num intervalo de tempo de 6 segundos, onde se observa que a partir da velocidade de vento nominal da turbina (12m/s) o ângulo de passo é variado numa taxa de aproximadamente 6 graus/seg limitando a potência mecânica produzida no eixo no valor nominal da turbina 2MW.

Figura 3.3 - Controle do ângulo de passo com vento em rampa: (a) Velocidade do vento; (b) Ângulo de passo; (c) Potência aerodinâmica; (d) Velocidade mecânica do gerador.

3.2.3 Controle do Torque Eletromagnético do Gerador

Para turbinas à velocidade fixa o torque eletromagnético do gerador não é diretamente controlado e sim função do escorregamento do rotor, no caso de máquina de indução diretamente conectada à rede, cuja variação permite o equilíbrio do torque aerodinâmico da turbina pelo torque do gerador. Esta variação do escorregamento é numa faixa estreita, linear da curva de torque-velocidade, limitada pelo ponto de torque máximo do gerador (“*pull out torque*”), permitindo entretanto um certo amortecimento de picos de potência para a rede. Para máquinas síncronas diretamente conectadas à rede, a velocidade não pode variar do valor síncrono, e assim qualquer torque aerodinâmico aplicado pela turbina corresponderá a um torque instantâneo do gerador para equilibrar. Com isto picos de potência podem ser instantaneamente transmitidos para a rede provocando variações bruscas de tensão.

Uma maneira de controlar o torque eletromagnético do gerador ativamente, seria utilizar a tecnologia de turbina à velocidade variável, interpondo-se conversores estáticos de potência entre o estator e a rede elétrica. Desta forma, a frequência do gerador é desacoplada da frequência da rede, permitindo ao gerador operar em

velocidade variável plena. Com esta topologia, em velocidades do vento abaixo da nominal, o torque do gerador pode ser controlado de forma a fixar a velocidade no valor ótimo, maximizando assim a produção de potência. Neste mesmo ponto operacional, o torque pode ser controlado para aumentar ou reduzir o despacho de potência por esta turbina para a rede elétrica, a partir de um comando do sistema supervisor geral do parque eólico. Acima da velocidade nominal do vento, o torque ou a potência ativa do gerador podem ser mantidos constantes, restringidos pelos limites seguros de operação, e auxiliados pelo controle do ângulo de passo das pás. Os conversores estáticos de potência devem ser de valor nominal pleno igual à potência nominal do gerador, o que eleva as perdas nos dispositivos semicondutores quanto maior for a frequência de chaveamento implementada.

Outra tecnologia que pode ser utilizada é a turbina à velocidade variável com o GIDE, onde o estator é conectado diretamente à rede elétrica, e o rotor é conectado à rede via conversores estáticos e filtros de potência. Neste caso os conversores estáticos não precisam ser de potência plena, pois estes processam apenas a potência de escorregamento, que é uma fração da potência nominal do gerador, definida pela excursão da velocidade. Com isto as perdas no chaveamento serão menores comparadas com a utilização de conversor pleno no estator. Quanto maior a faixa de velocidade, de forma a melhor aproveitar a velocidade do vento e aumentar a produção anual de energia, maior deverá ser a potência nominal do conversor do rotor comprometendo um pouco a atratividade econômica desta tecnologia.

3.2.3.1. Controle Escalar do Gerador Elétrico

A técnica do controle escalar ou controle por tensão/frequência (V/Hz) constante, é utilizada quando os requisitos de resposta dinâmica do acionamento não são tão elevados, permitindo-se respostas mais lentas para o sistema.

A frequência de escorregamento ω_{slip} , que é proporcional ao torque eletromagnético, é regulada pela malha de controle de velocidade (ω), conforme apresentado na Figura 3.4:

Figura 3.4 - Controle escalar do gerador elétrico.

A velocidade rotórica de referência ω_{m_ref} é determinada no nível de controle da turbina, ajustando a velocidade específica ótima. A saída do controlador de velocidade (tipicamente um PI) é a frequência de escorregamento (ω_{slip}) que somada com o sinal de velocidade (ω) produz a frequência estatórica de referência (ω_{s_ref}) a ser sintetizada pelo conversor do lado da máquina (CLM). A tensão estatórica de referência (V_{s_ref}) é obtida a partir da relação tensão/frequência constante (V/Hz), que mantém a capacidade de torque da máquina em toda a faixa de controle de velocidade, através da manutenção do fluxo de entreferro aproximadamente constante. Observa-se entretanto que esta estratégia de controle raramente é usada em sistemas eólicos devido à necessidade de limitadores e estabilizadores diversos nos controladores[43].

3.2.3.2. Controle Vetorial do Gerador Elétrico

Através da técnica do controle vetorial pode-se desacoplar os controles do fluxo magnético (excitação) e o torque eletromagnético da máquina (e conseqüentemente a potência ativa), melhorando a resposta dinâmica do gerador. O princípio básico do

controle vetorial é eliminar o efeito de acoplamento entre variáveis, inerente do controle multivariável, e assim obter uma melhora na resposta transitória do sistema. Numa máquina de indução, as potências ativa e reativa no estator correspondem respectivamente à potência mecânica aplicada no eixo e à potência de excitação do campo magnético. Estas podem ser transformadas nas componentes respectivas de torque (i_{sq}) e de campo (i_{sd}) da corrente estatórica para uma dada frequência.

Figura 3.5 - Eixos de orientação do controle vetorial do gerador.

Através do controle vetorial, a máquina de indução pode ser controlada como uma máquina de corrente contínua, onde desprezando os efeitos de reação da armadura e saturação, o torque desenvolvido é proporcional à multiplicação da corrente de armadura pela corrente de excitação de campo, e que podem ser controladas independentemente. De forma similar, se as grandezas trifásicas da máquina de indução forem transferidas do referencial estatórico (s_α, s_β) para um referencial síncrono girante (d, q), com o eixo “d” orientado por exemplo no vetor fluxo de entreferro ($\vec{\varphi}_{en}$), o torque desenvolvido no entreferro é dado por:

$$T_e = K_t \cdot \varphi_{en} \cdot i_{sq} \quad (3.2)$$

onde $i_{sq} = I_s \cdot \sin(\theta_{id})$ representa a componente de torque da corrente do estator $\vec{I}_s$. Por sua vez, $i_{sd} = I_s \cdot \cos(\theta_{id})$ é a componente de excitação de campo da corrente do estator $\vec{I}_s$. Desta forma o torque pode ser expresso como:

$$T_e = K_t' \cdot i_{sd} \cdot i_{sq} \quad (3.3)$$

As componentes de corrente i_{sd} e i_{sq} são controladas de forma desacoplada entre si, podendo-se controlar independentemente o fluxo magnético e o torque desenvolvido (e conseqüentemente a potência ativa ou a velocidade) do gerador de indução, conforme a Figura 3.6:

Figura 3.6 - Controle vetorial de torque e fluxo de entreferro do gerador.

O controle vetorial atualmente é aplicado em praticamente 100% dos sistemas eólicos à velocidade variável e apresenta dificuldades inerentes, como por exemplo a necessidade de medir ou estimar matematicamente (via software específico) o fluxo (ϕ_{en}), o torque (T_e), a velocidade do eixo (ω_m) e a posição do vetor fluxo (θ_{en}), podendo esta necessidade variar em função da estratégia do controle adotada. Existem muitas variações do princípio do controle vetorial encontradas na literatura, requerendo diferentes modelagens matemáticas dos equipamentos e resultando em características de resposta dinâmica particulares, como por exemplo a orientação do referencial de controle (d,q) no vetor fluxo de entreferro ($\vec{\phi}_{en}$), no vetor fluxo estatórico ($\vec{\phi}_s$) ou no vetor fluxo rotórico ($\vec{\phi}_r$).

3.2.4 Controle de Turbinas à Velocidade Constante

Turbinas eólicas com tecnologia de velocidade constante operam diretamente conectadas à rede, geralmente com geradores de indução, com velocidade definida

pelo projeto do gerador (número de pólos, característica da curva de torque x escorregamento) e pela relação de transmissão da caixa multiplicadora de velocidade. Descreve-se a seguir as diversas possibilidades de controle utilizando a tecnologia de velocidade constante, explicando-se as suas particularidades.

3.2.4.1. Turbinas à Velocidade Constante com Duas Velocidades

Este tipo de turbina pode operar em duas velocidades específicas de forma que, em baixos ventos a menor velocidade é ajustada para melhorar a eficiência do rotor eólico e reduzir os ruídos emitidos, enquanto que para altos ventos a maior velocidade é ajustada para uma melhor eficiência energética. Esta turbina pode ser equipada com um único gerador com número de pólos alteráveis por ligação estatórica ou por dois geradores de potências nominais e polaridades distintas. O gerador menor e maior operam respectivamente em baixos e altos ventos, maximizando assim a eficiência energética do sistema de geração. Como restrição à este esquema, citam-se os problemas de qualidade de energia (*“flicker”* e variações de tensão) que podem ocorrer quando dos chaveamentos entre pólos ou entre os dois geradores. Nesta topologia, a turbina pode ser controlada de ambas as formas descritas nos itens 3.2.4.2 e 3.2.4.3 a seguir.

3.2.4.2. Turbinas à Velocidade Constante Controladas por “*Stall*”

As turbinas com tecnologia de velocidade constante, controladas por *“stall”*, têm as pás projetadas, de forma que a partir de uma determinada velocidade do vento logo acima da nominal, inicia-se o fenômeno de estolamento aerodinâmico das pás, limitando a potência produzida pela turbina. O projeto da turbina deve ser adequado à velocidade média anual de vento no local da instalação de forma que a velocidade específica (λ) seja ótima para esta velocidade de vento. Ressalta-se que o fenômeno

de estolamento das pás provoca elevadas cargas aerodinâmicas na estrutura da turbina, devendo o conjunto estrutural ser projetado para estes esforços previstos. Tipicamente o sistema de controle desta turbina limita-se a partir a mesma (permitindo acelerar livremente pela ação do vento até próximo da velocidade nominal, quando o gerador é conectado à rede, ou partindo como motor o que implica na necessidade de dispositivos de partida suave como “*soft-starts*” para reduzir os picos de corrente na rede) ou parar a turbina por sobrevelocidade ou limitação da potência gerada. A Figura 3.7 apresenta o esquema de simulação da estratégia de controle da turbina à velocidade constante controlada por “*stall*” onde se utilizou o gerador de indução e o modelo de eixos elásticos.

Figura 3.7 - Esquema de simulação da turbina à velocidade constante controlada por “*stall*”.

3.2.4.3. Turbinas à Velocidade Constante Controladas pelo Ângulo de Passo (“*Pitch Control*”)

Turbinas à velocidade constante, controladas pelo ângulo de passo, têm as pás projetadas de forma a não entrar na região de estolamento aerodinâmico. Desta forma estas turbinas apresentam uma maior sensibilidade do torque aerodinâmico às rajadas e turbulências do vento. A capacidade da turbina em limitar os picos e oscilações de potência está associada à velocidade de resposta do ângulo de passo, que depende entretanto da característica do mecanismo do ângulo de passo, da estratégia de controle implementada, do momento de inércia da pá e de demais esforços aerodinâmicos presentes nas pás do rotor.

Para velocidades do vento abaixo da nominal, a potência produzida varia aproximadamente com o cubo desta velocidade, até o vento nominal na qual a turbina atinge a sua potência nominal de produção. A partir do vento nominal, o

ângulo de passo é aumentado, comandado pelo sistema de controle, limitando a potência gerada no valor nominal, com algumas oscilações função da resposta do ângulo ao sinal de controle. Para ventos abaixo do nominal, a referência do ângulo de passo é fixada num valor ótimo de forma a maximizar o rendimento aerodinâmico. Entretanto o valor ótimo para o ângulo de passo depende da velocidade específica (λ), podendo este sofrer pequenos ajustes função da velocidade do vento de forma a aumentar a extração da potência do vento pela turbina. Este procedimento ocasiona um trabalho excessivo do mecanismo do ângulo de passo, causando fadiga do mesmo, aumentando os custos da produção e reduzindo a confiabilidade do sistema de geração [26].

3.2.5 Controle de Turbinas à Velocidade Variável

A operação de turbinas à velocidade variável é feita através de um desacoplamento da frequência mecânica do rotor em relação à frequência da rede elétrica. Este desacoplamento pode ser feito de diversas formas, as quais serão abordadas a seguir, sendo impulsionadas pelo avanço dos conversores estáticos e da eletrônica de potência e seus controles.

3.2.5.1. Turbinas à Velocidade Variável Controladas por “*Stall*”

Turbinas à velocidade variável, reguladas por “*stall*”, são controladas por conversores estáticos de forma a regular o torque eletromagnético do gerador. Através deste pode-se controlar a velocidade, seja para maximizar a potência produzida para ventos abaixo do nominal ou para limitar a velocidade no limite superior, para ventos elevados. Para ventos excessivos, a turbina entra na região de estolamento aerodinâmico passando a operar numa região de potência constante, na qual a velocidade do rotor também deve ser regulada pelo conversor de forma a

provocar um estolamento ainda maior e assim limitar a potência produzida pela turbina.

Figura 3.8 - Modos de controle à velocidade variável regulada por “stall” [26] .

Na Figura 3.8 observa-se que para baixos ventos o torque eletromagnético do gerador é controlado pelos conversores estáticos, operando-se a turbina em velocidade variável, maximizando o coeficiente de potência (C_p). Quando a velocidade máxima admissível para o gerador é atingida, o torque eletromagnético é utilizado para manter a velocidade da turbina constante, auxiliado pelo efeito de estolamento aerodinâmico que começa a ocorrer nesta região, enquanto a potência produzida continua aumentando. Este efeito de estolamento aumenta mais ainda com o aumento da velocidade do vento, onde a partir de uma potência limite permitida para o gerador, o torque é utilizado para reduzir a velocidade da turbina acentuando o estolamento aerodinâmico. Com isto tem-se uma região de potência constante da operação da turbina e velocidade decrescente.

3.2.5.2. Turbinas à Velocidade Variável Controladas pelo Ângulo de Passo

Turbinas à velocidade variável, reguladas pelo ângulo de passo, também são controladas por conversores estáticos de potência, regulando-se o torque eletromagnético do gerador. A velocidade da turbina pode variar dentro de limites pré-definidos para operação segura da mesma.

Para velocidades do vento abaixo da nominal, o ângulo de passo é fixado no seu valor ótimo (próximo a 0°) enquanto a velocidade do rotor é controlada através do torque eletromagnético, de forma a manter a velocidade específica (λ) ótima para cada velocidade do vento. Neste ponto o coeficiente de potência (C_p), para um dado ângulo de passo fixo, é maximizado. Na Figura 3.9 são superpostos os gráficos da potência aerodinâmica da turbina de 2MW função da velocidade do vento, para um ângulo de passo de 1° , fixando-se a velocidade do gerador pela frequência da rede elétrica (curva contínua) e variando-se a velocidade do gerador de forma a se obter uma velocidade específica ótima (curva tracejada).

Figura 3.9 - Turbina de 2MW à velocidade fixa e à velocidade variável.

Observa-se nesta figura que para ventos inferiores a 10m/s ocorre uma diferença razoável (até 10% da potência nominal) na potência aerodinâmica produzida pela turbina, justificando o interesse pela operação em velocidade variável. Quando o vento se aproxima do nominal não existem mais diferenças entre as duas curvas.

A partir do vento nominal, para valores superiores, algumas diferentes estratégias de controle citadas na literatura, especificamente para turbinas com GIDE, podem ser utilizadas, como as apresentadas nos itens seguintes:

- a) Numa primeira estratégia, no nível de controle do gerador, a velocidade de referência continua a ser calculada a partir do valor da velocidade do vento mantendo-se a velocidade específica ótima, até o valor superior máximo admissível para a velocidade do gerador. Esta velocidade de referência é a grandeza de “*set point*” da malha fechada de controle da velocidade e conseqüentemente de torque eletromagnético do gerador. Por outro lado, no nível de controle da turbina, a potência de referência é fixada no valor nominal e constitui a grandeza de entrada da malha fechada de controle do ângulo de passo. Assim a potência aerodinâmica produzida para altos ventos é limitada pelo ajuste do ângulo de passo.
- b) Uma segunda estratégia constitui em utilizar no nível de controle do gerador, o torque eletromagnético para controlar e limitar a potência ativa na saída do gerador ao valor nominal. Esta potência nominal é a grandeza de referência de entrada da malha fechada de controle de potência ativa. Por outro lado, no nível de controle do rotor eólico, a grandeza de referência é a velocidade, sendo o ângulo de passo regulado para manter a velocidade dentro de limites pré-definidos de operação segura da turbina. Com esta estratégia, na ocorrência de rajadas de vento, a potência do gerador pode ser mantida num valor constante enquanto a velocidade do rotor aumenta armazenando em energia cinética o excesso de energia extraída da rajada do vento. Caso a velocidade do vento se mantenha elevada, a velocidade do rotor atingirá o valor superior limite e o ângulo de passo será ajustado para reduzir a eficiência aerodinâmica e o torque da turbina, resultando assim numa redução da velocidade.
- c) Uma terceira estratégia de controle, com otimização da potência da turbina nas diversas regiões de operação, foi proposta em [23]. Através desta, tem-se uma transição entre o modo de otimização da potência produzida pela turbina e o modo de limitação desta potência, não dominados por grandes flutuações

de potência devido às pequenas alterações na velocidade do gerador. Estas flutuações de potência ativa e reativa provocam quedas de tensão terminal do gerador. Esta estratégia é fundamentada nas duas seguintes curvas: curva de potência da turbina versus velocidade do vento e a curva de potência elétrica do gerador versus velocidade mecânica, conforme apresentado na Figura 3.10.

Figura 3.10 - Curvas de potência mecânica da turbina e elétrica do gerador.

A definição da forma de controle do conjunto turbina-gerador depende das 4 regiões específicas de operação identificadas nos gráficos pelos pontos de “A” a “E” com as velocidades mínima e máxima permitidas de operação da turbina e do gerador. Na região A-B a velocidade do vento é muito pequena e a velocidade do gerador é mantida constante no seu valor mínimo. Na região B-C tem-se ventos médios e a potência produzida é maximizada operando a turbina à velocidade variável, até a velocidade atingir o valor nominal. Na região C-D a turbina é operada em velocidade fixa mantida em seu valor nominal enquanto a potência produzida ainda está inferior ao valor nominal do gerador. Para cada velocidade específica ocorrida utiliza-se uma tabela pré-carregada (“look-up table”) com os valores do coeficiente de potência (C_p) função da velocidade específica (λ) e do ângulo de passo (β), onde se pesquisa o valor ótimo do C_p e o correspondente ângulo de passo ótimo. Com isto a maior eficiência energética da geração é obtida com a velocidade mantida no seu valor

nominal. Por fim, tem-se a região D-E que corresponde à região de limitação da potência produzida no seu valor nominal, para ventos superiores ao vento nominal. A velocidade também é mantida constante no seu valor nominal, porém podendo variar para ventos muito altos, de forma a amortecer os picos de potência transferidos para a rede elétrica, até o máximo valor dinâmico permitido para excursão da velocidade do GIDE.

3.3 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados os sistemas supervisórios de controle do parque eólico e da turbina eólica individual e seus diversos níveis hierárquicos. Foram analisadas as duas tecnologias básicas de turbinas: controladas pelo estolamento das pás (“*stall control*”) e pelo ajuste do ângulo de passo (“*pitch control*”). A malha de controle do ângulo de passo da turbina de 2MW, objeto deste estudo, foi projetada, e os resultados das simulações para transitórios de vento mostraram o funcionamento adequado deste subsistema. Concluiu-se que existe um grau de dificuldade na definição da função de transferência de malha aberta entre o ângulo de passo e a velocidade ou potência ativa, o que implica na necessidade de simplificações para o projeto prático da malha fechada de controle.

Foram conceituadas as técnicas de controle escalar e controle vetorial do gerador elétrico. Estas técnicas tiveram sua aplicação discutida para o controle de turbinas à velocidade constante e de turbinas à velocidade variável. Concluiu-se que todas as estratégias de controle à velocidade variável utilizadas atualmente, buscam maximizar a produção de energia pela turbina para ventos inferiores ao vento nominal e para ventos superiores, buscam uma limitação da potência produzida bem como da velocidade mecânica do conjunto turbina-gerador. Como consequência, os aspectos de qualidade da energia no ponto de acoplamento comum da turbina com a rede elétrica de potência, que são extremamente dependentes destas técnicas de controle implementadas, necessitam ser investigados, avaliando-se o compromisso inerente entre a máxima eficiência energética da geração e a garantia de que os

parâmetros de qualidade da energia da rede situam-se dentro dos limites aceitáveis pelas normas pertinentes do setor elétrico.

4 MODELAGEM DINÂMICA DA MÁQUINA DE INDUÇÃO E ESTUDOS DE REGIME PERMANENTE

4.1 Introdução

O modelo dinâmico da máquina de indução adotado nesta tese é baseado nos modelos já consagrados na literatura técnica, realizando-se entretanto adaptações para representação da máquina de indução duplamente excitada (GIDE), partindo-se originalmente do equacionamento da máquina trifásica e realizando-se diversas transformações de coordenadas de forma a obter a descrição da máquina no sistema de eixos bifásicos mais adequado para a implementação dos controles do conjunto turbina-gerador. Para o desenvolvimento destes modelos matemáticos, foi adotada a máquina na convenção motor (receptor elétrico), em função da grande disponibilidade de estudos técnico-científicos na área de acionamentos elétricos de motores de indução e síncronos, podendo ser adaptados para o caso do gerador, sendo que as seguintes hipóteses simplificadoras são adotadas: a) Distribuição senoidal do fluxo magnético no entreferro da máquina, considerado uniforme em toda sua extensão; b) São desprezados os fenômenos de saturação do núcleo ferromagnético da máquina; c) A relação de transformação entre bobinas do estator e do rotor é considerada unitária; d) A máquina é considerada um equipamento trifásico perfeitamente equilibrado.

4.2 Modelo da Máquina de Indução no Referencial d,q Genérico

Aplicando-se a Transformada de Park [35] generalizada, que elimina a dependência dos parâmetros do modelo de coordenadas com o ângulo de posição do rotor, obtém-

se a máquina com parâmetros constantes, descrita no referencial de eixos ortogonais genéricos (d,q), girantes com uma dada velocidade ω_d :

Figura 4.1 - Máquina de indução no referencial d,q.

- Fluxos magnéticos:

Estator:

$$\varphi_{sd} = l_s \cdot i_{sd} + l_m \cdot i_{rd}$$

$$\varphi_{sq} = l_s \cdot i_{sq} + l_m \cdot i_{rq}$$

Rotor:

$$\varphi_{rd} = l_r \cdot i_{rd} + l_m \cdot i_{sd}$$

$$\varphi_{rq} = l_r \cdot i_{rq} + l_m \cdot i_{sq} \quad (4.1)$$

- Tensões terminais:

Estator:

$$V_{sd} = R_s \cdot i_{sd} + \frac{d}{dt} \varphi_{sd} - \omega_d \cdot \varphi_{sq}$$

$$V_{sq} = R_s \cdot i_{sq} + \frac{d}{dt} \varphi_{sq} + \omega_d \cdot \varphi_{sd}$$

Rotor:

$$V_{rd} = R_r \cdot i_{rd} + \frac{d}{dt} \varphi_{rd} - (\omega_d - \omega) \cdot \varphi_{rq}$$

$$V_{rq} = R_r \cdot i_{rq} + \frac{d}{dt} \varphi_{rq} + (\omega_d - \omega) \cdot \varphi_{rd}$$

(4.2)

- Torque eletromagnético:

$$T_e = \frac{3}{2} \cdot p \cdot l_m (i_{sq} \cdot i_{rd} - i_{sd} \cdot i_{rq}) \Rightarrow T_e = \frac{3}{2} \cdot p \cdot (i_{sq} \cdot \varphi_{sd} - i_{sd} \cdot \varphi_{sq}) \quad (4.3)$$

- Equação mecânica:

$$T_e - T_L = J \cdot \frac{d}{dt} \omega_m \quad \Rightarrow \quad T_e - T_L = J \cdot \frac{d}{dt} \frac{\omega}{p} = \frac{J}{p} \cdot \frac{d}{dt} \omega \quad (4.4)$$

- Potências ativa e reativa no estator:

$$P_s = \frac{3}{2} \cdot [V_{sd} \cdot i_{sd} + V_{sq} \cdot i_{sq}] \quad Q_s = \frac{3}{2} \cdot [V_{sq} \cdot i_{sd} - V_{sd} \cdot i_{sq}] \quad (4.5)$$

- Potências ativa e reativa no rotor:

$$P_r = \frac{3}{2} \cdot [V_{rd} \cdot i_{rd} + V_{rq} \cdot i_{rq}] \quad Q_r = \frac{3}{2} \cdot [V_{rq} \cdot i_{rd} - V_{rd} \cdot i_{rq}] \quad (4.6)$$

onde: T_e é o torque eletromagnético (Nm); T_L é o torque de carga no eixo da máquina (Nm); J é o momento de inércia equivalente das partes girantes, referido ao eixo da máquina (máquina, carga e acoplamento) (kgm^2); ω_m é a velocidade angular mecânica do eixo do rotor (rad.mec./s); ω é a velocidade angular elétrica do eixo do rotor ($p \cdot \omega_m$) (rad.el./s); p é o numero de pares de pólos da máquina; ω_d é a velocidade angular elétrica dos eixos ortogonais d,q genéricos (rad.el./s) e l_m , l_s , l_r são as indutâncias mútua e próprias do estator e do rotor (H) respectivamente.

Este sistema de 4 equações diferenciais de 1ª ordem das tensões (4.2) pode ser representado por um circuito equivalente de eixo “d” e um circuito equivalente de eixo “q”, introduzindo-se as indutâncias de dispersão por fase do estator ($l_{\sigma s}$) e do rotor ($l_{\sigma r}$), que são os parâmetros usualmente fornecidos nas folhas de dados pelos fabricantes de máquinas elétricas:

Figura 4.2 - Circuito equivalente de eixo-d da máquina de indução.

Figura 4.3 - Circuito equivalente de eixo-q da máquina de indução.

Também nestes circuitos todas as grandezas de rotor (tensões, correntes e fluxos) já estão referidas ao lado do estator, através da relação de espiras entre um enrolamento de estator e de rotor. Os parâmetros indutâncias que constituem os circuitos equivalentes são dados por:

$$\text{Indutância de dispersão do estator: } l\sigma_s = l_s - l_m \quad (4.7)$$

$$\text{Indutância de dispersão do rotor: } l\sigma_r = l_r - l_m \quad (4.8)$$

$$\text{Indutância mútua entre estator e rotor: } l_m \quad (4.9)$$

4.3 Transformação Vetorial Complexa

De forma a simplificar o estudo e implementação do controle vetorial da máquina de indução, reduzindo o número de equações diferenciais e facilitando a obtenção dos modelos matemáticos para o estudo do regime permanente, realiza-se uma transformação complexa. Nesta, os componentes bifásicos (α, β) das grandezas são escritos na forma de um vetor, onde as grandezas de estator são escritas como vetor

no sistema de eixos de estator fixo (S_α, S_β) e as grandezas de rotor são escritas como vetor no sistema de eixos de rotor girante (R_α, R_β)[35],[44]. As transformações entre o referencial bifásico α, β e o referencial vetorial complexo são apresentadas no Anexo C, resultando no seguinte conjunto de equações vetoriais que representam a máquina de indução:

- Fluxos magnéticos:

$$\vec{\varphi}_s = l_s \cdot \vec{I}_s + l_m \cdot \vec{I}_r \cdot e^{j\theta} \quad \vec{\varphi}_r = l_r \cdot \vec{I}_r + l_m \cdot \vec{I}_s \cdot e^{-j\theta} \quad (4.10)$$

- Tensões terminais:

$$\vec{V}_s = R_s \cdot \vec{I}_s + l_s \cdot \frac{d}{dt} \vec{I}_s + l_m \cdot \frac{d}{dt} \left\{ \vec{I}_r \cdot e^{j\theta} \right\} \quad (4.11)$$

$$\vec{V}_r = R_r \cdot \vec{I}_r + l_r \cdot \frac{d}{dt} \vec{I}_r + l_m \cdot \frac{d}{dt} \left\{ \vec{I}_s \cdot e^{-j\theta} \right\} \quad (4.12)$$

- Torque eletromagnético:

$$T_e = \frac{3}{2} \cdot p \cdot l_m \cdot \Im \left\{ \vec{I}_s \cdot \left(\vec{I}_r^* \cdot e^{j\theta} \right)^* \right\} \quad (4.13)$$

- Potências ativa e reativa do estator:

$$P_s = \frac{3}{2} \Re \left\{ \vec{V}_s \cdot \left(\vec{I}_s \right)^* \right\} \quad Q_s = \frac{3}{2} \Im \left\{ \vec{V}_s \cdot \left(\vec{I}_s \right)^* \right\} \quad (4.14)$$

onde “ $\Im$ ” denota parte Imaginária e “ $\Re$ ” denota parte Real.

4.4 Modelo da Máquina de Indução em Regime Permanente

O modelo vetorial complexo obtido anteriormente é a base matemática para a obtenção do tradicional circuito equivalente por fase da máquina de indução, válido

para tensões e correntes senoidais simétricas no estator e no rotor e para torque eletromagnético constante. Considerando-se as tensões estatóricas e rotóricas senoidais e simétricas em regime permanente, escreve-se:

$$\begin{aligned}
 V_{s1}(t) &= \sqrt{2} V_s \cos(\omega_s t + \theta_{vs}) & V_{r1}(t) &= \sqrt{2} V_r \cos(\omega_r t + \theta_{vr}) \\
 V_{s2}(t) &= \sqrt{2} V_s \cos(\omega_s t + \theta_{vs} - \gamma) & V_{r2}(t) &= \sqrt{2} V_r \cos(\omega_r t + \theta_{vr} - \gamma) \\
 V_{s3}(t) &= \sqrt{2} V_s \cos(\omega_s t + \theta_{vs} - 2\gamma) & V_{r3}(t) &= \sqrt{2} V_r \cos(\omega_r t + \theta_{vr} - 2\gamma)
 \end{aligned}
 \tag{4.15}$$

Sendo V_s , V_r os valores eficazes das tensões fase neutro do estator e do rotor; θ_{vs} , θ_{vr} os ângulos de fase destas tensões; γ é um ângulo de 120° . Obtêm-se correntes em regime permanente senoidais e equilibradas, com valores eficazes I_s e I_r , e ângulos de fase θ_{is} , θ_{ir} :

$$\begin{aligned}
 I_{s1}(t) &= \sqrt{2} I_s \cos(\omega_s t + \theta_{is}) & I_{r1}(t) &= \sqrt{2} I_r \cos(\omega_r t + \theta_{ir}) \\
 I_{s2}(t) &= \sqrt{2} I_s \cos(\omega_s t + \theta_{is} - \gamma) & I_{r2}(t) &= \sqrt{2} I_r \cos(\omega_r t + \theta_{ir} - \gamma) \\
 I_{s3}(t) &= \sqrt{2} I_s \cos(\omega_s t + \theta_{is} - 2\gamma) & I_{r3}(t) &= \sqrt{2} I_r \cos(\omega_r t + \theta_{ir} - 2\gamma)
 \end{aligned}
 \tag{4.16}$$

Aplicando-se a transformação vetorial complexa nestas tensões (4.15) e correntes (4.16) trifásicas, apresentada no Anexo C, calcula-se as componentes complexas das tensões e correntes de estator e rotor:

$$\begin{aligned}
 \vec{V}_s &= \sqrt{2} \dot{V}_s e^{j\omega_s t} & \vec{I}_s &= \sqrt{2} \dot{I}_s e^{j\omega_s t} \\
 \vec{V}_r &= \sqrt{2} \dot{V}_r e^{j\omega_r t} & \vec{I}_r &= \sqrt{2} \dot{I}_r e^{j\omega_r t}
 \end{aligned}
 \tag{4.17}$$

$$\text{onde: } \dot{V}_s = V_s e^{j\theta_{vs}}, \quad \dot{V}_r = V_r e^{j\theta_{vr}}, \quad \dot{I}_s = I_s e^{j\theta_{is}}, \quad \dot{I}_r = I_r e^{j\theta_{ir}},
 \tag{4.18}$$

são os fasores das tensões e correntes senoidais eficazes do estator e do rotor. Substituindo-se as expressões 4.17 nas equações 4.10 a 4.12, obtêm-se as equações válidas para o regime permanente da máquina:

$$\dot{V}_s = R_s \dot{I}_s + j X_s \dot{I}_s + j X_m (\dot{I}_s + \dot{I}_r)
 \tag{4.19}$$

$$\frac{\dot{V}_r}{s} = \frac{R_r}{s} \cdot \dot{I}_r + j \cdot X_r \cdot \dot{I}_r + j \cdot X_m \cdot (\dot{I}_s + \dot{I}_r) \quad (4.20)$$

onde X_m , X_s e X_r são respectivamente as reatâncias de magnetização, e de dispersão do estator e do rotor.

As equações 4.19 e 4.20 representam os clássicos circuitos equivalentes por fase da máquina de indução, sendo válidas para o regime permanente, assumindo-se tensões e correntes senoidais e simétricas e torque de carga constante no eixo da máquina.

Figura 4.4 - Circuito equivalente por fase em regime permanente.

A Figura 4.4 representa o circuito equivalente por fase de uma máquina de indução com o rotor em gaiola. Neste circuito, “s” representa o escorregamento da velocidade do rotor em relação ao campo girante do estator:

$$s = \frac{\omega_s - \omega}{\omega_s} = \frac{\omega_r}{\omega_s} \quad (4.21)$$

onde ω_s é a velocidade do campo girante do estator (rad.el./s) e ω_r é a velocidade de escorregamento (rad.el./s) ou frequência angular das correntes e tensões induzidas nos enrolamentos rotóricos. Todos os parâmetros e grandezas elétricas de rotor estão referidos ao lado do estator neste circuito equivalente. Nota-se que neste circuito não foi incluída a resistência equivalente de perdas no ferro, em paralelo com a reatância de magnetização, pois as perdas totais em vazio serão totalizadas e abatidas da potência mecânica interna desenvolvida (P_m) para a obtenção final da potência no eixo. Através deste circuito equivalente pode-se calcular a potência de entreferro (P_e), a potência mecânica interna desenvolvida (P_m) e as perdas por efeito Joule no rotor (P_{rj}):

$$P_e = 3.I_r^2 \cdot \frac{R_r}{s} \quad P_m = 3.I_r^2 \cdot R_r \cdot \frac{1-s}{s} \quad P_{rj} = 3.I_r^2 \cdot R_r \quad (4.22)$$

$$P_e = P_m + P_{rj}$$

Para a máquina de indução de rotor bobinado, cujos terminais rotóricos estão disponíveis através de escovas e anéis coletores para o acesso externo, pode-se interferir nas características deste circuito, seja pela inclusão de resistências por fase, seja pela aplicação de uma tensão trifásica por conversores estáticos de potência. De forma a considerar a possibilidade de aplicação de uma tensão nos terminais do rotor, o circuito equivalente por fase da máquina é alterado conforme abaixo:

Figura 4.5 - Circuito equivalente por fase com tensão aplicada no rotor.

A potência mecânica interna desenvolvida na máquina depende agora das alimentações no circuito estatórico e rotórico. O torque eletromagnético desenvolvido na máquina é dado por:

$$T_e = \frac{P_m}{\omega_m} = P_m \cdot \frac{p}{\omega} = P_m \cdot \frac{p}{(1-s)\omega_s} \quad (4.23)$$

4.4.1 Características de Regime Permanente

O modelo matemático da máquina de indução no referencial genérico d,q apresenta grandezas elétricas cujo comportamento depende de qual eixo coordenado foi adotado para a referência. Posicionando-se o eixo “d” solidário ao estator fixo, têm-se grandezas senoidais para as tensões e correntes. Posicionando-se solidário ao

campo magnético girante do estator ou ao vetor tensão estatórico, que giram com velocidade síncrona, têm-se grandezas contínuas para tensões e correntes. Neste caso, o tratamento matemático e o projeto de controladores para regulação das grandezas elétricas d,q da máquina é mais simples, evitando-se a regulação de grandezas senoidais.

No caso dos estudos de regime permanente, também este último posicionamento descrito é mais adequado, uma vez que neste regime as grandezas contínuas estabilizadas apresentam derivadas nulas. Assim, o sistema de equações diferenciais se transforma num sistema de equações algébricas de solução matricial [40]:

$$V_{sd} = R_s \cdot i_{sd} - \omega_d \cdot \varphi_{sq} \quad V_{rd} = R_r \cdot i_{rd} - (\omega_d - \omega) \cdot \varphi_{rq} \quad (4.24)$$

$$V_{sq} = R_s \cdot i_{sq} + \omega_d \cdot \varphi_{sd} \quad V_{rq} = R_r \cdot i_{rq} + (\omega_d - \omega) \cdot \varphi_{rd} \quad (4.25)$$

Substituindo-se os fluxos magnéticos em função das correntes (4.1) obtém-se:

$$\begin{bmatrix} V_{sd} \\ V_{sq} \\ V_{rd} \\ V_{rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & -\omega_d \cdot l_s & 0 & -\omega_d \cdot l_m \\ \omega_d \cdot l_s & R_s & \omega_d \cdot l_m & 0 \\ 0 & -(\omega_d - \omega) \cdot l_m & R_r & -(\omega_d - \omega) \cdot l_r \\ (\omega_d - \omega) \cdot l_m & 0 & (\omega_d - \omega) \cdot l_r & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

As tensões estatóricas no referencial trifásico são dadas em 4.15. Para a máquina de indução de 2MW neste trabalho, a tensão fase-fase eficaz é de 690V. Aplicando-se a transformação do referencial trifásico (1,2,3) para o referencial bifásico genérico (0,d,q) e considerando-se nula as tensões do rotor em curto-circuito, resolve-se o sistema de equações lineares para cada condição de velocidade (ω) do rotor, obtendo-se as características de torque, potência ativa e potência reativa em função do escorregamento, tanto para o quadrante motor como gerador. As tensões transformadas resultam em:

$$V_{so} = 0 \quad V_{sd} = (\sqrt{2}/\sqrt{3}) \cdot V_s \quad V_{sq} = 0 \quad (4.27)$$

4.4.1.1. Máquina de Indução com Rotor em Gaiola

Um programa de simulação foi implementado na linguagem de programação do Matlab®, alimentando-se a máquina de indução de 2MW diretamente de uma rede elétrica 690V, 60Hz. Os parâmetros da máquina são apresentados no Anexo A. A Figura 4.6 apresenta a característica de torque – escorregamento para a máquina com tensão nula (V_r) no rotor.

A operação com escorregamento positivo, onde a velocidade do rotor está abaixo da velocidade síncrona, resulta em torques positivos, caracterizando a operação como motor. Já a operação com escorregamento negativo, onde a velocidade do rotor está acima da velocidade síncrona, resulta em torques negativos, caracterizando a operação como gerador. Verifica-se na Figura 4.6 que a máquina com rotor em curto-circuito pode operar em apenas 2 quadrantes:

Figura 4.6 - Curvas de torque e potência ativa da máquina em gaiola.

Observa-se na Figura 4.7 que para a máquina de indução com rotor em curto-circuito, seja com escorregamentos positivos ou negativos, a potência reativa é sempre positiva, implicando que a máquina sempre consome potência reativa, tanto para operação como motor ou como gerador:

Figura 4.7 - Curva de potência reativa para a máquina em gaiola.

Apresenta-se na Figura 4.8 os gráficos da potência ativa versus potência reativa no quadrante de operação como gerador, abrangendo as regiões estável e instável. Foram adotados como valores limites os escorregamentos nulo (velocidade síncrona), no ponto de torque máximo ($s_M=7,5\%$) e nos valores limites de $\pm 40\%$.

Figura 4.8 - Potência ativa x potência reativa no funcionamento como gerador
(a) $0 > s > -7,5\%$ (b) $-7,5\% > s > -40\%$.

Observa-se na Figura 4.8 que na região linear, entre os escorregamentos 0 e $-s_M$ (região estável de operação do gerador), quanto maior a potência ativa fornecida, maior a reativa consumida pelo gerador. Observa-se que para a máquina fornecer 2MW, que é a sua potência nominal, ela deve consumir 1Mvar da rede elétrica,

operando com um fator de potência de 0,89. Após o ponto de torque máximo, a potência ativa fornecida passa a reduzir enquanto a potência reativa consumida continua aumentando. Esta é a região instável de operação da máquina como gerador.

4.4.1.2. Controle de Velocidade Através de Resistores Externos

A adição de resistências externas nas três fases no circuito do rotor permite a alteração da curva de torque e conseqüentemente da velocidade da máquina dentro de uma faixa limitada de variação. Observa-se que os quadrantes de operação motor e gerador da máquina permanecem inalterados, com torque e potência ativa nulos para a velocidade síncrona. Uma desvantagem deste método, além da baixa eficiência devido à perda de potência nas resistências externas, reside também no fato de somente poder-se aumentar o escorregamento da máquina, através da inserção das resistências externas. Portanto, para a máquina operando como motor haverá uma redução da velocidade do eixo, enquanto que para a máquina operando como gerador haverá um aumento da velocidade do eixo devido à inclusão da resistência no rotor. A Figura 4.9 mostra as curvas de torque e potência reativa com a adição de resistências externas nas 3 fases do rotor, dadas em função da resistência rotórica por fase da máquina (R_r):

Figura 4.9 - Torque e potência reativa com a adição de resistores externos no rotor.

Observa-se nestas figuras que a adição de resistências no circuito do rotor aumenta a faixa de velocidade de operação da máquina na região estável e também melhora o fator de potência em regime permanente. A máquina também terá uma maior capacidade de torque de partida.

4.4.1.3. Análise do Regime Permanente do GIDE

O modelo da máquina em regime permanente obtido (4.26) permite um estudo detalhado do gerador de indução duplamente excitado (GIDE), onde através das escovas e anéis coletores, é aplicada uma tensão trifásica equilibrada no circuito do rotor. O equilíbrio de fluxos magnéticos do estator e do rotor da máquina de indução é regido pela expressão:

$$f_s = f_m + f_r \quad (4.28)$$

onde f_s e f_r são respectivamente a frequência das correntes no estator e a frequência de escorregamento da máquina (sendo igual à frequência das correntes nos enrolamentos do rotor), e f_m é a frequência de rotação do rotor. Observa-se na expressão 4.28 que dada a frequência f_s de 60Hz, nominal do gerador e fixada pela rede elétrica, pode-se aplicar uma determinada frequência da tensão no rotor (f_r) e assim controlar a velocidade da máquina no valor desejado (f_m).

Avalia-se assim a influência da amplitude, da frequência e do ângulo de fase da tensão rotórica aplicada, nos comportamentos do torque eletromagnético, potência ativa e potência reativa do gerador, uma vez que não são características naturais da máquina de indução. A Figura 4.10 mostra as características das potências ativa e reativa, para a tensão nula (rotor em curto-circuito), positiva e negativa aplicada no rotor. As tensões V_r apresentadas nesta figura são os valores eficazes das tensões fase-fase aplicadas no circuito do rotor trifásico. Conclui-se que a máquina poderá operar no modo motor, tanto em velocidade subsíncrona, que é a clássica, como em velocidade supersíncrona (tensão negativa aplicada no rotor). Similarmente, a máquina pode operar no modo gerador, tanto em velocidade supersíncrona, que é a

clássica, como em velocidade subsíncrona (tensão positiva aplicada no rotor). Observa-se também na Figura 4.10 que é possível operar a máquina como motor ou gerador, consumindo ou fornecendo potência reativa nos terminais do estator, para um dado escorregamento, através do ajuste do valor (amplitude e fase) da tensão aplicada no rotor [40].

Figura 4.10 - Potência ativa e reativa para tensões aplicadas no rotor.

4.4.1.4. Estudo do Regime Permanente do GIDE com Torque Variável

Considerando um torque variável aplicado no eixo da máquina, este constituirá mais uma das variáveis de entrada, juntamente com as tensões de estator e de rotor. Como a velocidade não é mais conhecida, passando a ser mais uma das variáveis a determinar, o sistema de equações algébricas torna-se não linear e deve ser resolvido por um algoritmo iterativo, como por exemplo o de Newton Rapshon, com o seguinte sistema de 5 equações [45]:

$$\begin{bmatrix} V_{sd} \\ V_{sq} \\ V_{rd} \\ V_{rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & -\omega_s l_s & 0 & -\omega_s l_m \\ \omega_s l_s & R_s & \omega_s l_m & 0 \\ 0 & -(\omega_s - \omega) l_m & R_r & -(\omega_s - \omega) l_r \\ (\omega_s - \omega) l_m & 0 & (\omega_s - \omega) l_r & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix} \quad (4.29)$$

$$T_L = \frac{3}{2} \cdot p \cdot l_m [i_{sq} \cdot i_{rd} - i_{sd} \cdot i_{rq}] \quad (4.30)$$

Sendo X o vetor de incógnitas ($X = i_{sd}, i_{sq}, i_{rd}, i_{rq}, \omega$), a solução do processo iterativo para uma determinada tolerância dos incrementos ($\Delta X(i)$) em cada variável do conjunto X é dada por:

$$X(i+1) = X(i) + \Delta X(i) \quad (4.31)$$

onde $\Delta X(i)$ é calculado usando a matriz Jacobiana $[J(X)]$ associada:

$$[J(X)] = \begin{bmatrix} R_s & -\omega_s \cdot l_s & 0 & -\omega_s \cdot l_m & 0 \\ \omega_s \cdot l_s & R_s & \omega_s \cdot l_m & 0 & 0 \\ 0 & -(\omega_s - \omega) \cdot l_m & R_r & -(\omega_s - \omega) \cdot l_r & l_r \cdot i_{rq} + l_m \cdot i_{sq} \\ (\omega_s - \omega) \cdot l_m & 0 & (\omega_s - \omega) \cdot l_r & R_r & -l_r \cdot i_{rd} - l_m \cdot i_{sd} \\ -\frac{3}{2} \cdot p \cdot l_m \cdot i_{rq} & \frac{3}{2} \cdot p \cdot l_m \cdot i_{rd} & \frac{3}{2} \cdot p \cdot l_m \cdot i_{sq} & -\frac{3}{2} \cdot p \cdot l_m \cdot i_{sd} & 0 \end{bmatrix} \quad (4.32)$$

A condição inicial para a solução do método iterativo de Newton Raphson foi adotada com o rotor na velocidade síncrona (ω_s), correntes de rotor nulas ($i_{rd}=0$ e $i_{rq}=0$) e as correntes do estator foram calculadas a partir da equação 4.29. A Figura 4.11 mostra o comportamento do torque eletromagnético e da potência ativa do estator, utilizando-se tensão nominal de 690V no estator, fazendo o conjugado de carga no eixo da máquina variar entre $\pm T_L$ nominal, e para três valores diferentes de tensão de rotor aplicada (-15V, 0V, +15V). Observa-se nesta figura a dependência da potência ativa com a tensão rotórica, podendo a máquina operar no quadrante motor ou gerador, com velocidade subsíncrona ou supersíncrona. Para tensão nula no rotor, a potência nominal é atingida para um escorregamento de aproximadamente 1,1% , sendo este portanto o escorregamento nominal da máquina.

Figura 4.11 - Torque eletromagnético e potência ativa do estator função da tensão rotórica aplicada.

4.4.1.5. Estudo do Regime Permanente do GIDE com Torque e Potência Reativa de Estator Variáveis

Este estudo de regime permanente objetiva determinar qual tensão de rotor (V_r) deve ser aplicada na máquina, para que com um determinado conjugado de carga do eixo (T_L) e uma determinada velocidade do rotor (ω), obtenha-se valores específicos de potência reativa do estator (Q_s). As principais aplicações deste estudo são obter as condições para a operação do GIDE com fator de potência unitário no estator, bem como dimensionar o conversor estático de potência a ser instalado no circuito rotórico e respectivos filtros a partir da máxima tensão de rotor a ser sintetizada pelo conversor e do máximo fluxo de potência reativa entre o circuito do rotor e a rede elétrica.

Matematicamente, o sistema não linear descrito pelas equações 4.29 e 4.30 será aumentado por mais uma equação, da potência reativa do estator Q_s (4.5). O vetor de incógnitas é dado por $X = i_{sd}, i_{sq}, i_{rd}, i_{rq}, V_{rd}, V_{rq}$ e os termos independentes são $V_{sd}, V_{sq}, \omega, T_L$ e Q_s . A matriz Jacobiana passa a ser de 6^a ordem sendo dada por [45]:

$$[J(X)] = \begin{bmatrix} R_s & -\omega_s l_s & 0 & -\omega_s l_m & 0 & 0 \\ \omega_s l_s & R_s & \omega_s l_m & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -(\omega_s - \omega) l_m & R_r & -(\omega_s - \omega) l_r & -1 & 0 \\ (\omega_s - \omega) l_m & 0 & (\omega_s - \omega) l_r & R_r & 0 & -1 \\ -\frac{3}{2} p l_m i_{rq} & \frac{3}{2} p l_m i_{rd} & \frac{3}{2} p l_m i_{sq} & -\frac{3}{2} p l_m i_{sd} & 0 & 0 \\ \frac{3}{2} V_{sq} & -\frac{3}{2} V_{sd} & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.33)$$

Figura 4.12 - Potências ativas com potência reativa do estator fixada.

Aplicando-se o torque nominal no eixo da máquina, com tensão plena aplicada no estator, e fixando-se a potência reativa $Q_s=0$, verifica-se na figura 4.12 para uma faixa de escorregamento de 0,5 a -0,5, a potência ativa de estator (P_s) e de rotor (P_r). Na figura 4.13 observa-se a tensão (V_r) a ser aplicada no circuito trifásico rotórico de modo a obter as condições pré-estabelecidas de torque nominal e fator de potência unitário no estator do GIDE. Nota-se que neste caso nenhuma condição foi imposta para as potências ativa e reativa do rotor (P_r e Q_r).

Figura 4.13 - Tensão fase-fase eficaz de rotor.

Observa-se que para escorregamentos positivos (velocidade subsíncrona) o rotor da máquina consome potência ativa da rede. Assim, a potência total gerada é menor que a potência nominal da máquina. Por outro lado, para escorregamentos negativos (velocidade supersíncrona) o rotor da máquina também fornece potência ativa, que somada à potência do estator resulta no valor total de potência gerada pela máquina para a rede elétrica.

4.5 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentado o modelo trifásico da máquina de indução e a sua conversão para o referencial d,q genérico. A transformação vetorial complexa foi conceituada permitindo obter um equacionamento mais simples para implementação do controle vetorial do gerador. O modelo do GIDE em regime permanente foi desenvolvido e um programa de simulação no software Matlab® foi elaborado para levantar as características de torque, potência ativa e potência reativa, em função do escorregamento. Observaram-se as regiões estáveis e instáveis de operação do GIDE e o seu fator de potência nominal de 0,89 indutivo. Concluiu-se que é possível fornecer ou consumir potência reativa, para a máquina operando como gerador, em função da amplitude e fase da tensão rotórica aplicada. Estudos foram realizados para determinar qual tensão de rotor (V_r) deveria ser aplicada, para um determinado

conjugado de carga e velocidade do rotor conhecidos, e uma potência (Q_s) fixada para o controle do fator de potência do gerador. Resolveu-se numericamente o sistema não linear e observou-se que foram necessárias tensões de rotor de até 370V (fase-fase eficaz) para obtenção do fator de potência unitário do gerador, considerando-se uma faixa do escorregamento. Estas informações são importantes para o projeto dos conversores estáticos do circuito do rotor do GIDE.

5 SISTEMAS DE ENERGIA EÓLICA COM A MÁQUINA DE INDUÇÃO DUPLAMENTE EXCITADA (GIDE)

Predomina, atualmente no mundo, a instalação de turbinas eólicas com potências típicas de até 1MW, construídas segundo o “Conceito Dinamarquês”, no qual é utilizado um gerador de indução em gaiola de esquilo diretamente conectado à rede elétrica, geralmente com dupla polaridade, podendo operar com velocidades nominais diferentes para altos e baixos ventos. O rotor da turbina é acoplado ao eixo do gerador por uma caixa de engrenagens com relação fixa de transformação de velocidades. Assim, para cada valor de velocidade do vento, a turbina deve operar basicamente em velocidade constante. Conseqüentemente, o desempenho destas turbinas depende fundamentalmente das características dos diversos subsistemas mecânicos como o controle do ângulo de passo e o dispositivo de frenagem, cujos tempos de resposta devem situar-se na faixa de dezenas de milisegundos [46]. Neste sistema, quando ocorrem rajadas de vento, grandes variações na potência elétrica gerada são observadas e fortes estresses mecânicos são absorvidos pelos sistemas de eixos e engrenagens. Isto implica na necessidade de um projeto mecânico de custo elevado principalmente para turbinas de elevada potência, e a necessidade de um sistema de potência forte no ponto de acoplamento com a turbina eólica para a estabilidade operacional.

Alternativamente ao “Conceito Dinamarquês”, modernos sistemas de conversão de energia eólica (SCEE's), com turbinas de potência mais elevada (acima de 1MW) estão sendo desenvolvidos, com possibilidade de operar com velocidade variável na turbina. Comparando-se com os sistemas à velocidade fixa, enumera-se as seguintes vantagens:

- A operação em velocidade variável permite um sistema de controle do ângulo de passo mais simples, podendo ter constantes de tempo mais elevadas, resultando em menores picos de potência injetados na rede.
- Quando da ocorrência de rajadas de vento, esta energia adicional é armazenada na inércia mecânica do eixo em velocidade variável, resultando

assim num comportamento elástico, que reduz as pulsações de torque no eixo e conseqüentemente na potência elétrica gerada.

- A redução de pulsações e picos de torque e da potência gerada melhora os aspectos de qualidade da energia, como o perfil de tensões na rede e a ocorrência de cintilações luminosas (*“flicker”*).
- Maior eficiência energética do SCEE uma vez que a velocidade da turbina pode ser ajustada em função da velocidade do vento maximizando a extração de potência disponível no vento.
- Redução dos ruídos acústicos que são proporcionais à velocidade de rotação da turbina. Assim, para baixos ventos ou sob restrições da potência a ser despachada, pode-se operar com baixas velocidades de rotação reduzindo a emissão de ruídos.

5.1 Máquinas de Indução Duplamente Excitadas

Dentre as diversas tecnologias de SCEE's à velocidade variável, apresentadas no Capítulo 2 (seção 2.5), elegeu-se para aplicação neste trabalho, a máquina de indução duplamente excitada (GIDE), que apresenta importantes características adicionais ao já exposto na seção 2.5:

- O gerador é controlado numa faixa limitada de velocidade, tipicamente no máximo $\pm 30\%$ da velocidade síncrona nominal.
- Redução da complexidade e custo do filtro do circuito do rotor, uma vez que a capacidade do mesmo será limitada a no máximo 40% da potência nominal do gerador, e também porque os harmônicos produzidos no conversor estático são reduzidos, devido às elevadas frequências de chaveamento dos semicondutores.

- Aumento da eficiência do sistema de geração devido à redução das perdas no chaveamento do conversor estático, por este processar apenas parte da potência nominal do gerador.

Com base no exposto acima, são apresentadas a seguir, as alternativas tecnológicas de máquinas de indução duplamente excitadas [25]:

5.1.1 Máquina de Indução Duplamente Excitada Padrão

Trata-se de uma máquina de indução de rotor bobinado, com escovas de carvão e anéis coletores para conexão elétrica ao circuito do rotor. O estator é diretamente conectado à rede elétrica que fixa sua frequência, enquanto o circuito de rotor é controlado por um inversor estático conectado aos anéis coletores.

Figura 5.1 - Máquina de indução duplamente excitada padrão.

5.1.2 Máquina de Indução Duplamente Excitada em Cascata

Está é composta por duas máquinas de indução de rotor bobinado que são conectadas mecanicamente pelo rotor e também eletricamente pelo circuito do rotor. O estator da primeira máquina é conectado diretamente à rede, enquanto o estator da segunda máquina é conectado à rede via um conversor estático. A estratégia consiste em controlar a tensão do rotor da primeira máquina através da tensão do rotor da

segunda máquina. Com isto, é possível controlar-se de forma desacoplada os fluxos de potências ativa e reativa entre o SCEE e a rede elétrica. Devido à grande quantidade de enrolamentos, as perdas são maiores se comparadas com uma máquina de indução duplamente excitada padrão de mesma capacidade nominal, não sendo portanto, muito prática esta configuração.

Figura 5.2 - Máquina de indução duplamente excitada em cascata.

5.1.3 Máquina de Indução Duplamente Excitada em Cascata com Carcaça Única

Esta máquina tem a mesma configuração do item anterior, porém acondicionada numa mesma única carcaça. Apresenta uma construção mecânica mais robusta, entretanto a eficiência total será menor se comparada ao esquema anterior.

5.1.4 Máquina de Indução Duplamente Excitada sem Escovas

Esta consiste de uma máquina de indução com uma gaiola especial, sem escovas nem anéis coletores, e com dois enrolamentos de estator na mesma ranhura: um para a geração de potência (principal) e o outro para o controle e excitação (auxiliar), sendo o primeiro conectado diretamente à rede elétrica e o outro conectado a esta, via conversor estático. De forma a não haver o efeito transformador direto entre os dois

enrolamentos de estator, eles não podem ter o mesmo número de pares de pólos, sendo tipicamente esta relação maior ou igual a 2 de forma a prevenir desbalanços magnéticos no rotor. O número de pólos do rotor deve ser igual à soma dos números de pólos nos dois enrolamentos do estator [25].

Figura 5.3 - Máquina de indução duplamente excitada sem escovas.

5.2 Modelo Dinâmico da Máquina de Indução Duplamente Excitada Padrão (GIDE)

Das alternativas tecnológicas descritas no item anterior, adotou-se neste trabalho a tecnologia de máquina de indução duplamente excitada padrão, pois dentre todas, esta é a tecnologia mais utilizada atualmente pelos fabricantes de SCEE's com máquinas de indução em velocidade variável.

Objetivando simplificar o modelo matemático da máquina, reduzindo o número de equações, e também permitir o projeto do sistema de controle vetorial do conjunto turbina-gerador, descreve-se as equações da máquina num referencial orientado no vetor fluxo estático ($\vec{\varphi}_s$), transformando-se as equações do referencial complexo de estator fixo (S_α, S_β) e rotor girante (R_α, R_β), para este referencial do vetor fluxo estático. Nesta seção serão utilizados como base os modelos matemáticos propostos por W. Leonhard para estudos de motores [35], adaptando-se a teoria para

o GIDE, utilizando-se entretanto a transformação para sistemas em por unidade introduzida por E. Clark [47].

Partindo do modelo da máquina no referencial complexo descrito pelas equações 4.10 a 4.14, define-se o vetor corrente de magnetização do estator associado ao vetor fluxo de estator:

$$\vec{\varphi}_s = l_m \vec{I}_{ms}, \text{ e utilizando os módulos dos vetores: } \varphi_s = l_m \cdot I_{ms} \quad (5.1)$$

Substituindo-se em 5.1 a expressão do fluxo estatórico dada em 4.10, resulta:

$$\vec{I}_{ms} = (1 + \sigma_s) \vec{I}_s + \vec{I}_r \cdot e^{j\theta}, \text{ onde vetorialmente: } \vec{I}_{ms} = I_{ms} \cdot e^{j\psi} \quad (5.2)$$

Nestas expressões, φ_s e I_{ms} representam os módulos dos vetores fluxo estatórico e corrente estatórica de magnetização associada, θ e ψ são respectivamente os ângulos elétricos de posição do rotor e do eixo “d” posicionado sobre o vetor fluxo estatórico da máquina, em relação aos eixos bifásicos (S_α, S_β) do estator fixo.

5.2.1 Parâmetros e Coeficientes da Máquina

Nesta seção utilizam-se as seguintes expressões relacionando os diversos parâmetros da máquina de indução:

$$l_s = (1 + \sigma_s) \cdot l_m \quad l_r = (1 + \sigma_r) \cdot l_m \quad (5.3)$$

$$\frac{l_m}{1 + \sigma_r} = (1 - \sigma) \cdot l_s \quad \frac{l_m}{1 + \sigma_s} = (1 - \sigma) \cdot l_r \quad (5.4)$$

$$\sigma = \frac{l_s \cdot l_r - l_m^2}{l_s \cdot l_r} = 1 - \frac{l_m^2}{l_s \cdot l_r} \quad (5.5)$$

Onde σ_s é o coeficiente de dispersão de fluxo do estator; σ_r é o coeficiente de dispersão de fluxo do rotor e σ é o coeficiente de dispersão de fluxo total da máquina.

5.2.2 Equações da Máquina no Referencial Complexo de Estator e Rotor

Na máquina de indução duplamente excitada o estator é alimentado diretamente pela rede elétrica, cuja frequência é determinada pelo sistema de potência interligado, enquanto o rotor é alimentado por uma tensão produzida pelo conversor de potência do lado do rotor da máquina (CLM). A Figura 5.4 apresenta os diversos eixos coordenados para orientação do controle da máquina.

Figura 5.4 - Eixos coordenados para orientação do controle.

A partir da equação 5.2 escreve-se o vetor corrente do estator em função dos vetores corrente de magnetização e corrente do rotor:

$$\vec{I}_s = \frac{1}{(1 + \sigma_s)} \cdot [\vec{I}_{ms} - \vec{I}_r \cdot e^{j \cdot \theta}] \quad (5.6)$$

Substituindo-se as equações 5.6 e 5.2 nas equações 4.11 e 4.12, de tensões estatórica e rotórica, nos referenciais complexos de estator fixo e rotor girante, obtém-se:

$$\tau_s \cdot \frac{d}{dt} \bar{I}_{ms} + \bar{I}_{ms} = \frac{(1 + \sigma_s)}{R_s} \cdot \bar{V}_s + \bar{I}_r \cdot e^{j\theta} \quad (5.7)$$

$$\sigma \cdot \tau_r \cdot \frac{d}{dt} \bar{I}_r + \bar{I}_r = \frac{\bar{V}_r}{R_r} - \frac{\bar{E}_r}{R_r} \quad (5.8)$$

onde nestas expressões $\tau_s = l_s/R_s$, $\tau_r = l_r/R_r$ são respectivamente as constantes de tempo do circuito do estator e do rotor, enquanto $\bar{E}_r$ representa uma força eletromotriz induzida no circuito rotórico, devido ao escorregamento da máquina, sendo dada por:

$$\bar{E}_r = (1 - \sigma) \cdot l_r \cdot \left\{ \frac{d}{dt} I_{ms} + j \cdot (\omega_d - \omega) \cdot I_{ms} \right\} \cdot e^{j(\psi - \theta)} \quad (5.9)$$

Também a partir da expressão 4.13 do torque eletromagnético, substituindo-se a expressão 5.6 obtém-se:

$$T_e = \frac{3}{2} \cdot p \cdot \frac{l_m}{(1 + \sigma_s)} \cdot \Im \cdot \left\{ \bar{I}_{ms} \cdot [\bar{I}_r \cdot e^{j\theta}]^* \right\} \quad (5.10)$$

5.2.3 Modelo Final da Máquina Orientado no Vetor Fluxo Estatórico

Estas equações acima estão escritas nos seus respectivos referenciais, onde equações e vetores de grandezas do estator, estão baseadas nos eixos do estator fixo (S_α, S_β) e equações e vetores de grandezas do rotor estão baseadas nos eixos do rotor girante (R_α, R_β). Faz-se então uma transformação de coordenadas referindo-se todas as equações para um único sistema de eixos d,q genéricos, resultando em coordenadas complexas dos eixos d,q (representado neste texto pelo símbolo “^” sobre o vetor), onde por exemplo $\hat{V}_s = V_{sd} + j \cdot V_{sq}$. As seguintes expressões referem os diversos vetores para os novos eixos coordenados:

Grandezas de Estator:

Grandezas de Rotor:

$$\vec{I}_s = \hat{I}_s \cdot e^{j\psi} \quad \vec{I}_r = \hat{I}_r \cdot e^{j(\psi-\theta)} \quad (5.11)$$

$$\vec{\phi}_s = \hat{\phi}_s \cdot e^{j\psi} \quad \vec{\phi}_r = \hat{\phi}_r \cdot e^{j(\psi-\theta)} \quad (5.12)$$

$$\vec{V}_s = \hat{V}_s \cdot e^{j\psi} \quad \vec{V}_r = \hat{V}_r \cdot e^{j(\psi-\theta)} \quad (5.13)$$

$$\vec{I}_{ms} = \hat{I}_{ms} \cdot e^{j\psi} \quad \vec{E}_r = \hat{E}_r \cdot e^{j(\psi-\theta)} \quad (5.14)$$

Realizando-se estas transformações de coordenadas e substituindo-se nas equações 5.6 a 5.10, e utilizando-se também a expressão 5.2, obtém-se o novo conjunto de equações vetoriais já separadas em equação da parte real e da parte imaginária:

- Fluxos magnéticos:

Estator:

Rotor:

$$\phi_{sd} = l_s \cdot i_{sd} + l_m \cdot i_{rd} \quad \phi_{rd} = l_r \cdot i_{rd} + l_m \cdot i_{sd} \quad (5.15)$$

$$\phi_{sq} = l_s \cdot i_{sq} + l_m \cdot i_{rq} \quad \phi_{rq} = l_r \cdot i_{rq} + l_m \cdot i_{sq} \quad (5.16)$$

- Equações estatóricas:

$$\tau_s \cdot \frac{d}{dt} I_{ms} + I_{ms} = \frac{(1 + \sigma_s)}{R_s} \cdot V_{sd} + i_{rd} \quad (5.17)$$

$$\frac{d}{dt} \psi = \omega_d = \frac{1}{\tau_s \cdot I_{ms}} \cdot \left[\frac{(1 + \sigma_s)}{R_s} \cdot V_{sq} + i_{rq} \right] \quad (5.18)$$

- Equações rotóricas:

$$\sigma \cdot \tau_r \cdot \frac{d}{dt} i_{rd} + i_{rd} = \frac{1}{R_r} \cdot V_{rd} + \sigma \cdot \tau_r \cdot (\omega_d - \omega) \cdot i_{rq} - \frac{1}{R_r} \cdot e_{rd} \quad (5.19)$$

$$\sigma \cdot \tau_r \cdot \frac{d}{dt} i_{rq} + i_{rq} = \frac{1}{R_r} \cdot V_{rq} - \sigma \cdot \tau_r \cdot (\omega_d - \omega) \cdot i_{rd} - \frac{1}{R_r} \cdot e_{rq} \quad (5.20)$$

onde os termos e_{rd} e e_{rq} representam as componentes nos eixos d,q da f.e.m induzida no rotor devido ao escorregamento da máquina:

$$e_{rd} = (1 - \sigma) l_r \cdot \frac{d}{dt} I_{ms} \quad e_{rq} = (1 - \sigma) l_r \cdot (\omega_d - \omega) I_{ms} \quad (5.21)$$

- Torque eletromagnético:

$$T_e = -\frac{3}{2} \cdot p \cdot (1 - \sigma) \cdot l_r \cdot I_{ms} \cdot i_{rq} \quad (5.22)$$

- Velocidades angulares do modelo :

$$\omega_r = \frac{d}{dt} \varepsilon \quad \omega = \frac{d}{dt} \theta \quad \omega_d = \frac{d}{dt} \psi \quad (5.23)$$

- Equação mecânica:

$$T_e - T_L = \frac{J}{p} \cdot \frac{d}{dt} \omega \quad (5.24)$$

- Potências ativa e reativa no estator:

$$P_s = \frac{3}{2} \cdot [V_{sd} \cdot i_{sd} + V_{sq} \cdot i_{sq}] \quad Q_s = \frac{3}{2} \cdot [V_{sq} \cdot i_{sd} - V_{sd} \cdot i_{sq}] \quad (5.25)$$

- Potências ativa e reativa no Rotor:

$$P_r = \frac{3}{2} \cdot [V_{rd} \cdot i_{rd} + V_{rq} \cdot i_{rq}] \quad Q_r = \frac{3}{2} \cdot [V_{rq} \cdot i_{rd} - V_{rd} \cdot i_{rq}] \quad (5.26)$$

5.3 Definição do Controle do GIDE

A partir do modelo da máquina de indução duplamente excitada orientado no vetor fluxo magnético do estator, pode-se estabelecer os modos de controle a serem implementados e as equações diferenciais que regem seus comportamentos

dinâmicos. A equação 5.17 apresenta a dinâmica da corrente de magnetização (I_{ms}) associada com o fluxo do estator, dependendo da tensão estatórica e da corrente rotórica de eixo “d”. Assim, com a corrente i_{rd} constante imposta pelo conversor estático de potência, a corrente I_{ms} e também o fluxo de estator ficam constantes, função da tensão V_{sd} , variando apenas quando ocorrem transitórios na corrente i_{rd} . Esta é uma importante característica do GIDE, pois este tem o estator ligado diretamente à rede elétrica (de 60Hz neste caso), o que não ocorre para outras configurações de velocidade variável onde um conversor estático de potência separa o estator da máquina da rede elétrica. Já a equação 5.18 permite estimar o ângulo de posição do vetor fluxo estatórico (ψ), a partir da tensão de eixo “q” do estator e da corrente i_{rq} , que no caso da máquina com rotor bobinado pode ser medida. A estimação deste ângulo é vital para o posicionamento de todo o sistema de controle vetorial do gerador, podendo ocorrer desvios nos controles se houver algum erro na determinação deste ângulo.

As equações diferenciais 5.19 e 5.20 introduzem as malhas de controle para as correntes do rotor, mostrando a sua dependência com a grandeza de controle propriamente dita que é a tensão aplicada ao rotor ($V_{rd,q}$), mas também mostrando seu acoplamento cruzado com outras grandezas que são as próprias correntes do rotor $i_{rd,q}$ (que são medidas no rotor bobinado) e as forças eletromotrizes induzidas no rotor ($e_{rd,q}$) pelo efeito do escorregamento da máquina, que por sua vez são calculadas a partir das expressões 5.21. Estes termos de acoplamento cruzado foram tratados como sinais de compensação no projeto das malhas de controle das correntes rotóricas da máquina.

Finalmente a equação 5.22 apresenta a dependência do torque eletromagnético com a corrente de magnetização (I_{ms}) e a corrente de eixo “q” do rotor (i_{rq}). Como estas duas correntes podem ser controladas independentemente como visto anteriormente, obtém-se um desacoplamento do controle da magnetização da máquina e do torque eletromagnético, e consequentemente das potências ativa e reativa do gerador. A seguir descrevem-se dois esquemas completos das estratégias de controle da turbina com o GIDE, utilizando o controle vetorial apresentado, que foram analisados neste trabalho.

5.3.1 Estratégia de Controle de Velocidade

Esta estratégia foi introduzida no Capítulo 3 (seção 3.2.5.2 (a)). Nesta, para ventos abaixo do vento nominal a velocidade é ajustada de forma a se obter a velocidade específica ótima, maximizando a produção de potência pela turbina. Assim a corrente i_{rq} controla o torque eletromagnético que por sua vez controla a velocidade do gerador. A corrente i_{rd} controla a magnetização da máquina e conseqüentemente a potência reativa do estator. Para ventos acima do vento nominal, a velocidade continua sendo controlada até atingir o valor limite permitido pelo sistema de controle, tipicamente 120% a 130% da velocidade síncrona. Por outro lado, no nível de controle do rotor eólico a potência de referência é ajustada no valor nominal, sendo comparada com a potência ativa gerada. O erro de potências comanda a atuação do ângulo de passo somente quando a potência gerada ultrapassar a potência de referência.

Figura 5.5 - Controle de velocidade.

A Figura 5.5 apresenta o esquema completo de simulação desta estratégia de controle. O vento implementado pode ser um modelo matemático com parte determinística, como implementado neste trabalho, e parte estocástica, ou uma seqüência conhecida de ventos obtida a partir de medições no local da instalação do parque eólico. Os modelos da turbina eólica, dos eixos elásticos e do gerador elétrico de indução já foram vistos nas seções 2.4 e 4.2 respectivamente. O controlador do ângulo de passo e o comportamento dinâmico do mesmo, função do dispositivo atuador, foram apresentados na seção 3.2.2. O projeto do controlador de velocidade rotórica e do conversor estático de potência serão realizados nos Capítulos 6 e 7 a seguir. O controlador de potência reativa pode operar a partir de uma potência reativa de referência, de um fator de potência de referência ou da própria tensão terminal de referência. Este último caso de controle de tensão é necessário quando existir uma penetração muito grande de sistemas eólicos, onde os mesmos terão que participar juntamente com as máquinas síncronas das hidrelétricas e das usinas térmicas no controle de tensão e frequência do sistema de potência. Finalmente o modelo da rede elétrica a ser utilizado depende dos estudos a serem realizados com as simulações. Para estudos de estabilidade eletromecânica de sistemas pode-se utilizar a rede modelada por matriz admitância de barras, válida para fenômenos mais lentos, na banda de frequência dos transitórios eletromecânicos das máquinas (até 10Hz). Para estudos de qualidade da energia, a exemplo de variações rápidas de tensão e variações de tensão de curta duração (VTCD's), modelos transitórios da rede, com respectivas equações diferenciais, devem ser utilizados de forma a melhor representar os fenômenos transitórios rápidos, em bandas de frequência maiores.

5.3.2 Estratégia de Controle de Potência

Esta estratégia foi introduzida no Capítulo 3 (seção 3.2.5.2 (b)). Nesta, para ventos abaixo do vento nominal, a velocidade é ajustada de forma a se obter a velocidade específica ótima, similar ao caso do item anterior. Para ventos acima do vento nominal, no nível de controle do gerador, o toque eletromagnético é utilizado para controlar e limitar a potência ativa na saída do gerador no valor nominal, através da

corrente i_{rq} do rotor. A corrente i_{rd} por sua vez continua sendo utilizada para controlar a potência reativa do estator. Já no nível de controle do rotor eólico, a grandeza de referência é a velocidade máxima permitida como um limite seguro de operação da turbina, sendo comparada com a velocidade medida. O erro de velocidade comanda a atuação do ângulo de passo somente quando a velocidade limite for excedida.

Figura 5.6 - Controle de potência.

A Figura 5.6 apresenta o esquema completo de simulação desta estratégia de controle. Todos os blocos do programa de simulação já foram explicados na seção anterior. Com esta estratégia, na ocorrência de rajadas de vento, a potência do gerador pode ser mantida num valor constante igual ao nominal, através do controle vetorial das grandezas elétricas, enquanto a velocidade do rotor aumenta armazenando energia. Caso a velocidade do vento se mantenha elevada, a velocidade do rotor atingirá o valor superior limite e o ângulo de passo será ajustado para reduzir a eficiência aerodinâmica e o torque da turbina, resultando assim numa redução da velocidade, ficando fixada no valor limite permitido.

5.4 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados os sistemas de energia eólica com a máquina de indução duplamente excitada (GIDE). Foram enumeradas as vantagens e desvantagens desta tecnologia de velocidade variável em relação aos sistemas à velocidade fixa, tendo como principal diferencial a maior eficiência energética do GIDE, aproveitando melhor os diversos regimes de vento para produzir potência. As diversas alternativas tecnológicas de máquinas de indução duplamente excitada foram apresentadas, destacando-se a configuração padrão que está sendo mais usada atualmente pelos fabricantes e que foi adotada nos estudos deste trabalho. O modelo do GIDE padrão com respectivos parâmetros e coeficientes foi obtido. As equações do GIDE, no referencial complexo de estator fixo e de rotor girante, foram escritas e o modelo complexo final da máquina orientado no vetor fluxo do estator foi obtido. A partir deste modelo, foram discutidas as equações para controle da velocidade, do torque eletromagnético, do fluxo magnético do estator, das potências ativa e reativa, e as equações para a estimação dos parâmetros necessários para a orientação do controle vetorial. Duas estratégias de controle, com procedimento comum de controle de velocidade para ventos abaixo do vento nominal, e com diferentes formas de controle para ventos superiores ao nominal foram analisadas e explicadas. Os diagramas de blocos dos programas de simulação desenvolvidos foram apresentados e referenciados com as diferentes seções do texto onde estes blocos são detalhados matematicamente. Conclui-se que a segunda estratégia (Figura 5.6) apresenta melhores resultados para a qualidade da energia na rede elétrica, devido à limitação dos picos de potência, com rápida atuação do controle vetorial do gerador, quando da ocorrência de rajadas e rampas de vento. A utilização do esquema de simulação, e simplificações necessárias no programa, foi discutida em função dos objetivos dos estudos, seja para a análise de estabilidade eletromecânica do sistema de potência, ou para a análise de qualidade da energia no ponto de conexão do parque eólico com o sistema de potência.

6 CONTROLE DO CONVERSOR NO LADO DA MÁQUINA

6.1 Introdução

A máquina de indução duplamente alimentada (GIDE) é equipada com 2 conversores estáticos no rotor, CA/CC/CA, numa configuração dual, formados por pontes conversoras trifásicas de 6 pulsos, geralmente com transistor bipolar com gate isolado (IGBT), interligados por um barramento de corrente contínua (CC) e um filtro com capacitor para estabilização da tensão no barramento CC e para armazenamento de energia no conjunto. O conversor do lado da máquina CLM (ou do lado do rotor) funciona de forma a produzir correntes e tensões com amplitude, frequência e fase variáveis, utilizando técnicas de controle vetorial. Permite assim, o fluxo de potência ativa e reativa de forma bi-direcional no circuito do rotor, podendo a máquina operar em velocidades subsíncrona e supersíncrona.

As estratégias de controle vetorial, apresentadas no Capítulo 5, no conversor do lado da máquina, são orientadas no eixo do vetor fluxo estatórico, garantindo um desacoplamento quase ideal entre os canais de controle de potência ativa e de potência reativa do GIDE. A primeira estratégia escolhida para modelagem neste caso foi a realimentação de velocidade do gerador e uma ação de controle direto de potência reativa. Para ventos superiores ao vento nominal da turbina, foi adotada inicialmente a forma de controle apresentada na seção 5.3.1 onde a potência ativa nominal é a referência a ser comparada com a potência ativa gerada, e este erro de potências comanda a atuação do ângulo de passo de forma a limitar a potência gerada no valor nominal do gerador.

A realimentação de velocidade atua no controle indireto de conjugado, através da corrente de eixo em quadratura do rotor do GIDE (defasada de 90° do fluxo estatórico), garantindo uma resposta dinâmica mais eficiente e com máximo aproveitamento da energia de rampas e rajadas de vento. Apesar de apresentar dificuldades na definição da velocidade de referência, pois utiliza um sinal de

velocidade de vento de entrada que, em grandes turbinas, é significativamente perturbado pela própria operação da turbina, esta estratégia é a mais comumente empregada pelos fabricantes.

O controle direto de potência reativa atua na corrente de eixo direto do rotor e possibilita ao gerador operar fornecendo ou consumindo potência reativa da rede, o que permitirá a implementação de estratégias adicionais de controle do fator de potência do gerador e da tensão na rede elétrica local de conexão com o parque eólico.

A Figura 6.1 apresenta a estrutura do conversor estático de potência, onde o conversor à esquerda conectado à rede elétrica será chamado de Conversor do Lado da Rede (CLR) enquanto que o conversor à direita, conectado ao circuito do rotor do gerador será chamado de Conversor do Lado da Máquina (CLM)

Figura 6.1 - Conversores estáticos de potência no circuito do rotor da máquina.

Interligando os dois conversores existe um barramento de corrente contínua (“*Link CC*”) configurando uma topologia de conversores fonte de tensão, devido à ação de estabilização da tensão V_{cc} pelo capacitor “C”. Este barramento é modelado matematicamente utilizando-se as correntes contínuas provenientes do CLR (I_{ccrede}) e do CLM (I_{ccmaq}) que subtraídas resultam na corrente do capacitor I_c .

$$I_{ccrede} - I_{ccmaq} = I_c = C \cdot \frac{d}{dt} V_{cc} \quad (6.1)$$

6.2 Estimação do Fluxo Magnético do Estator

O controle de corrente do conversor de rotor é orientado no vetor fluxo magnético de estator da máquina, sendo necessário estimar a posição deste vetor fluxo. Como o estator é conectado diretamente à rede, e considerando-se pequena a influência da resistência estatórica, pode-se considerar a corrente de magnetização I_{ms} praticamente constante. O ângulo de posição do vetor fluxo do estator pode ser calculado a partir das expressões de tensão estatórica no referencial estacionário s_α , s_β :

$$V_{s\alpha} = R_s \cdot i_{s\alpha} + \frac{d}{dt} \varphi_{s\alpha} \quad V_{s\beta} = R_s \cdot i_{s\beta} + \frac{d}{dt} \varphi_{s\beta} \quad (6.2)$$

Assim os valores das componentes de fluxo do estator no referencial estacionário e o ângulo de posição do fluxo são obtidos por:

$$\varphi_{s\alpha} = \int (V_{s\alpha} - R_s \cdot i_{s\alpha}) \cdot dt \quad \varphi_{s\beta} = \int (V_{s\beta} - R_s \cdot i_{s\beta}) \cdot dt \quad (6.3)$$

$$\psi = \int \omega_s \cdot dt = \arctan \frac{\varphi_{s\beta}}{\varphi_{s\alpha}} \quad \varphi_s = \sqrt{(\varphi_{s\alpha})^2 + (\varphi_{s\beta})^2} \quad (6.4)$$

A partir destas expressões, define-se a corrente de magnetização do estator:

$$I_{ms} = \frac{\varphi_s}{l_m} = \frac{\varphi_{sd}}{l_m} \quad (6.5)$$

A Figura 6.2 apresenta o módulo (φ_s) e ângulo (ψ) do fluxo do estator obtido a partir do algoritmo de estimação, para o GIDE de 2MW com tensão plena (690V) no estator e vento constante (nominal) de 12m/s. O transitório verificado no fluxo é devido à energização da máquina com uma velocidade inicial próxima da síncrona.

Figura 6.2 - Estimação do módulo e ângulo do fluxo do estator.

6.3 Controle das Correntes Rotóricas

O diagrama fasorial da Figura 6.3 ilustra a posição dos vetores de fluxo magnético de estator e das correntes de estator, além das posições de referência dos eixos do rotor e de estator, permitindo uma visualização das relações angulares necessárias a esta orientação.

Figura 6.3 - Diagrama vetorial completo para o controle.

O eixo “d” para o projeto do controle foi posicionado alinhado com o vetor fluxo estatórico da máquina. As equações dinâmicas das correntes rotóricas no referencial

orientado no vetor fluxo do estator são obtidas a partir das equações do modelo completo descritas anteriormente em 5.19 e 5.20, reescritas como:

$$\sigma \cdot l_r \cdot \frac{d}{dt} i_{rd} + R_r \cdot i_{rd} = V_{rd} + \sigma \cdot l_r \cdot \omega_r \cdot i_{rq} - e_{rd} \quad (6.6)$$

$$\sigma \cdot l_r \cdot \frac{d}{dt} i_{rq} + R_r \cdot i_{rq} = V_{rq} - \sigma \cdot l_r \cdot \omega_r \cdot i_{rd} - e_{rq} \quad (6.7)$$

onde $\omega_r = \omega_s - \omega$, é a velocidade angular de escorregamento do rotor, e conseqüentemente é a frequência das tensões e correntes nos enrolamentos do rotor da máquina.

Estas equações de tensão rotórica, função das correntes rotóricas, serão utilizadas para o projeto das malhas de controle das correntes i_{rd} e i_{rq} . Nota-se entretanto que existe um acoplamento entre as duas malhas de corrente, com grandezas de eixo “d” interferindo em grandezas de eixo “q” e vice-versa. Observa-se também a influência das f.e.m.’s induzidas no rotor devido ao escorregamento da máquina e_{rd} e e_{rq} e que são função da corrente de magnetização I_{ms} . Como estes termos são significativos, principalmente para operação em elevados escorregamentos, estes serão compensados por sinais diretos (V_{rdcomp} e V_{rqcomp}) nas saídas dos controladores das correntes:

$$\sigma \cdot l_r \cdot \frac{d}{dt} i_{rd} + R_r \cdot i_{rd} = V_{rd} + V_{rdcomp} = V_{rd}' \quad (6.8)$$

$$\sigma \cdot l_r \cdot \frac{d}{dt} i_{rq} + R_r \cdot i_{rq} = V_{rq} - V_{rqcomp} = V_{rq}' \quad (6.9)$$

onde os termos de compensações são dados por:

$$V_{rdcomp} = \sigma \cdot l_r \cdot \omega_r \cdot i_{rq} - e_{rd} \quad (6.10)$$

$$V_{rqcomp} = \sigma \cdot l_r \cdot \omega_r \cdot i_{rd} + e_{rq} \quad (6.11)$$

As compensações diretas das tensões de rotor garantem um melhor desacoplamento dos controles das correntes i_{rd} e i_{rq} , resultando-se num acionamento de elevado

desempenho e redução nos ruídos nas formas de onda das correntes. As tensões de saída dos controladores de corrente V_{rd}' e V_{rq}' controlam as equações dinâmicas das correntes, porém as tensões $V_{rd_{ref}}$ e $V_{rq_{ref}}$ é que serão as tensões de referência (“*set points*”) a serem sintetizadas pelo conversor (PWM) do lado da máquina. Assim, os termos de compensação direta serão utilizados como mostram as figuras 6.4 e 6.5:

Figura 6.4 - Controlador da corrente i_{rq} e termo de compensação.

Figura 6.5 - Controlador da corrente i_{rd} e termo de compensação.

Estas duas malhas de correntes terão os ganhos dos controladores sintonizados segundo a técnica de posicionamento de pólos. Utilizando-se a Transformada de Laplace, obtém-se as funções de transferência necessárias:

$$I_{rq}(s) = \frac{1}{s \cdot \sigma \cdot l_r + R_r} \cdot V_{rq}'(s) = G_{mo}(s) \cdot V_{rq}'(s) \quad (6.12)$$

$$I_{rd}(s) = \frac{1}{s \cdot \sigma \cdot l_r + R_r} \cdot V_{rd}'(s) = G_{mo}(s) \cdot V_{rd}'(s) \quad (6.13)$$

$$\text{onde } G_{mo}(s) = \frac{1}{s \cdot \sigma \cdot l_r + R_r} \quad (6.14)$$

é a função de transferência em malha aberta da máquina. Fechando-se as malhas de corrente, utilizando-se a realimentações das correntes rotóricas e considerando-se o conversor PWM ideal, obtém-se a função de transferência em malha fechada $G(s)$

para a corrente i_{rq} , utilizando-se um controlador proporcional (K_p) para esta malha de corrente.

a) Malha fechada de controle da corrente i_{rq} :

Figura 6.6 - Malha de controle da corrente I_{rq} .

$$G(s) = \frac{G_o(s)}{1 + G_o(s)} \quad G_o(s) = K_p \cdot G_{mo}(s) \quad (6.15)$$

Desenvolvendo-se a expressão para $G(s)$ resulta em:

$$G(s) = \frac{K}{1 + s\tau} \quad \text{onde:} \quad K = \frac{K_p}{R_r + K_p} \quad \tau = \frac{\sigma \cdot l_r}{R_r + K_p} \quad (6.16)$$

Observa-se que a função de transferência de malha fechada representa um filtro passa-baixa, com um ganho (K) para baixas frequências e frequência de corte (ω_c) dada por $1/\tau$ (rad/s). Através do ganho proporcional (K_p) pode-se ajustar a frequência de corte (f_c) desejada da malha, adotando-se 2kHz, função da frequência de chaveamento dos conversores PWM (5kHz), e de forma a ser ter uma rápida resposta de corrente aos sinais de comando:

$$K_p = 2 \cdot \pi \cdot f_c \cdot \sigma \cdot l_r - R_r \Rightarrow K_p = 1,4 \quad (6.17)$$

Para cálculo de todos os ganhos estão sendo utilizados os parâmetros do GIDE de 2MW descritos no Anexo A.

b) Malha fechada de controle da corrente i_{rd} :

A equação dinâmica da corrente i_{rd} (6.8) é idêntica à da corrente i_{rq} . Portanto a malha de controle é a mesma e conseqüentemente os ganhos dos controladores são os mesmos.

6.4 Controle da Velocidade

A malha de controle de velocidade é mais externa à malha de controle da corrente i_{rq} , produzindo a referência desejada para esta corrente, numa configuração de malhas de controle em cascata. Para o projeto dos controladores, é necessário descrever a dependência da velocidade com o torque eletromagnético da máquina e sua relação com as correntes rotóricas de eixo “d” e “q” no referencial do vetor fluxo estatórico da máquina. Da equação (5.16) de fluxo estatórico de eixo “q” tem-se:

$$l_s \cdot i_{sq} + l_m \cdot i_{rq} = \varphi_{sq} = 0 \quad \Rightarrow \quad i_{sq} = -\frac{l_m}{l_s} i_{rq} \quad (6.18)$$

$$\text{Como o eixo “d” está sobre o fluxo estatórico: } \varphi_{sd} = \varphi_s \text{ e } \varphi_{sq} = 0 \quad (6.19)$$

Reescrevendo a equação 5.22 do torque eletromagnético:

$$T_e = -\frac{3}{2} \cdot p \cdot (1 - \sigma) \cdot l_r \cdot I_{ms} \cdot i_{rq} \quad \Rightarrow \quad T_e = -\frac{3}{2} \cdot p \cdot \frac{l_m}{l_s} \cdot \varphi_s \cdot i_{rq} \quad (6.20)$$

$$\text{Chamando-se de } G_1 = -\frac{3}{2} \cdot p \cdot \frac{l_m}{l_s} \cdot \varphi_s \quad \Rightarrow \quad T_e = G_1 \cdot i_{rq} \quad (6.21)$$

Utilizando-se a equação mecânica (5.24) e aplicando-se a Transformada de Laplace tem-se:

$$T_e - T_L = J \cdot \frac{d}{dt} \omega_m \quad \Rightarrow \quad \omega_m(s) = \frac{1}{J \cdot s} (T_e(s) - T_L(s)) \quad (6.22)$$

Observa-se que a equação dinâmica da velocidade (ω_m) é regida pelo torque eletromagnético (T_e), enquanto o torque da carga (T_L) representa um termo de

perturbação no projeto da malha de controle. “J” é o momento de inércia total das massas girantes referido ao eixo do gerador. A Figura 6.7 apresenta a malha fechada de controle da velocidade, para a qual foi utilizado um controlador Proporcional-Integral (PI), e a malha mais interna de controle da corrente i_{rq} já discutida anteriormente:

Figura 6.7 - Malha de controle da velocidade.

Para efeito de simplificação do projeto da malha de controle da velocidade, a malha mais interna de corrente i_{rq} é considerada ideal. Isto também pode ser justificado pelo fato da dinâmica mais rápida da malha de corrente, em relação à malha mais externa de velocidade (ω_m), que é regida pelas constantes de tempo mecânicas, sendo bem mais lentas que as constantes de tempo elétricas. Assim, sendo $G_c(s)$ a função de transferência do controlador PI:

$$G_c(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (6.23)$$

obtém-se a função de transferência em malha aberta do sistema completo:

$$G_o(s) = G_c(s) \cdot G_1 \cdot \frac{1}{J \cdot s} = G_1 \cdot \frac{(s \cdot K_p + K_i)}{s^2 \cdot J} \quad (6.24)$$

resultando na função de transferência de malha fechada do sistema dada por:

$$G(s) = \frac{G_o(s)}{1 + G_o(s)} = \frac{1 + s \cdot \frac{K_p}{K_i}}{1 + s \cdot \frac{K_p}{K_i} + s^2 \cdot \frac{J}{G_1 \cdot K_i}} \quad (6.25)$$

Utilizando-se a técnica de alocação de pólos, iguala-se o denominador de $G(s)$ a um polinômio de 2ª ordem típico e se projeta os valores dos ganhos K_p e K_i de forma que as frequências de corte da malha de velocidade sejam 10 vezes menores que a frequência de corte da malha de corrente [31]:

$$f_{c1} = 200\text{Hz} \quad f_{c2} = 20\text{Hz} \quad \omega_{c1} = 2\pi \cdot f_{c1} \quad \omega_{c2} = 2\pi \cdot f_{c2} \quad (6.26)$$

Portanto os ganhos do controlador PI são dados por:

$$K_p = \frac{J}{G_1} \cdot (\omega_{c1} + \omega_{c2}) = -169.500 \quad K_i = \frac{J}{G_1} \cdot (\omega_{c1} \cdot \omega_{c2}) = -19.363.111 \quad (6.27)$$

Apresenta-se na Tabela 6.1 o resumo dos ganhos dos controladores analógicos para as malhas de controle de velocidade e de corrente do GIDE:

Tabela 6.1 - Ganhos dos controladores analógicos de velocidade e corrente.

Ganhos dos controladores	Malha de controle da velocidade	Malha de controle da corrente
Ganho Proporcional (K_p)	-169.500	1,4
Ganho Integral (K_i)	-19.363.111	0

6.5 Controle da Potência Reativa do Estator (Q_s)

Das equações do modelo da máquina no referencial adotado, observa-se que existe uma dependência direta entre a potência reativa do estator (Q_s) e a corrente i_{rd} (em fase com o fluxo do estator), dependendo também do valor do fluxo estatórico de eixo “d” ($\varphi_{sd} = \varphi_s$). A partir da expressão de Q_s (5.25), substituindo-se as expressões das tensões V_{sd} e V_{sq} (4.2) e dos fluxos magnéticos φ_{sd} e φ_{sq} (5.15 e 5.16), e observando-se que as derivadas dos fluxos magnéticos são nulas em regime

permanente, para os eixos d,q girando com velocidade síncrona, obtém-se a expressão para Q_s :

$$Q_s = \frac{3}{2} \cdot \omega_s \cdot \varphi_s \cdot i_{sd} \quad (6.28)$$

Substituindo a corrente i_{sd} função do fluxo φ_{sd} e da corrente i_{rd} (5.15):

$$Q_s = \frac{3}{2} \cdot \omega_s \cdot \frac{\varphi_s^2}{l_s} - \frac{3}{2} \cdot \omega_s \cdot \frac{l_m}{l_s} \cdot \varphi_s \cdot i_{rd} \quad (6.29)$$

O fluxo estatórico necessário nesta expressão é estimado pelo algoritmo de controle conforme visto na seção 6.2. Assim o cálculo da corrente de referência i_{rdref} é feito utilizando diretamente esta expressão, a partir da potência reativa de referência Q_{sref} desejada:

$$i_{rdref} = - \frac{Q_{sref} - \frac{3}{2} \cdot \omega_s \cdot \frac{\varphi_s^2}{l_s}}{\frac{3}{2} \cdot \omega_s \cdot \frac{l_m}{l_s} \cdot \varphi_s} \quad (6.30)$$

Propõe-se assim, um controle da potência reativa do estator em malha aberta, a partir da estimação do fluxo magnético do estator, conforme a Figura 6.8.

Figura 6.8 - Malha de controle da potência reativa do estator Q_s .

O ganho do controlador proporcional, cuja saída será a corrente i_{rdref} de referência para a malha seguinte de controle da corrente i_{rd} , é dado por:

pela turbina. Também apresenta o controle da potência reativa do estator através da malha de controle da corrente de eixo “d” do rotor (i_{rd}).

6.7 Resultados de Simulações do Controle de Velocidade

A Figura 6.10 apresenta os resultados de simulações da estratégia de controle de velocidade e potência reativa da usina, para uma rampa de vento de 7m/s para 12m/s, aplicada num intervalo de tempo de 5s ($t_1=1s$ até $t_2=6s$).

Figura 6.10 - Velocidade do vento, velocidade mecânica, torque eletromagnético do gerador, torque da turbina e tensão no barramento CC.

Nesta figura observa-se que a velocidade do GIDE aumenta, seguindo perfeitamente a velocidade de referência, sem erro de regime permanente e sem atraso. Durante a aceleração da máquina, o torque eletromagnético fica positivo, atuando no mesmo sentido da velocidade da máquina, configurando assim uma operação como motor,

devido à ação da estratégia de controle vetorial com dinâmica bastante rápida. A tensão no barramento de corrente contínua nominal de 1.400V fica mantida constante através da ação do Conversor do Lado da Rede (CLR) como será visto nas próximas seções.

A Figura 6.11 apresenta para a mesma rampa de vento aplicada, a potência aerodinâmica produzida no eixo da turbina e a potência ativa total entregue à rede elétrica; as potências ativas do estator, do rotor e total do gerador; a potência reativa do estator do gerador; e as correntes trifásicas do rotor da máquina .

Observa-se que similarmente ao torque, o fluxo de potência ativa entre a rede elétrica e o GIDE fica positivo durante a aceleração da máquina, quando esta opera no quadrante motor, enquanto a potência aerodinâmica aumenta com o cubo da velocidade do vento.

Figura 6.11 - Potência aerodinâmica, potências ativas, potência reativa do estator e correntes trifásicas do rotor.

Verifica-se que esta estratégia, que maximiza o aproveitamento de energia das variações do vento, apresenta ciclos de motorização do gerador quando das

acelerações da máquina e ciclos de desaceleração da máquina, para variações negativas do vento, onde a energia cinética armazenada nas massas girantes será devolvida para a rede elétrica de forma a reduzir a velocidade do gerador havendo assim um efeito de compensação. Portanto, o regime de ventos do local do parque eólico deverá ser cuidadosamente analisado para se prever as condições operacionais que as turbinas com GIDE, à velocidade variável, estarão sujeitas.

Observa-se na Figura 6.11 que após atingir a velocidade de regime permanente, a potência ativa entregue à rede fica um pouco menor que 2MW produzidos na turbina, devido às perdas na máquina, nos conversores estáticos e filtros do rotor. No intervalo de 0 a 1 segundos, quando a velocidade do vento é 7 m/s, observa-se que a potência ativa do estator é negativa (fornecendo) enquanto a potência ativa do rotor é positiva (consumindo). Isto se verifica porque em velocidade subsíncrona, o rotor deve consumir potência para o GIDE operar no quadrante gerador. Neste caso, a potência ativa entregue à rede elétrica é menor que a produzida no estator. Após 6 segundos, com a velocidade já estabilizada em 2.340rpm, na região de velocidades supersíncronas, as potências ativas de estator e rotor ficam ambas negativas, fornecendo à rede a soma das duas potências. Este quadrante constitui o funcionamento clássico da máquina de indução como gerador, onde a velocidade deve ser superior à síncrona, e o rotor terá a sua potência de escorregamento recuperada e fornecida também à rede pelos conversores estáticos. Observa-se neste mesmo gráfico que a potência reativa do estator foi mantida nula operando o mesmo com fator de potência unitário. As correntes trifásicas do rotor foram plotadas no intervalo de tempo entre 2 a 5 segundos para ressaltar o momento em que a velocidade da máquina passa pelo valor síncrono de 1.800rpm, no qual tem-se correntes contínuas (frequências nulas) no rotor trifásico da máquina. Após este tempo específico, as correntes de rotor invertem a sequência de fases e voltam a ser senoidais com frequência igual à frequência de escorregamento entre a velocidade elétrica do rotor e a velocidade síncrona do campo girante do estator.

6.8 Estratégia de Controle da Potência Ativa

A estratégia de controle de velocidade apresenta uma dinâmica muito rápida, com a ocorrência de ciclos de motorização do gerador, visando ajustar a velocidade ótima quando da variação do vento em rampa ou em rajadas. Como consequência, têm-se afundamentos de tensão no sistema em função dos fluxos de potência ativa e reativa durante os transitórios de vento. Estes efeitos são mais pronunciados quanto mais “fraca” for a rede elétrica na qual a turbina eólica estiver conectada. De forma a obter-se uma estratégia de controle de dinâmica mais lenta, melhorando os aspectos da qualidade da energia na rede elétrica, propõe-se neste trabalho utilizar alternativamente uma realimentação e controle de potência ativa, mesmo na faixa de baixos ventos até o vento nominal. Neste caso, a velocidade mecânica da turbina será medida e utilizada para calcular a potência ativa de referência para o controlador. Com isto, evita-se também utilizar a medição da velocidade do vento pelo anemômetro, que para grandes turbinas constitui uma grandeza com perturbações, enquanto que a velocidade mecânica é uma medição mais confiável. A partir do erro de potência, a malha de controle ajustará a velocidade, conduzindo a turbina para a velocidade específica ótima. Porém com a dinâmica mais lenta de resposta da velocidade, haverá uma redução da eficiência energética da geração, sendo que este efeito negativo será menos pronunciado quanto mais constantes forem os regimes de vento no sítio eólico, sem grandes variações ou rajadas em pequenos intervalos de tempo. Nesta mesma estratégia de controle, para ventos superiores ao vento nominal, a velocidade máxima permitida para o GIDE é a referência para a malha de controle do ângulo de passo.

6.8.1 Cálculo da Potência de Referência para o Controlador

A partir da potência disponível no tubo de vento de área (A), com velocidade (v_w) e densidade do ar (ρ), calcula-se a potência produzida no eixo da turbina aplicando-se o coeficiente de potência C_p (rendimento aerodinâmico):

$$P_t = C_p(\lambda, \beta) \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_w^3 \right] \quad (6.32)$$

Escrevendo-se a velocidade do vento em função da velocidade específica (λ), da velocidade da turbina (ω_t) e do raio das pás (R):

$$v_w = \frac{\omega_t \cdot R}{\lambda} \quad (6.33)$$

obtém-se a expressão da potência no eixo da turbina função da velocidade mecânica:

$$P_t = C_p(\lambda, \beta) \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot \left(\frac{\omega_t \cdot R}{\lambda} \right)^3 \right] \quad (6.34)$$

A potência de referência (sinal de comando) da malha de controle é obtida considerando-se que a turbina opera com relação de velocidades ótima (λ_{ot}), com C_p máximo, apresentando sua potência variando com o cubo da velocidade da turbina:

$$P_{tref} = C_{p\max} \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot \left(\frac{\omega_t \cdot R}{\lambda_{ot}} \right)^3 \right] \quad (6.35)$$

Para esta turbina de 2MW, os parâmetros e valores ótimos são dados pelo fabricante no Anexo A. Considerando-se estes valores para o ângulo de passo ($\beta_{ot} = 1^\circ$), velocidade específica ($\lambda_{ot} = 6,86$) e o coeficiente de potência máximo ($C_{p\max} = 0,42$), obtém-se da expressão 6.35, a potência de referência:

$$P_{tref} = 185.641,9 \cdot (\omega_t)^3 \quad (6.36)$$

Este valor da potência de referência é limitado à máxima potência ativa fornecida pela turbina, que neste caso é de 2MW.

6.8.2 Malha de Controle da Potência Ativa

Utilizando-se a técnica da Transformada de Laplace na equação (6.21) do torque eletromagnético, obtém-se a expressão aproximada para a potência ativa do gerador (desprezando-se as perdas da máquina) [48]:

$$T_e(s) = G_1 \cdot I_{rq}(s) \quad (6.37)$$

$$P(s) = T_e(s) \cdot \omega_m(s) \quad (6.38)$$

No caso do projeto da malha fechada de controle da potência ativa, a referência desejada P_{ref} é comparada com a potência medida na rede elétrica P (realimentada) e o sinal erro é processado por um controlador PI, cuja saída é a referência da corrente i_{rqref} desejada. Esta referência da corrente é processada pela malha mais interna de controle da corrente i_{rq} já projetada na seção 6.3. A saída desta malha será a corrente i_{rq} da máquina que define o torque eletromagnético através da função G_1 (6.21). Finalmente o torque eletromagnético multiplicado pela velocidade resulta na potência ativa, conforme apresentado na Figura 6.12:

Figura 6.12 - Malha de controle da potência ativa gerada.

Para efeito de simplificação da malha de controle da potência, a malha mais interna de corrente i_{rq} é considerada ideal. Sendo $G_c(s)$ a função de transferência do controlador PI, escreve-se:

$$G_c(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (6.39)$$

Obtém-se a função de transferência em malha aberta do sistema completo:

$$G_o(s) = G_c(s).G_1.\omega_m \quad (6.40)$$

A função de transferência de malha fechada do sistema completo é dada por:

$$G(s) = \frac{G_o(s)}{1 + G_o(s)} \quad (6.41)$$

$$G(s) = \frac{[s.K_p + K_i].G_1.\omega_m}{s + (s.K_p + K_i).G_1.\omega_m} \quad (6.42)$$

Trabalhando-se a expressão 6.42 acima, resulta-se em:

$$G(s) = \frac{1 + s.\tau_2}{1 + s.\tau_1} \quad (6.43)$$

$$\text{onde:} \quad \tau_2 = \frac{K_p}{K_i} \quad \tau_1 = \frac{1 + K_p.G_1.\omega_m}{K_i.G_1.\omega_m} \quad (6.44)$$

Utilizando-se a técnica de alocação de pólos, tem-se a frequência de corte do pólo $\omega_{c1}=1/\tau_1$ e a frequência de corte do zero $\omega_{c2}=1/\tau_2$, onde $\omega_{c2} > \omega_{c1}$.

Como técnica de projeto [31], definiu-se para a malha de controle de potência frequências de corte 10 vezes menores que a frequência de corte da malha de controle de corrente (mais interna):

$$f_{c1} = 20Hz \quad \text{e} \quad f_{c2} = 200Hz \quad (6.45)$$

$$\omega_{c1} = 2.\pi.f_{c1} = \frac{1}{\tau_1} \quad \text{e} \quad \omega_{c2} = 2.\pi.f_{c2} = \frac{1}{\tau_2} \quad (6.46)$$

Resolvendo-se o sistema de equações 6.44, calcula-se os ganhos integral e proporcional do controlador PI:

$$K_i = \omega_{c2} \cdot K_p \quad K_p = \frac{\omega_{c1}}{(\omega_{c2} - \omega_{c1}) \cdot G_1 \cdot \omega_m} \quad (6.47)$$

Observa-se que para o cálculo dos ganhos, necessita-se dos valores de ω_m e G_1 . Para cálculo do G_1 , necessita-se dos parâmetros do circuito equivalente por fase da máquina de 2MW, dados no Anexo A, e do valor do módulo do fluxo estatórico (ϕ_s) que é considerado constante (1,5Wb), desprezando-se as perdas estatóricas do gerador. A velocidade mecânica depende do ponto operacional, inserindo uma não linearidade no modelo matemático da máquina. Considerando-se a faixa restrita de velocidade de operação do GIDE, em velocidades subsíncronas e supersíncronas, linearizou-se o modelo matemático adotando-se a velocidade síncrona nominal ($60 \cdot \pi$ rad.mec./s) para a sintonia e cálculo dos ganhos dos controladores PI. A consequência disto, é que existirão pequenas diferenças nas dinâmicas verificadas para o controlador de potência em relação às especificações de projeto, quando a velocidade estiver mais distante da síncrona. Como benefício, obteve-se um equacionamento linear do sistema para o projeto dos controladores.

Assim, os ganhos para o controlador PI da potência ativa são apresentados na Tabela 6.3:

Tabela 6.3 - Ganhos do controlador analógico de potência ativa.

Ganhos dos controladores	Malha de controle da potência ativa
Ganho proporcional K_p	$-1,3536 \times 10^{-4}$
Ganho Integral K_i	- 0,17

6.8.3 Resultados de Simulações do Controle da Potência Ativa

A Figura 6.13 apresenta os resultados da estratégia de controle de potência ativa e potência reativa do GIDE, para uma rampa de vento de 8m/s para 12m/s, aplicada num intervalo de tempo de 4s ($t_1=1s$ até $t_2=5s$).

Nesta figura observa-se que a velocidade do GIDE aumenta lentamente em resposta ao erro de potência produzido pela rampa de vento. Durante a aceleração da máquina não ocorre a motorização do gerador (como se verificou na estratégia de controle de velocidade da seção 6.4), nem picos de potência ativa ou reativa, ficando esta última mantida rigorosamente nula pela sua malha de controle. As potências ativas de estator, rotor e total gerada excursionam também para os valores finais num intervalo de tempo de aproximadamente 20 segundos, função da dinâmica mais lenta da estratégia de controle. A tensão do barramento CC fica controlada rigorosamente no valor de referência de 1.400V, através da ação do Conversor do Lado da Rede (CLR) como será visto nas próximas seções.

Figura 6.13 - Potências ativas e potências reativas do estator, rotor e total; tensão no barramento CC; e velocidade mecânica do gerador.

Na Figura 6.14 observa-se a rampa de vento aplicada, enquanto a tensão terminal do gerador não sofre qualquer perturbação devido ao aumento do vento. O torque eletromagnético segue o torque produzido pela turbina, enquanto as velocidades excursionam função do modelo dos eixos elásticos. As potências ativas do eixo da turbina e total gerada na rede excursionam para o valor final de 2MW (para um vento

nominal de 12m/s), conforme o comportamento dinâmico projetado para a malha de controle.

Figura 6.14 - Velocidade do vento; tensão terminal do gerador; torques do gerador e da turbina; e potências ativas no eixo da turbina e total nos terminais do gerador.

6.9 Considerações Finais

Neste capítulo foi realizado o projeto dos controladores analógicos para o conversor estático de potência do lado da máquina. O procedimento de estimação do vetor fluxo magnético do estator e seu ângulo, em relação ao estator fixo (s_α), foi apresentado. Este ângulo é necessário para a orientação do controle vetorial das correntes rotóricas da máquina. As malhas de controle destas correntes foram definidas, incluindo-se termos de compensações de acoplamentos cruzados entre os eixos d,q, necessários para melhorar a dinâmica de resposta das variáveis controladas. Os ganhos dos controladores proporcionais foram calculados

considerando-se uma frequência de corte de 2kHz, enquanto a frequência de chaveamento do PWM foi ajustada em 5kHz. A malha de controle de velocidade foi projetada, utilizando-se um controlador PI, com frequências de corte especificadas 10 vezes menores que a frequência de corte da malha de corrente. A malha de controle da potência reativa proposta é um cálculo direto, em malha aberta, sem realimentação da potência medida no estator. Para isto necessita-se da estimação do fluxo estatórico, que no caso do GIDE é bastante confiável e estável. Obteve-se um comportamento aceitável do controle da potência reativa, trabalhando-se com uma topologia de controle bem mais simples, evitando interferências com a malha de controle de velocidade ou de potência ativa. O esquema completo de controle da velocidade e da potência reativa do estator do GIDE foi apresentado em diagramas de blocos e os resultados das simulações, aplicando-se transitórios no vento foram discutidos. Verificou-se que a máquina, com uma dinâmica muito rápida de resposta das correntes rotóricas, apresenta ciclos de motorização durante as acelerações impostas ao eixo, de forma a atingir a velocidade específica ótima, porém não constituindo limitações à aplicação, para uma maior eficiência energética do sistema de geração. Os problemas mais significativos desta estratégia de controle estão associados à qualidade da energia da rede nas proximidades do ponto de conexão com o parque eólico devido aos picos de potência ativa e reativa que são drenados da rede durante as variações do vento. De forma a resolver este problema, que é mais acentuado para redes elétricas “fracas” ou para uma grande penetração de parques eólicos no sistema de potência interligado, propôs-se neste trabalho uma alternativa de controle da potência ativa gerada, mesmo para ventos abaixo do nominal. Com isto, a potência de referência, para a malha fechada de controle de potência, é calculada a partir da velocidade mecânica do gerador, que constitui uma grandeza menos perturbada que a medição do vento incidente por anemômetros. Esta malha de controle de potência foi definida, e os ganhos do controlador PI foram calculados, utilizando-se simplificações e linearizações nas equações para os controles. Os resultados de simulações para rampas de vento foram apresentados, com um comportamento suave das potências ativas de estator, rotor e total e um controle perfeito da potência reativa, sendo anulada em toda a faixa de operação. A dinâmica de resposta da velocidade entretanto é bastante lenta, da ordem de 20 a 25 segundos para atingir os valores de regime permanente, o que reduzirá a eficiência energética

do sistema de geração, melhorando entretanto acentuadamente os aspectos de qualidade da energia da rede.

7 CONTROLE DO CONVERSOR NO LADO DA REDE

O conversor do lado da rede (CLR) fica instalado voltado para a rede elétrica, sendo formado, assim como o conversor do lado da máquina (CLM), por uma ponte de semicondutores IGBT's de 6 pulsos, com capacidade de conduzir potência ativa e reativa nos dois sentidos, garantindo a bi-direcionalidade da operação dos conversores, podendo operar como retificador ou como inversor. Esta ponte de IGBT's constitui um conversor fonte de tensão, com método de modulação em largura de pulso (PWM). Através do CLR pode ser controlada a tensão do barramento CC (V_{cc}), que deve ser mantida constante, independente do valor e do sentido do fluxo de potência ativa do rotor. Assim o CLR tem por objetivo primário promover o controle da tensão do barramento CC, de forma que havendo variação da potência fornecida pelo CLM, esta variação possa ser repassada integralmente à rede elétrica. Entre o CLR e a rede elétrica é projetado e instalado um filtro passa-baixa, tipicamente RL, porém neste trabalho propõe-se a utilização de um filtro LCL desenvolvido a partir dos conceitos básicos apresentados em [17] e [24], de forma a reduzir o conteúdo harmônico da corrente no lado alternado do CLR. O principal objetivo do filtro LCL no circuito do rotor é reduzir o “*ripple*” de corrente alternada, provocado pela frequência de chaveamento, com um custo e complexidade razoáveis, obtendo ao mesmo tempo um bom desempenho do conversor, seja operando como retificador ou como inversor, a depender do fluxo de potência no circuito do rotor. Deseja-se também um controle do fator de potência do circuito do rotor, visto pela rede e também um bom desempenho do SCEE, tanto em baixas frequências como em altas frequências, resultando em correntes senoidais na rede elétrica com limitada distorção harmônica total (THDi), tipicamente abaixo de 5%. [17].

De modo a reduzir os harmônicos de ordem elevada de corrente, na faixa em torno da frequência de chaveamento (f_{chav}), caso se utilize um filtro apenas indutivo (L), um elevado valor de indutor “L” seria necessário, o que em altas potências, na faixa de dezenas de megawatts, significaria um projeto caro e com conseqüente piora na dinâmica do sistema devido à excessiva queda de tensão no reator e elevados tempos

de resposta. Assim, uma solução interessante para este problema, é a utilização de um filtro LCL, numa configuração “T”, onde será visto nas próximas seções, que excelentes resultados podem ser obtidos com valores reduzidos de indutores e capacitores do filtro.

7.1 Dinâmica do Sistema Para o Controle

Na Figura 7.1 observa-se a topologia do filtro LCL composto por um indutor do lado do conversor (L_{f1}) com sua resistência (R_{f1}), um indutor no lado da rede (L_{f2}) com sua resistência (R_{f2}) e um capacitor (C_f) com um resistor de amortecimento (R_{f3}) em série. Esta representação é para uma das fases, repetindo-se para as 3 fases do sistema elétrico. Um transformador isolador (T_i) interliga a rede elétrica ao filtro, adequando a tensão de operação do circuito do rotor. A indutância (L_{Ti}) e a resistência (R_{Ti}) do circuito equivalente do transformador por fase, devem ser consideradas para o projeto do filtro e dos controladores do sistema.

Figura 7.1 - Filtro LCL na entrada do CLR.

A corrente alternada na rede, no secundário do transformador, será chamada de $i_g(t)$, e a tensão da rede de $e(t)$, enquanto na entrada do CLR, a corrente será $i(t)$ e a tensão $v(t)$. No conjunto capacitor (C_f) mais o resistor (R_{f3}), será considerada uma tensão $v_c(t)$. Nota-se que, mesmo com o objetivo do controle da corrente na rede $i_g(t)$, os sensores de corrente estarão no lado do conversor, medindo a corrente trifásica $i(t)$, os quais estão presentes nos inversores comerciais. Como o principal objetivo do filtro é reduzir as emissões de correntes harmônicas produzidas pela frequência de chaveamento (com ordens “h” em torno desta), e adotando-se as estratégias de

controle vetorial para as correntes, se o capacitor C_f for pequeno, numa primeira aproximação, este pode ser desprezado, juntamente com o resistor de amortecimento (R_{f3}) na realização do projeto da malha de controle das correntes. Isto pode ser reforçado pelo fato do controle de corrente regular essencialmente a componente fundamental da corrente (60Hz) e suas harmônicas de baixa ordem, em cuja faixa de frequência o capacitor é uma impedância bastante elevada. Assim, com esta consideração, escreve-se a equação trifásica:

$$[E_{1,2,3}] = R_T \cdot [I_{1,2,3}] + L_T \cdot \frac{d}{dt} [I_{1,2,3}] + [V_{1,2,3}] \quad (7.1)$$

$$\text{onde } L_T = L_{f1} + L_{f2} + L_{Ti} \quad \text{e} \quad R_T = R_{f1} + R_{f2} + R_{Ti}$$

Nesta equação 7.1, e nas demais equações deste trabalho, adotou-se a notação simplificada das operações matriciais, representando-se as matrizes colunas, por exemplo, da seguinte forma:

$$[E_{1,2,3}] = \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ E_3 \end{bmatrix}$$

Transformando-se a equação 7.1 para o referencial bifásico ($0, \alpha, \beta$), utilizando-se as matrizes de transformação do Anexo B, obtém-se:

$$[E_{0,\alpha,\beta}] = R_T \cdot [I_{0,\alpha,\beta}] + L_T \cdot \frac{d}{dt} [I_{0,\alpha,\beta}] + [V_{0,\alpha,\beta}] \quad (7.2)$$

Transforma-se em seguida para o referencial d,q, onde o eixo “d” está orientado no vetor tensão da rede elétrica ($\vec{E}$), e portanto os eixos d,q são girantes com velocidade igual à frequência da rede (ω_s). A transformação para o referencial d,q resulta em:

Figura 7.2 - Orientação do controle vetorial na tensão da rede.

$$[E_{d,q}] = R_T \cdot [I_{d,q}] + L_T \left\{ \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \frac{d\theta_e}{dt} \cdot [I_{d,q}] + \frac{d}{dt} [I_{d,q}] \right\} + [V_{d,q}] \quad (7.3)$$

Obtêm-se assim as equações em separado das componentes “d” e “q”, onde

$\omega_d = d\theta_e/dt = \omega_s$ (Velocidade dos eixos d,q).

$$e_d = R_T \cdot i_d + L_T \cdot \frac{d}{dt} i_d + v_d - \omega_d \cdot L_T \cdot i_q \quad (7.4)$$

$$e_q = R_T \cdot i_q + L_T \cdot \frac{d}{dt} i_q + v_q + \omega_d \cdot L_T \cdot i_d \quad (7.5)$$

Estas últimas 2 equações demonstram que as correntes i_d e i_q podem ser controladas através do ajuste das tensões v_d e v_q , do CLR, respectivamente. Observa-se que a equação dinâmica da corrente i_d tem um termo de acoplamento cruzado com a corrente do outro eixo i_q , o mesmo ocorrendo com a equação dinâmica da corrente i_q . De forma a se ter um elevado comportamento dinâmico do controle das correntes, estes termos de acoplamentos cruzados deverão ser compensados nas saídas dos controladores de corrente, como será visto nas próximas seções.

7.2 Projeto do Filtro LCL do Circuito do Rotor

Para o projeto do filtro LCL, representado na Figura 7.1, escreve-se inicialmente suas diversas expressões no domínio da frequência e funções de transferência considerando-se sua topologia completa:

a) Entre a corrente no capacitor e a tensão no conjunto capacitor e resistor de amortecimento:

$$V_c(s) = \left[R_{f3} + \frac{1}{s.C_f} \right] I_c(s) \quad (7.6)$$

b) Entre a corrente no conversor e as tensões no conversor e no capacitor:

$$I(s) = \frac{1}{R_{f1} + s.L_{f1}} (V_c(s) - V(s)) \quad (7.7)$$

c) Entre a corrente na rede elétrica e as tensões na rede elétrica e no capacitor:

$$I_g(s) = \frac{E(s) - V_c(s)}{R_g + s.L_g} \quad (7.8)$$

d) E o divisor de corrente: $I_g(s) - I(s) = I_c(s)$ (7.9)

onde: $R_g = R_{f2} + R_{Ti}$ e $L_g = L_{f2} + L_{Ti}$ são as resistências e indutâncias equivalentes no lado da rede. Estas relações são descritas no diagrama de blocos da Figura 7.3:

Figura 7.3 - Diagramas de blocos do circuito do filtro.

Trabalhando-se as expressões 7.6 a 7.9, calculam-se as funções de transferência entre a tensão no capacitor e corrente no conversor e entre a corrente e tensão no conversor:

$$V_c(s) = \frac{-\left(R_{f3} + \frac{1}{s.C_f}\right)}{\left[1 + \left(\frac{R_{f3}}{R_g + s.L_g} + \frac{1}{s.C_f.(R_g + s.L_g)}\right)\right]} . I(s) \Rightarrow V_c(s) = G_a(s).I(s) \quad (7.10)$$

$$\frac{I(s)}{V(s)} = \frac{-\left(\frac{1}{R_{f1} + s.L_{f1}}\right)}{\left[1 - \frac{G_a(s)}{R_{f1} + s.L_{f1}}\right]} \quad (7.11)$$

onde $G_a(s)$ é função dos parâmetros do filtro contida na expressão 7.10.

7.2.1 Função de Transferência Aproximada

Desprezando-se os termos de resistências do filtro, em detrimento dos termos das indutâncias que são predominantes, obtém-se a partir das expressões 7.10 e 7.11 uma função de transferência simplificada entre a corrente e a tensão no conversor:

$$\frac{I(s)}{V(s)} = -\frac{1}{s.L_{f1}} \cdot \left[\frac{s^2 + \frac{1}{C_f.L_g}}{s^2 + \frac{(L_{f1} + L_g)}{L_{f1}.C_f.L_g}} \right] \Rightarrow \frac{I(s)}{V(s)} = -\frac{1}{s.L_{f1}} \cdot \left[\frac{s^2 + \omega_a^2}{s^2 + \omega_b^2} \right] \quad (7.12)$$

onde a frequência dos zeros é dada por:

$$\omega_a = \sqrt{\frac{1}{C_f \cdot L_g}} \quad (7.13)$$

e a frequência dos pólos ou frequência de ressonância do filtro é dada por:

$$\omega_b = \sqrt{\frac{L_{f1} + L_g}{L_{f1} \cdot C_f \cdot L_g}} \quad (7.14)$$

Conclui-se que o filtro contribui com 2 zeros iguais e 2 pólos iguais para a função de transferência em malha aberta, que será usada para o projeto dos controladores de corrente. Neste caso onde foram desprezadas as resistências, principalmente a resistência de amortecimento (R_B), os novos zeros e pólos introduzidos pelo filtro podem tornar o sistema instável, se um amortecimento apropriado não for utilizado, havendo uma aproximação dos pólos de malha fechada do eixo imaginário, no sistema analógico (plano “s”), e da circunferência de raio unitário, no sistema discreto (plano “z”) da malha de controle das correntes. A inclusão de um resistor de amortecimento (R_B) em série com o capacitor moverá os pólos de malha fechada mais para dentro da região de estabilidade, prevenindo a ocorrência de instabilidades e oscilações. [17]

Ressalta-se que o objetivo do filtro é realizar uma atenuação especificada, para altas frequências, entre a corrente no conversor e a corrente na rede, prevenindo as oscilações citadas. Estas correntes harmônicas produzidas pelo CLR, seja no modo retificador ou inversor, podem causar a saturação dos indutores ou a ressonância do filtro. Assim os indutores devem ser corretamente projetados considerando o “*ripple*” admissível de corrente e o filtro deve ser convenientemente amortecido, para evitar ressonâncias. Entretanto, o custo limita o valor dos indutores, e as perdas ativas bem como a degradação da dinâmica de resposta do filtro limita o amortecimento a ser implementado.

7.2.2 Funções de Transferência do Filtro para Altas Frequências

Para a faixa de altas frequências, em torno do valor da frequência de chaveamento (ω_{chav}), a atenuação do “ripple” de corrente na rede deve ser calculada considerando que o conversor é um gerador de harmônicos e a rede elétrica em 60Hz, sem distúrbios, pode ser considerada sem tensão harmônica [17]. Assim, existe a harmônica de tensão no conversor, na ordem da frequência de chaveamento ($v(h_{\text{chav}}) \neq 0$) enquanto a harmônica de tensão na rede é nula ($e(h_{\text{chav}}) = 0$). A Figura 7.4 apresenta o filtro nestas condições, onde $i(h)$ e $i_g(h)$ são correntes harmônicas de ordem “h”, $v(h)$ é tensão harmônica de ordem “h” e h_{chav} é a ordem da harmônica da frequência de chaveamento. Observa-se que o resistor de amortecimento R_{f3} foi incluído neste projeto.

Figura 7.4 - Modelo do filtro para altas frequências.

Escrevendo-se as equações do filtro no domínio da frequência, calculam-se as funções de transferência para a faixa de frequências harmônicas da frequência de chaveamento:

- a) Função de transferência entre a corrente no conversor (I) e a tensão no conversor (V):

$$\frac{I(s)}{V(s)} = \frac{s^2 \cdot C_f \cdot L_g \cdot s \cdot R_{f3} \cdot C_f + 1}{s^3 \cdot C_f \cdot L_g \cdot L_{f1} + s^2 \cdot R_{f3} \cdot C_f \cdot (L_{f1} + L_g) + s \cdot (L_{f1} + L_g)} \quad (7.15)$$

- b) Função de transferência entre a corrente na rede (I_g) e a tensão no conversor(V):

$$\frac{I_g(s)}{V(s)} = \frac{s.R_{f3}.C_f + 1}{s^3.C_f.L_g.L_{f1} + s^2.R_{f3}.C_f.(L_{f1} + L_g) + s.(L_{f1} + L_g)} \quad (7.16)$$

- c) Função de transferência entre a corrente na rede (I_g) e a corrente no conversor (I).

$$\frac{I_g(s)}{I(s)} = \frac{s.R_{f3}.C_f + 1}{s^2.C_f.L_g + s.C_f.R_{f3} + 1} \quad (7.17)$$

Esta última função de transferência será utilizada para avaliar a atenuação do “ripple” de corrente na rede elétrica em relação à corrente no conversor, durante o procedimento de projeto do filtro LCL, desenvolvido no próximo item.

7.2.3 Procedimento de Projeto dos Parâmetros do Filtro

O procedimento de projeto do filtro proposto em [17] e complementado por critérios descritos em [24], foi adaptado para o GIDE neste trabalho, incluindo-se em todo o desenvolvimento matemático o efeito do amortecimento, e tendo como especificação básica:

- a) Potência nominal do conversor do rotor: $P_{conv} = 40\%$. $P_{gerador} = 0,8\text{MW}$.
- b) Frequência nominal da rede elétrica: $f_s = 60\text{Hz}$. $\omega_s = 2.\pi. f_s$
- c) Frequência de chaveamento do conversor PWM: $f_{chav} = 5\text{kHz}$.

Definindo-se os valores base de impedância e de capacitância no circuito do rotor:

$$Z_b = \frac{(E)^2}{P_{conv}} = \frac{(690)^2}{0,8 \times 10^6} = 0,5951 \Omega \quad (7.18)$$

$$C_b = \frac{1}{\omega_s \cdot Z_b} = \frac{1}{(2\pi \cdot 60) \cdot (0,5951)} = 4.457,08 \mu F \quad (7.19)$$

Analizando-se a expressão simplificada 7.12, onde todos os resistores foram desprezados, inclusive o resistor de amortecimento (R_{f3}), verifica-se que para altas frequências, na faixa da frequência de chaveamento e seus harmônicos, a atenuação do “*ripple*” introduzida pelo filtro somente será efetiva se este for adequadamente amortecido. Assim, um resistor (R_{f3}) é colocado em série com o capacitor do filtro (C_f), sendo que as perdas de potência podem ser calculadas para as três fases por:

$$P_{Rf3} = 3 \cdot R_{f3} \cdot |I_c|^2 = 3 \cdot R_{f3} \cdot |I - I_g|^2 \text{ (W)} \quad (7.20)$$

Considerando a participação de todos os harmônicos (h) de corrente, na ordem da frequência de chaveamento e seus harmônicos, calcula-se:

$$P_{Rf3} = 3 \cdot R_{f3} \sum_h |I(h) - I_g(h)|^2 \text{ (W)} \quad (7.21)$$

As perdas no filtro diminuem quando o valor do resistor de amortecimento aumenta, pois são proporcionais ao quadrado da corrente no resistor. Porém isto reduz a efetividade do amortecimento desejado, podendo provocar ressonância e oscilações, devendo-se pesquisar um valor ótimo intermediário para o R_{f3} . Estabelecem-se assim os seguintes critérios para o projeto do filtro LCL:

- a) O capacitor deve ter seu valor limitado de forma que a potência reativa absorvida em condições nominais seja menor que 5% do valor da potência nominal do circuito do rotor. Desta forma a potência reativa do capacitor não prejudicará o funcionamento dos reguladores de corrente no conversor realizado pelo controle vetorial do conversor do lado da rede (CLR):

- b) O valor total da indutância (L_T) deve ser menor que 10% da impedância base do circuito do rotor, de forma a limitar a queda de tensão nos indutores durante a operação.
- c) A frequência de ressonância deve estar localizada na faixa entre $10.\omega_s$ e $0.5.\omega_{chav}$ de forma a não ocorrer ressonância em baixas e altas frequências do espectro harmônico.
- d) O amortecimento passivo não pode ser tão baixo, de forma a evitar oscilações, e não pode ser tão alto, de forma a evitar o aumento das perdas ativas com conseqüente redução da eficiência.

A partir destes critérios, estabelecem-se os seguintes passos para o projeto dos elementos do filtro:

1. Define-se o valor do indutor do lado do conversor (L_{f1}) utilizando-se o critério “b” descrito acima e de forma a se ter um “*ripple*” tolerável de corrente na rede elétrica. Assim, o indutor equivalente do lado da rede (L_g) será calculado como uma função do indutor (L_{f1}) usando o índice “r” como a relação entre as 2 indutâncias:

$$L_g = r.L_{f1} \quad (7.22)$$

2. Define-se a potência reativa a ser absorvida em condições nominais pelo capacitor do filtro, usando o critério “a” descrito acima, onde “x” representa a relação entre esta potência e a potência nominal do circuito do rotor:

$$C_f = x.C_b \quad \text{onde} \quad x = 0.05 \quad (7.23)$$

3. Projeta-se o valor do resistor de amortecimento, utilizando-se o critério do item “d” acima, numa primeira estimativa fazendo-o igual ao valor da impedância do capacitor do filtro para uma frequência da ordem da frequência de ressonância (ω_b):

$$R_{f3} = |Z_{Cf}|_{\omega=\omega_b} = \frac{1}{\omega_b \cdot C_f} \quad (7.24)$$

4. Escolhe-se a atenuação desejada no “*ripple*” de corrente na rede (I_g), definindo-se a relação “*r*” e calculando-se o valor do indutor do lado da rede do filtro (L_{f2}). A atenuação do “*ripple*” de corrente na rede, considerando-se o amortecimento do filtro proporcionado pelo resistor R_{f3} , pode ser obtida a partir da função de transferência dada na expressão 7.17. Para regime permanente senoidal fazendo-se $s=j\omega$:

$$\frac{I_g(j\omega)}{I(j\omega)} = \frac{j\omega R_{f3} C_f + 1}{(j\omega)^2 C_f L_g + j\omega C_f R_{f3} + 1} \quad (7.25)$$

Calculando-se o módulo desta função e aproximando-se o mesmo para altas frequências, da ordem da frequência de chaveamento (ω_{chav}), obtém-se:

$$\left| \frac{I_g(j\omega)}{I(j\omega)} \right| = \frac{R_{f3} C_f}{\sqrt{(R_{f3} C_f)^2 + (\omega_{chav} C_f L_g)^2}} \quad (7.26)$$

Substituindo-se R_{f3} pelo seu valor de projeto dado em 7.24, e eliminando-se os termos C_f , L_g , e a própria frequência de ressonância (ω_b), utilizando-se as expressões 7.13, 7.14, 7.22 e 7.23, obtém-se a expressão final que permite calcular a atenuação da corrente da rede em relação à corrente no conversor, função dos parâmetros “*r*” e “*x*” de projeto dos elementos do filtro:

$$\left| \frac{I_g(j\omega)}{I(j\omega)} \right| = \frac{1}{\sqrt{1 + \omega_{chav}^2 [r \cdot (r + 1) \cdot x \cdot C_b \cdot L_{f1}]}} \quad (7.27)$$

5. Finalizado o projeto, deve-se verificar se a frequência de ressonância resultante atende ao critério “*c*”, e também se a indutância total resultante atende ao critério “*a*” descritos anteriormente. Caso não se

obtenha estas concordâncias, deve-se repetir o projeto pesquisando-se novos valores dos parâmetros “r”, “x”, “ L_{fl} ” e R_{β} .

6. Finalmente, deve-se verificar a atenuação do filtro para outras condições de potência fluindo pelo circuito do rotor, diferentes da potência nominal, e se necessário testar outras frequências de chaveamento dos conversores PWM.

7.2.4 Resultados Para o Projeto dos Parâmetros do Filtro da Turbina de 2MW

A seguir serão apresentados os resultados obtidos para o projeto do filtro da turbina de 2MW, estudo de caso desta tese, utilizando-se o procedimento descrito nos itens anteriores. O transformador individual da turbina é de 2,5MVA, 34,5-0,69kV, com uma impedância $Z_{Ti} = 7\%$. Todos os cálculos realizados são referidos ao lado de baixa tensão do transformador, onde está conectado o GIDE.

- a) Indutância do transformador isolador: $L_{Ti} = 0,0354\text{mH}$
- b) Valor máximo do indutor total $L_T = 10\% \cdot [Z_b/\omega_s] = 0,1579\text{mH}$
- c) Indutância do lado da rede elétrica: $L_g = L_{Ti} + L_{L2}$. Numa primeira aproximação do filtro, fez-se $L_{L2}=0$, e assim $L_g = L_{Ti} = 0,0354\text{mH}$
- d) Valor do capacitor máximo do filtro: $C_f = 0,05 \cdot C_b = 222,8\mu\text{F}$.
- e) Valor do indutor do lado do conversor: $L_{fl} = r \cdot L_g$. Numa primeira estimativa fez-se $r=0,5$ resultando assim num $L_{fl} = 0,07072\text{mH}$.
- f) Frequência de ressonância: $\omega_b = 13.798,5 \text{ rad/s}$ $f_b=2.196,2\text{Hz}$.
- g) Valor do resistor de amortecimento: $R_{\beta} = 0,3252\Omega$
- h) Levantamento do gráfico de atenuações dado pela expressão 7.27 função do parâmetro “r”. Com isto, pode-se investigar a necessidade da inclusão do

indutor do filtro do lado da rede (L_{f2}), ou mesmo a alteração do valor do indutor L_{f1} , bem como dos outros parâmetros do filtro, como o resistor de amortecimento (R_{f3}) ou a relação (x) da potência reativa do capacitor:

Figura 7.5 - Atenuação da corrente na rede função da relação de indutâncias.

Depreende-se do gráfico que para $r=0,5$ a atenuação será de 28% para o “ripple” da corrente da rede, na faixa de frequência de chaveamento, sendo um valor aceitável uma vez que as demais restrições de projeto estão sendo atendidas.

- i) Gráficos da função de transferência entre a corrente na rede (I_g) e a tensão no conversor (V):

Figura 7.6 - Diagramas de Bode entre a corrente na rede e a tensão no conversor:
(a) sem amortecimento (b) com amortecimento.

- j) Gráficos da função de transferência entre a corrente na rede (I_g) e a corrente no inversor (I):

Figura 7.7 - Diagramas de Bode entre a corrente na rede e a corrente no conversor:
(a) sem amortecimento (b) com amortecimento.

Nos diagramas de Bode das figuras 7.6 e 7.7 observa-se o efeito da inclusão do amortecimento, reduzindo-se o pico de ressonância do filtro. Na figura 7.7, que apresenta a atenuação do “*ripple*” da corrente na rede em relação à corrente no CLR, observa-se a característica de um filtro passa-baixa com ganho unitário em baixas frequências e um pico de ganho de 24dB para a frequência de ressonância no caso não amortecido, enquanto este pico é reduzido para 4dB para o caso do filtro bem amortecido.

7.3 Controle de Corrente do Conversor do Lado da Rede (CLR)

Para o controle do conversor do lado da rede orienta-se os eixos coordenados na referência d,q, girando em velocidade síncrona, com o eixo “d” alinhado com o vetor tensão da rede $\vec{E}$ ($\omega_d = \omega_s$). O ângulo do vetor tensão da rede deve ser determinado para este alinhamento. A Figura 7.2 apresentou estes eixos coordenados utilizados. Com esta orientação, tem-se:

$$e_d = |\vec{E}| \quad e_q = 0 \quad (7.28)$$

A partir das equações das componentes “d” e “q” das tensões (7.4 e 7.5), escreve-se a equação vetorial de tensão no referencial complexo de d,q:

$$\hat{E} = R_T \cdot \hat{I} + L_T \cdot \frac{d}{dt} \hat{I} + \hat{V} - j \cdot \omega_d \cdot L_T \cdot \hat{I} \quad (7.29)$$

onde os vetores são descritos no referencial complexo dos eixos d,q:

$$\hat{E} = e_d + j \cdot e_q \quad \hat{V} = v_d + j \cdot v_q \quad \hat{I} = i_d + j \cdot i_q \quad (7.30)$$

A potência ativa (P_r) e reativa (Q_r) do circuito do rotor, na entrada no conversor do lado da rede, são dadas por:

$$P_r = \frac{3}{2} \cdot [v_d \cdot i_d + v_q \cdot i_q] \quad Q_r = \frac{3}{2} \cdot [v_q \cdot i_d - v_d \cdot i_q] \quad (7.31)$$

Considerando-se a orientação realizada no vetor tensão da rede, tem-se que aproximadamente a tensão v_q é nula (desprezando-se a queda de tensão nas impedâncias do filtro). Assim, escrevem-se as expressões aproximadas destas potências:

$$P_r = \frac{3}{2} \cdot v_d \cdot i_d \quad Q_r = -\frac{3}{2} \cdot v_d \cdot i_q \quad (7.32)$$

Das equações 7.32 observa-se que a potência reativa do CLR pode ser controlada diretamente pela corrente em quadratura i_q , enquanto a potência ativa pode ser controlada pela corrente de eixo direto i_d , de forma desacoplada entre si. O controle da potência ativa permite portanto o controle da tensão do barramento CC. Observa-se através da equação 7.32, que de forma a se ter a potência reativa aproximadamente nula no CLR, a referência de corrente de eixo “q” deverá ser feita igual a zero. A estratégia geral de controle do CLR é mostrada na Figura 7.8.

Figura 7.8 - Estratégia de controle do conversor do lado da rede (CLR).

Nesta estratégia, as tensões trifásicas da rede $e_1(t)$, $e_2(t)$ e $e_3(t)$, que constituem o vetor tensão ($\vec{E}$), são medidas e transformadas nas componentes no referencial estacionário $s_{\alpha,s\beta}$ utilizando-se a transformação trifásico-bifásico. Em seguida é calculado o ângulo do vetor tensão (θ_e) usando o seguinte estimador:

$$\theta_e = \arctg\left(\frac{e_\beta}{e_\alpha}\right) \quad (7.33)$$

Este ângulo, e a velocidade do vetor tensão da rede, serão usados para o posicionamento do eixo “d” e conseqüente orientação do controle do CLR.

As correntes trifásicas $i_1(t)$, $i_2(t)$ e $i_3(t)$, na entrada do CLR, são medidas e também transformadas para o referencial d,q, utilizando-se o ângulo da tensão da rede (θ_e).

Observa-se na Figura 7.8 a malha de controle da tensão no barramento CC (V_{cc}), com uma malha mais interna de controle da corrente (i_d), e a malha de controle da

corrente (i_q), incluindo-se os termos de compensação, que definem as tensões a serem sintetizadas pelo conversor PWM (v_{dref} e v_{qref}), após sua transformação para o referencial trifásico (V_{1ref} , V_{2ref} , e V_{3ref}).

7.3.1 Malhas de Controle de Corrente do CLR

O CLR possui duas malhas de controle de corrente, conforme abordado na seção anterior. Adotou-se para estas malhas, neste trabalho, a topologia mais simples do controlador proporcional (P), onde através de simulações, verificou-se ser aceitável o resultado da regulação das correntes controladas. As funções de transferência das malhas de controle de corrente foram obtidas, a partir das equações dinâmicas das correntes, nos respectivos eixos coordenados, utilizando a técnica da Transformada de Laplace. Os controladores das malhas de controle foram projetados utilizando-se a técnica de alocação de pólos, como será apresentado a seguir.

7.3.1.1. Malhas de Corrente de Eixo Direto i_d e de Eixo em Quadratura i_q

As malhas de corrente de eixo direto e em quadratura foram projetadas a partir das equações dinâmicas dadas pelas equações 7.4 e 7.5, reescritas a seguir:

$$R_T \cdot i_d + L_T \cdot \frac{d}{dt} i_d = e_d - v_d + \omega_d \cdot L_T \cdot i_q = v_d' \quad (7.34)$$

$$R_T \cdot i_q + L_T \cdot \frac{d}{dt} i_q = e_q - v_q - \omega_d \cdot L_T \cdot i_d = v_q' \quad (7.35)$$

Aplicando-se a técnica da Transformada de Laplace, obtêm-se funções de transferência de 1ª ordem entre as correntes e as tensões equivalentes:

$$I_d(s) = \frac{1}{R_T + s \cdot L_T} \cdot V_d'(s) \quad I_q(s) = \frac{1}{R_T + s \cdot L_T} \cdot V_q'(s) \quad (7.36)$$

Observa-se em 7.34, que a equação dinâmica da corrente de eixo “d” apresenta um acoplamento cruzado com a corrente do outro eixo (i_q). O mesmo ocorre com a equação dinâmica da corrente de eixo “q”. O projeto das malhas de controle é feito desconsiderando-se estes termos de acoplamento, e posteriormente estes termos são compensados na saída dos controladores através de sinais específicos injetados.

As tensões a serem sintetizadas pelo CLR são calculadas, adicionando-se às tensões de saída dos controladores (v_d' e v_q'), os termos a compensar observando-se os sinais adequados:

$$v_{dref} = -v_d' + e_d + \omega_d \cdot L_T \cdot i_q \quad v_{qref} = -v_q' + e_q - \omega_d \cdot L_T \cdot i_d \quad (7.37)$$

$$v_{dref} = -v_d' + v_{dcomp} \quad v_{qref} = -v_q' + v_{qcomp} \quad (7.38)$$

$$\text{onde: } v_{dcomp} = e_d + \omega_d \cdot L_T \cdot i_q \quad v_{qcomp} = e_q - \omega_d \cdot L_T \cdot i_d \quad (7.39)$$

As Figuras 7.9 e 7.10 apresentam estas malhas de controle:

Figura 7.9 - Malha de controle da corrente i_d .

Figura 7.10 - Malha de controle da corrente i_q .

Na malha de controle da corrente i_q , a componente de eixo “q” da tensão da rede (e_q) é nula. Os controladores para as correntes “d” e “q” são similares, resultando nas seguintes funções de transferência de malha aberta $G_o(s)$ e malha fechada $G(s)$:

$$G_o(s) = \frac{K_p}{R_T + s.L_T} \quad G(s) = \frac{K_p}{(R_T + K_p) + s.L_T} \quad (7.40)$$

Tem-se no denominador de $G(s)$ uma função do primeiro grau e assim, uma frequência de corte nos diagramas de Bode de:

$$\omega_c = \frac{R_T + K_p}{L_T} \quad f_c = \frac{\omega_c}{2\pi} = 2.000\text{Hz} \quad (7.41)$$

A frequência de corte da malha foi especificada em 2kHz, função da frequência de chaveamento PWM do CLR, ajustada em 5kHz. Assim o ganho K_p é calculado a partir da frequência de corte da resposta em frequência da malha fechada e dos parâmetros do filtro LCL projetado na seção 7.2:

$$K_p = (2\pi.f_c).L_T - R_T = 1,3321 \quad (7.42)$$

7.3.2 Projeto do Capacitor do Barramento CC

O capacitor no barramento de corrente contínua, entre os conversores, deve suportar as variações de tensão que são provocadas pelas demandas de potência no circuito do rotor do GIDE, como o fluxo de potência reativa entre a rede e o rotor. Também deverá ser considerado o atraso das malhas de corrente i_d e i_q , de forma que a tensão nunca ultrapasse os limites mínimo e máximo especificados.

Para o projeto do capacitor deve-se conhecer a máxima variação permitida de tensão (ΔV_{cc}), a máxima variação esperada de potência no circuito do rotor (ΔP_r), e o tempo de atraso na resposta da malha de controle de tensão (τ_E). O valor do capacitor portanto pode ser dado por [40], [49] :

$$C \geq \frac{\tau_E \cdot \Delta P_r}{2 \cdot V_{cc} \cdot \Delta V_{cc}} \quad (7.43)$$

Utilizando-se:

$\tau_E = 5\text{ms}$ (considerando também o atraso da modulação PWM do CLR, associado com a frequência de chaveamento de 5kHz).

$V_{cc} = 1.400\text{V}$ (tensão nominal no barramento CC)

$\Delta V_{cc} = 2\% \cdot V_{cc} = 28\text{V}$ (para uma reversão no fluxo de potência do conversor do lado da máquina (CLM) de +100% para -100% da sua potência nominal de 0,8MW.)

$\Delta P_r = 2 \cdot P_{\text{conv}} = 2 \times 0,8\text{MW} = 1,6\text{MW}$

A partir destes valores, usando-se 7.43 calcula-se um capacitor de:

$$C \geq 100 \text{ mF} \Rightarrow C = 400 \text{ mF}$$

Verificou-se nas simulações de regime transitório e permanente, em diferentes velocidades de vento abaixo e acima do vento nominal que o ripple da tensão V_{cc} foi menor para um capacitor de 400mF. Assim, este valor foi adotado no projeto.

7.3.3 Malha de Controle da Tensão do Barramento CC

Foi visto na seção 7.3, que com a orientação do controle do CLR no vetor tensão da rede ($\vec{E}$), a potência ativa (P_r) na entrada do CLR é aproximadamente proporcional à corrente de eixo direto (i_d). Assim, pode-se dimensionar a malha de controle da tensão contínua (V_{cc}) como sendo mais externa à malha de controle da corrente i_d , fornecendo a corrente de referência para esta última malha.

O capacitor do barramento CC fornece a tensão contínua para a operação do conversor do lado da máquina (CLM) e qualquer estratégia de armazenamento de potência ativa no capacitor poderia elevar esta tensão [13]. Para assegurar a

estabilidade do barramento CC, o fluxo de potência nos conversores deve seguir a seguinte lei de controle:

$$P_r - \text{Perdas}_{CLR} = P_{rm} + \text{Perdas}_{CLM} \quad (7.44)$$

onde Perdas_{CLR} e Perdas_{CLM} são as perdas no CLR e CLM respectivamente e P_{rm} é a potência ativa nos enrolamentos rotóricos da máquina. Observa-se que, a menos de variações nos termos de perdas, havendo variação da potência fornecida pelo CLM, esta variação deve ser integralmente repassada à rede elétrica pelo CLR.

Figura 7.11 - Topologia completa do GIDE.

Escreve-se a equação dinâmica do barramento CC:

$$I_c = I_{cc\text{rede}} - I_{cc\text{maq}} \quad \Rightarrow \quad C \cdot \frac{d}{dt} V_{cc} = I_{cc\text{rede}} - I_{cc\text{maq}} \quad (7.45)$$

Escrevem-se as equações do balanço de potências nos 2 conversores:

$$I_{cc\text{rede}} = \frac{P_r - \text{Perdas}_{CLR}}{V_{cc}} \quad I_{cc\text{maq}} = \frac{P_{rm} + \text{Perdas}_{CLM}}{V_{cc}} \quad (7.46)$$

Das equações 7.46 observa-se que a tensão V_{cc} se manterá estável podendo ocorrer pequenos “ripples” nesta tensão, devido a uma diferença instantânea entre as correntes $I_{cc\text{rede}}$ e $I_{cc\text{maq}}$, e também pequenas variações desta tensão podem ocorrer durante transitórios nestas correntes, em função da transferência de energia entre a rede elétrica e o rotor da máquina (P_{rm} e Q_{rm}).

Considerando-se nulas as perdas internas dos conversores, escrevem-se as equações aproximadas de conservação da potência ativa no circuito do rotor, usando-se também a equação 7.32:

$$P_r = V_{cc} \cdot I_{cc\ rede} = \frac{3}{2} \cdot v_d \cdot i_d \quad \Rightarrow \quad \frac{I_{cc\ rede}}{i_d} = \frac{3}{2} \cdot \frac{v_d}{V_{cc}} \quad (7.47)$$

A partir da equação 7.45 calcula-se a função de transferência entre a tensão e a corrente no capacitor:

$$\frac{V_{cc}(s)}{I_c(s)} = \frac{1}{s \cdot C} \quad \Rightarrow \quad V_{cc}(s) = \frac{1}{s \cdot C} \cdot I_c(s) \quad (7.48)$$

A equação da tensão $V_{cc}(s)$ é dada abaixo e o diagrama de blocos que a representa é descrito na Fig. 7.12:

$$V_{cc}(s) = \frac{1}{s \cdot C} \cdot [I_{cc\ rede}(s) - I_{cc\ maq}(s)] \quad (7.49)$$

Figura 7.12 - Diagrama de blocos de cálculo da tensão V_{cc} .

Onde $G_{conv} = \frac{3}{2} \cdot \frac{v_d}{V_{cc}}$ pode ser considerado um ganho de corrente do conversor estático, relacionando as correntes i_d e $I_{cc\ rede}$. A malha fechada de controle da tensão (V_{cc}) pode ser vista na Figura 7.13. A malha mais interna de controle i_d , por ter uma dinâmica muito mais rápida, é considerada ideal:

Figura 7.13 - Malha fechada de controle da tensão V_{cc} .

Para esta malha fechada de controle, o termo I_{ccmaq} pode ser considerado como uma perturbação e assim não ser considerado na dinâmica principal do sistema para o projeto do controlador PI. Assim, tem-se a seguinte função de transferência da malha aberta do sistema completo $G_o(s)$ e a função de transferência do controlador $G_c(s)$:

$$G_c(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \quad G_o(s) = G_c(s) \cdot G_{conv}(s) \cdot \frac{1}{sC} \quad (7.50)$$

A função de transferência de malha fechada do sistema é dada por:

$$G(s) = \frac{G_o(s)}{1 + G_o(s)} = \frac{s \cdot K_p + K_i}{s^2 \cdot \frac{C}{G_{conv}} + s \cdot K_p + K_i} \quad (7.51)$$

Chamando-se $C' = C/G_{conv}$ e trabalhando-se o denominador da expressão 7.51 obtém-se:

$$G(s) = \frac{1 + s \cdot \frac{K_p}{K_i}}{1 + s \cdot \frac{K_p}{K_i} + s^2 \cdot \frac{C'}{K_i}} \quad (7.52)$$

Utilizando-se a técnica de alocação de pólos, projeta-se os valores dos ganhos, proporcional (K_p) e integral (K_i) de forma que as frequências de corte da malha de tensão (V_{cc}) sejam 10 vezes menores que a frequência de corte da malha de corrente i_d mais interna [31]:

$$f_{c1} = 200\text{Hz} \quad f_{c2} = 20\text{Hz} \quad \omega_{c1} = 2\pi \cdot f_{c1} \quad \omega_{c2} = 2\pi \cdot f_{c2} \quad (7.53)$$

Os ganhos do controlador PI são dados por:

$$K_p = C' \cdot (\omega_{c1} + \omega_{c2}) = 921,6 \quad K_i = C' \cdot (\omega_{c1} \cdot \omega_{c2}) = 105.272 \quad (7.54)$$

Para o cálculo do ganho de corrente G_{conv} , observa-se que a tensão (v_d) é variável no tempo, controlado pelo CLR, de forma a regular a corrente (i_d) no valor de referência. Logo o G_{conv} é variável para cada ponto de operação do gerador. Adotam-se os valores nominais de tensão alternada e contínua, para o cálculo deste termo, que participa da dinâmica do sistema controlado. Desprezando-se as quedas de tensão entre a rede elétrica e a entrada do conversor CLR, tem-se que:

$$v_d \cong |\vec{E}_{FN}| = \frac{690}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{2} = 563,38V \quad G_{conv} = \frac{3}{2} \cdot \frac{563,38}{1.400} = 0,6 \quad (7.55)$$

onde $|\vec{E}_{FN}|$ é o módulo da tensão fase-neutro da rede elétrica (amplitude da senóide).

Tem-se na tabela 7.1 o resumo dos ganhos dos controladores analógicos para as malhas de controle de tensão no barramento CC e de corrente no CLR do GIDE:

Tabela 7.1 - Ganhos dos controladores analógicos de tensão V_{cc} e correntes i_d e i_q .

Ganhos dos controladores	Malha de controle da tensão V_{cc} .	Malhas de controle das correntes i_d e i_q .
Ganho Proporcional (K_p)	921,6	1,3321
Ganho Integral (K_i)	105.272	0

7.4 Limites de Correntes dos Conversores Estáticos do Rotor

O sistema de controle vetorial utilizado no GIDE permite estabelecer limites para as correntes trifásicas no rotor do gerador (no lado alternado do CLM) e na entrada alternada do CLR. Estes limites devem ser definidos a partir da suportabilidade de

corrente dos semicondutores IGBT's, e também da capacidade de potência em regime permanente dos conversores. Estes valores limites podem ser facilmente alteráveis no algoritmo de controle do sistema, sendo definidos pelos valores máximos das correntes de referência $I_{rd_{ref}}$ e $I_{rq_{ref}}$ para o CLM, e $I_{d_{ref}}$ e $I_{q_{ref}}$ para o CLR.

7.4.1 Limites de Correntes Trifásicas do CLM

Para definição das correntes limites nas malhas de controle do CLM, considerou-se a tensão aplicada ao rotor, na condição de máxima potência transferida pelo conversor, quando o escorregamento da máquina está no valor máximo ($s_M = -30\%$) na região supersíncrona de velocidades. Neste caso esta tensão aplicada no rotor será de $0,3.V_r$ nominal, e as correntes máximas admissíveis de eixo “d” e “q” são calculadas por:

$$i_{rd_{max}} = i_{rq_{max}} = \sqrt{2} \cdot \left[\frac{S_{conv}}{\sqrt{3} \cdot s_M \cdot V_{rn}} \right] = \sqrt{2} \cdot \left[\frac{0,8 \times 10^6}{\sqrt{3} \cdot (0,3) \cdot 690} \right] = 3.156 A \quad (7.56)$$

onde foram consideradas a potência do conversor de 0,8MW, com fator de potência unitário, resultando numa potência aparente $S_{conv}=0,8MVA$, e a tensão nominal do rotor (V_m) de 690V.

7.4.2 Limites de Correntes Trifásicas do CLR

Para definição das correntes limites nas malhas de controle do CLR, considerou-se a tensão plena da rede 690V aplicada na entrada alternada do conversor e a potência nominal 0,8MVA do mesmo, calculando-se as correntes máximas admissíveis de eixo “d” e “q” através de:

$$i_{d \max} = i_{q \max} = \sqrt{2} \cdot \left[\frac{S_{conv}}{\sqrt{3} \cdot V_{rn}} \right] = \sqrt{2} \cdot \left[\frac{0,8 \times 10^6}{\sqrt{3} \cdot 690} \right] = 947 A \quad (7.57)$$

Estes limites de corrente foram implementados nas estruturas de controle que definem as correntes de referência de eixo “d” e de eixo “q” para as entradas dos controladores de corrente, no programa de simulação da usina eólica.

7.5 Resultados de Simulações das Malhas de Controle do CLR

De forma a testar o funcionamento da malha de controle da tensão V_{cc} , com a turbina de 2MW interligada à rede elétrica, manteve-se a velocidade do vento no valor nominal de 12m/s e no tempo $t=0,5s$ aplicou-se um degrau na tensão de referência V_{ccref} de 1.400V para 2.000V. A potência reativa do rotor de referência (Q_{ref}) foi mantida nula durante todo o tempo. Os resultados para a tensão do barramento CC, potência ativas do gerador, e correntes de eixos d,q na entrada alternada do conversor CLR são apresentados na Figura 7.14:.

Figura 7.14 - Tensão do barramento CC; Potências ativas de estator, rotor e total gerada; Corrente de eixo “d” do CLR; Corrente de eixo “q” do CLR para um degrau em V_{ccref} .

No gráfico da tensão V_{cc} observa-se que esta atingiu o valor de referência desejado num intervalo de aproximadamente 0,4s; No gráfico das potências observa-se que quando o degrau de tensão V_{ccref} é aplicado, o rotor consome uma potência ativa constante de 0,8MW, sendo esta justamente a potência nominal do conversor estático, durante todo o intervalo de tempo de crescimento da tensão V_{cc} . (Esta limitação foi imposta pelo sistema de controle vetorial). Com isto, diminui a potência ativa total gerada pela máquina para a rede elétrica; No gráfico da corrente de eixo direto “d”, observa-se a variação da corrente de referência I_{dref} sendo seguida com boa resposta pela corrente real I_d no CLR. Esta corrente é a responsável pelo controle da tensão V_{cc} e conseqüentemente pelo controle da potência ativa no circuito do rotor do gerador. O erro de regime permanente observado na regulação desta corrente é devido à utilização de um controlador puramente proporcional para uma planta com equação característica de 1ª ordem, o que implica que esta responde ao degrau de entrada com um erro não nulo, e inversamente proporcional do valor do ganho proporcional (K_p). Entretanto, observa-se na simulação que não ocorre uma perda da regulação da tensão V_{cc} , podendo-se portanto utilizar esta topologia mais simples do

controlador da corrente, simplificando bastante o projeto da malha de controle mais externa, da tensão V_{cc} . Ainda na Figura 7.14 apresenta-se o gráfico da corrente de eixo “q”, responsável pelo controle da potência reativa do circuito do rotor da máquina, sendo esta mantida em torno do zero, conforme foi solicitado ao sistema de controle fazendo-se $Q_{r_{ref}} = 0$.

Um segundo teste realizado nas malhas de controle do CLR foi aplicar um degrau da potência reativa do rotor de referência ($Q_{r_{ref}}$) de 0 para $-0,5\text{Mvar}$ (o sinal negativo significa que o rotor deverá fornecer potência reativa para a rede elétrica). Assim, com a turbina de 2MW interligada à rede elétrica, manteve-se a velocidade do vento no valor nominal de 12m/s , a tensão $V_{cc_{ref}}$ no valor nominal 1.400V , e no tempo $t=0,5\text{s}$ aplicou-se um degrau negativo na referência $Q_{r_{ref}}$. Os resultados para a potência reativa e ativa do rotor na entrada do CLR, e correntes de eixos d,q na entrada alternada deste conversor são apresentados na Figura 7.15.

Figura 7.15 - Potência reativa do rotor; Potência ativa do rotor; Corrente de eixo “d” do CLR; Corrente de eixo “q” do CLR para um degrau em $Q_{r_{ref}}$.

No gráfico da potência reativa do rotor (Q_r) observa-se a sua variação de 0 para $-0,5\text{Mvar}$ com boa dinâmica; No gráfico da potência ativa do rotor (P_r) observa-se que esta se manteve estável, excursionando para um valor de aproximadamente $0,7\text{MW}$ fornecido para a rede durante o transitório aplicado no sistema; No gráfico da corrente I_q , observa-se a variação desta de 0 para 500A com boa dinâmica, sendo esta corrente a responsável pelo controle da potência reativa do circuito do rotor do gerador; Finalmente, no gráfico da corrente I_d , observa-se que esta corrente permanece bem regulada, sofrendo pequenas variações na corrente de referência sendo bem seguida pela corrente real, de forma a manter a tensão V_{cc} sob controle em 1.400V durante o transitório com o fluxo de potência reativa de $0,5\text{Mvar}$ através dos conversores estáticos, do rotor do gerador para a rede elétrica.

7.6 Considerações Finais

Neste capítulo foi realizado o projeto dos controladores analógicos para o conversor estático de potência do lado da rede elétrica (CLR) e do filtro indutivo-capacitivo-indutivo (LCL) a ser instalado entre a rede elétrica e a entrada alternada do CLR. Foram escritas as equações vetoriais orientadas no vetor tensão da rede elétrica para o projeto das malhas de controle das correntes alternadas de entrada do CLR. Uma estratégia de projeto para o filtro LCL, evoluindo-se de procedimentos descritos na literatura científica, foi proposto e simulado de forma a reduzir os harmônicos de ordem elevada (na ordem da frequência de chaveamento da modulação PWM) das correntes injetadas ou drenadas da rede elétrica pelo CLR. Para isto foi desenvolvido o modelo matemático do filtro e foram levantadas as funções de transferência entre as diversas grandezas elétricas da rede e do filtro. Concluiu-se a importância da inclusão de um resistor de amortecimento, no ramo do capacitor paralelo do filtro, de forma a reduzir o “*ripple*” de corrente, evitar ressonâncias em altas e baixas frequências e ao mesmo tempo não degradar a operação dos reguladores de corrente. Os resultados do projeto do filtro para a turbina de 2MW , 690V e respectivas simulações foram apresentados, confirmando um bom comportamento do sistema. Uma metodologia de cálculo do valor do capacitor de estabilização da tensão no

barramento CC, utilizando-se trabalhos existentes na literatura científica, foi apresentado e implementado. As malhas de controle da tensão V_{cc} e da potência reativa do rotor foram desenvolvidas e os ganhos dos controladores foram calculados. Os limites de corrente trifásica no lado alternado dos conversores estáticos de potência foram obtidos e implementados nas estruturas de controle, de forma a não exceder a capacidade térmica dos dispositivos semicondutores (IGBT's) no processo de chaveamento da modulação PWM. O esquema completo de controle do CLR foi apresentado em diagramas de blocos. Os resultados de simulações do funcionamento das malhas de controle do CLR foram apresentados, aplicando-se um degrau na tensão V_{cc} de referência e observando-se uma boa resposta das variáveis controladas enquanto a potência reativa do rotor era mantida nula pelo sistema de controle. Complementando os estudos, foi aplicado um degrau na referência de potência reativa do rotor (Q_r), enquanto a tensão V_{cc} era mantida constante, resultando também numa boa resposta dinâmica das variáveis controladas e das outras grandezas elétricas e mecânicas do sistema.

8 ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DIGITAL

8.1 Introdução

O projeto das malhas de controle analógico apresentado nos dois capítulos anteriores é uma primeira abordagem que permite uma análise qualitativa e quantitativa da resposta do conjunto turbina-gerador às ações de controle, e seu impactos na rede elétrica. O parque eólico entretanto possui um sistema supervisorio central, em ambiente digital, assim como sistemas distribuídos de controle digital de cada turbina, com seus respectivos níveis hierárquicos. Para uma correta análise da interligação do parque eólico à rede elétrica, é necessário projetar e simular as malhas de controle do conjunto turbina-gerador utilizando a técnica do controle discreto.

Neste capítulo todas as malhas de controle do GIDE foram discretizadas, com os controladores digitais projetados, considerando-se os atrasos de tempo que ocorrem na operação dos conversores estáticos, a frequência de chaveamento da modulação PWM e a frequência de amostragem do processo de discretização. A partir desta formulação discreta do sistema, os controladores digitais foram projetados com o objetivo de melhorar o comportamento das tensões nas barras do sistema elétrico, principalmente as mais próximas do ponto de acoplamento comum com a central eólica, quando da ocorrência de variações transitórias na velocidade do vento como degraus, rampas e rajadas. O modelo completo do sistema elétrico da usina, com controle discreto, foi desenvolvido no programa Matlab/Simulink®, sendo este sistema interligado à rede elétrica reduzida a um ponto equivalente da concessionária de energia elétrica onde a usina eólica será conectada.

8.2 Controle do Conversor do Lado da Máquina (CLM)

8.2.1 Malha de Controle das Correntes Rotóricas i_{rd} e i_{rq}

A partir das equações dinâmicas para as correntes rotóricas i_{rd} e i_{rq} desenvolvidas no Capítulo-6 (6.12 a 6.14) obteve-se as seguintes funções de transferência no tempo contínuo:

$$G_{mo}(s) = \frac{I_{rq}(s)}{V_{rq}'(s)} = \frac{1}{s \cdot \sigma \cdot l_r + R_r}. \quad (8.1)$$

$$G_{mo}(s) = \frac{I_{rd}(s)}{V_{rd}'(s)} = \frac{1}{s \cdot \sigma \cdot l_r + R_r}. \quad (8.2)$$

Observa-se que as funções de transferência para as correntes dos eixos “d” e “q” são idênticas. Assim será desenvolvido em seguida apenas o projeto e teste da malha de controle digital para a corrente em quadratura i_{rq} , sendo os resultados diretamente aplicáveis também para a outra corrente i_{rd} .

Para o projeto dos controladores digitais, adota-se o tempo de amostragem “T” de 50μs, e especifica-se um coeficiente de amortecimento (ξ) de 0,8 e uma frequência natural não amortecida (ω_n) de 3.125 rad/s para os pólos dominantes no Plano-z. Com isto, resulta-se numa frequência natural amortecida (ω_{da}) de 1.875 rad/s. Como a frequência de amostragem é de 20kHz, executa-se o processo de amostragem 66 vezes para cada ciclo completo de oscilação da resposta da planta ao degrau unitário, atendendo-se ao recomendado de um mínimo de 10 amostras por ciclo completo da resposta [43]. Como resultado, tem-se a seguinte localização dos pólos dominantes no Plano-z:

$$|p_i| = e^{-T \cdot \xi \cdot \omega_n} = 0,8825 \quad \angle p_i = T \cdot \omega_{da} = 0,09375 rad \quad (8.3)$$

Discretizando-se a função de transferência da planta através da técnica da invariabilidade da resposta ao degrau unitário (ou a técnica do segurador de ordem zero) obtém-se a função de transferência da planta discretizada, com um segurador de ordem zero (ZOH) fictício em sua entrada, utilizando-se a Transformada-Z:

$$G_{mo}(z) = Z \left\{ \frac{1 - e^{-T.s}}{s} \cdot \frac{8.964,29}{s + 21,344} \right\} = \frac{0,448}{z - 0,9989} \quad (8.4)$$

Modelando-se o conversor estático modulado por largura de pulso (PWM) com um atraso de 2 intervalos de amostragem, tem-se a sua função de transferência pulsada:

$$PWM(z) = z^{-2} \quad (8.5)$$

Utilizando-se no fechamento da malha de controle um controlador digital proporcional-integral (PI), escreve-se a sua função de transferência pulsada que possui um pólo em 1 e um zero em z_c . K_p e K_i são os ganhos proporcional e integral:

$$G_c(z) = \frac{K_p \cdot (z - z_c)}{(z - 1)} \quad \text{onde: } z_c = 1 - \frac{K_i}{K_p} \cdot T \quad (8.6)$$

A topologia do controlador PI digital implementada no programa de simulação é apresentada na Figura 8.1. Observa-se nesta figura que são incluídos limitadores de forma a saturar a saída nos valores máximos e mínimos da variável controlada permitidos para a operação segura do conjunto turbina – gerador.

Figura 8.1 - Topologia do controlador PI digital.

A malha de controle digital da corrente i_{rq} é dada na Figura 8.2, onde os termos de compensação da corrente do outro eixo (i_{rd}) e da corrente de magnetização do estator (I_{ms}) não são considerados na dinâmica da planta:

Figura 8.2 - Malha de controle digital de i_{rq} .

Através da técnica de posicionamento dos pólos dominantes, utilizando-se as condições de ângulo e de módulo para que p_i apresentado na equação 8.3 seja o pólo complexo de malha fechada dominante no semiplano- z positivo, obteve-se a seguinte função de transferência do controlador digital e os ganhos resultantes para os controladores digitais que são apresentados na Tabela 8.1:

$$G_c(z) = \frac{0,3821 \cdot (z - 0,9303)}{(z - 1)} \quad (8.7)$$

Tabela 8.1 - Ganhos do controlador digital das correntes i_{rd} e i_{rq} .

Ganhos do controlador	Malha de controle da corrente
Ganho Proporcional (K_p)	0,3821
Ganho Integral (K_i)	532,65

A função de transferência pulsada de malha aberta resultante é dada por:

$$G_o(z) = \frac{0,3821 \cdot (z - 0,9303)}{(z - 1)} \cdot \frac{1}{z^2} \cdot \frac{0,448}{(z - 0,9989)} \quad (8.8)$$

A função de transferência pulsada de malha fechada é de 4ª. ordem, dada por:

$$G(z) = \frac{0,1712 \cdot z - 0,1593}{z^4 - 1,9989 \cdot z^3 + 0,9989 \cdot z^2 + 0,1712 \cdot z - 0,1593} \quad (8.9)$$

Esta função de transferência pulsada resultante, além dos 2 pólos complexos conjugados dominantes do projeto, apresenta também um pólo real negativo em $-0,3473$, um pólo real positivo em $0,5888$ e um zero real positivo em $0,9305$. Os diagramas de resposta em frequência do sistema digital incluindo as informações de margem de ganho ($MG=10,7\text{dB}$), margem de fase ($MF=42,8^\circ$) resultantes e respectivas frequências associadas são apresentados na Figura 8.3. A largura de banda (ω_B) é a frequência para a qual o módulo da função de transferência foi atenuado em 3dB em relação ao módulo para baixas frequências (ganho CC), obtendo-se $\omega_B = 7.621\text{rad/s}$ ($f_B=1.212\text{Hz}$). Esta frequência pode ser diretamente relacionada com a resposta transitória temporal. Assim, quanto maior a largura de banda da malha, mais rápida será a resposta transitória, podendo entretanto comprometer a estabilidade do sistema. Deve-se assim, avaliar os parâmetros da estabilidade relativa e absoluta quando da realização do projeto, principalmente com a ocorrência de atrasos de tempo na operação do sistema como foi considerado neste caso para os conversores estáticos (PWM) da turbina.

Figura 8.3- Margem de ganho e margem de fase da malha de controle de i_{rq} .

No caso deste projeto, obteve-se margens de ganho e de fase aceitáveis, indicando uma boa estabilidade relativa do sistema para os tempos de resposta temporais conseqüentes.

8.2.2 Malha de Controle de Velocidade

Conforme apresentado no Capítulo-6 (seção 6.4), mais externa à malha de controle da corrente rotórica de eixo “q”, projeta-se uma malha de controle de velocidade. A função de transferência da planta no tempo contínuo é dada por:

$$G_{mo}(s) = \frac{G_1}{J.s} = \frac{-4,3547}{s.534}. \quad (8.10)$$

Verificou-se no projeto da malha de controle digital da corrente i_{rq} que a frequência de corte resultante (ω_B) foi de 7.621 rad/s (1.213,5Hz). Projetando-se a malha de velocidade com uma frequência de corte 10 vezes menor [31], e utilizando-se um controlador PI, obtêm-se as seguintes especificações de projeto descritas na Tabela 8.2:

Tabela 8.2 - Especificações de projeto da malha de controle de velocidade.

ω_B (rad/s)	f_B (Hz)	ξ	ω_n (rad/s)	ω_{da} (rad/s)	T (μ s)
762	121	0,6	671	537	50

Para cálculo da frequência natural não amortecida (ω_n), a partir da frequência de corte desejada (ω_B), utilizou-se a função apresentada em [50] para sistemas discretos de segunda ordem típicos e válida para a faixa de valores do coeficiente de amortecimento apresentada ao lado:

$$\frac{\omega_B}{\omega_n} = -1,19.(\xi) + 1,85 \quad 0,3 \leq \xi \leq 0,8 \quad (8.11)$$

Com isto tem-se a localização dos pólos dominantes no Plano-z:

$$|p_i| = e^{-T \cdot \xi \cdot \omega_n} = 0,9801 \quad \angle p_i = T \cdot \omega_{da} = 0,026832 \text{ rad} \quad (8.12)$$

Obtendo-se a função de transferência da planta discretizada:

$$G_{mo}(z) = Z \left\{ \frac{1 - e^{-T \cdot s}}{s} \cdot \frac{-4,3547}{s \cdot 534} \right\} = \frac{-4,077 \times 10^{-7}}{z - 1} \quad (8.13)$$

A malha fechada de controle digital da velocidade é dada na Figura 8.4. Nesta malha considerou-se ideal a malha mais interna de controle da corrente I_{rq} , em função desta malha ser mais rápida, comparada com as constantes de tempo mecânicas bem maiores.

Figura 8.4 - Malha de controle digital da velocidade.

Através da técnica de posicionamento dos pólos dominantes, se obteve a seguinte função de transferência do controlador PI digital e os ganhos resultantes para este controlador que são apresentados na Tabela 8.3:

$$G_c(z) = \frac{-99.537,18 \cdot (z - 0,9728)}{(z - 1)} \quad (8.14)$$

Tabela 8.3- Ganhos do controlador digital da velocidade.

Ganhos do controlador	Malha de controle da velocidade
Ganho Proporcional (K_p)	-99.537,18
Ganho Integral (K_i)	-54.148.227,92

Apresenta-se na Figura 8.5 os gráficos de resposta ao degrau unitário e de resposta em frequência do sistema discreto em malha fechada para o controle da velocidade da máquina:

Figura 8.5 - Resposta em frequência e resposta ao degrau da malha discreta de velocidade.

No gráfico de resposta ao degrau da Figura 8.5 (à direita) a escala de tempo denota múltiplos do tempo de amostragem.

A presença de um zero de malha fechada próximo da circunferência de raio unitário no Plano- z , em $z = 0,9728$, altera a resposta transitória esperada, associada aos pólos dominantes do sistema de 2ª ordem típico, resultando em parâmetros de resposta transitória e de resposta em frequência levemente diferentes dos valores especificados no projeto, porém aceitáveis.

8.3 Controle do Conversor do Lado da Rede (CLR)

8.3.1 Malha de Controle das Correntes do Conversor i_d e i_q

A partir das equações dinâmicas para as correntes no CLR (i_d e i_q) desenvolvidas no Capítulo-7 (seção 7.3.1) obteve-se as seguintes funções de transferência no tempo contínuo

$$G_{fo}(s) = \frac{I(s)}{V'(s)} = \frac{1}{s.L_T + R_T} = \frac{9.425,07}{s + 10,94} \quad (8.15)$$

Aqui será desenvolvido o projeto e teste da malha de controle digital apenas para a corrente i_d , sendo os resultados diretamente aplicáveis também para a outra corrente i_q . Similarmente ao projeto realizado na seção 8.2.1 para o CLM, foi desenvolvido um projeto digital com parâmetros especificados conforme a Tabela 8.4 [51] :

Tabela 8.4 - Especificações de projeto da malha de controle das correntes i_d e i_q .

ω_n (rad/s)	f_n (Hz)	ξ	ω_{da} (rad/s)	f_{da} (Hz)	T (μ s)
3.125 rad/s	498	0,8	1.875 rad/s	$f_{da} = 299$	50

Como resultado, tem-se a seguinte localização dos pólos dominantes no Plano-z:

$$|p_i| = e^{-T.\xi.\omega_n} = 0,8825 \quad \angle p_i = T.\omega_{da} = 0,09375rad \quad (8.16)$$

Discretizando-se a função de transferência da planta obtém-se:

$$G_{fo}(z) = Z \left\{ \frac{1 - e^{-T.s}}{s} \cdot \frac{9.425,07}{s + 10,94} \right\} = \frac{0,4711}{z - 0,9995} \quad (8.17)$$

Modelando-se o conversor estático (PWM) como em (8.5) e utilizando-se um controlador digital PI (8.6), descreve-se a malha de controle digital da corrente i_d na Figura 8.6, onde o termo de compensação da corrente do outro eixo (i_q) não é considerado na dinâmica da planta:

Figura 8.6 - Malha de controle digital de i_d .

Através da técnica de posicionamento dos pólos dominantes, obteve-se a seguinte função de transferência do controlador digital e os ganhos resultantes para estes controladores que são apresentados na Tabela 8.5:

$$G_c(z) = \frac{0,3643 \cdot (z - 0,9305)}{(z - 1)} \quad (8.18)$$

Tabela 8.5 - Ganhos dos controladores digitais das correntes do CLR.

Ganhos do controlador	Malha de controle das correntes
Ganho Proporcional (K_p)	0,3643
Ganho Integral (K_i)	506,377

A função de transferência pulsada de malha aberta resultante é dada por:

$$G_o(z) = \frac{0,3643 \cdot (z - 0,9305)}{(z - 1)} \cdot \frac{1}{z^2} \cdot \frac{0,4711}{(z - 0,9995)} \quad (8.19)$$

A função de transferência pulsada de malha fechada é de 4ª ordem, dada por:

$$G(z) = \frac{0,1617 \cdot z - 0,1597}{z^4 - 1,9995 \cdot z^3 + 0,9995 \cdot z^2 + 0,1617 \cdot z - 0,1597} \quad (8.20)$$

Esta função de transferência pulsada resultante, além dos 2 pólos complexos conjugados dominantes do projeto, apresenta também um pólo real negativo em (-0,3452), um pólo real positivo em 0,9888 e um zero real positivo em 0,9876. Os diagramas de resposta em frequência indicaram a margem de ganho de 10,7dB, a margem de fase de 42,7° e a largura de banda (ω_B) de 6.410rad/s.

Foram obtidas margens de ganho e de fase aceitáveis, indicando uma boa estabilidade relativa do sistema para os tempos de resposta temporais consequentes.

8.3.2 Malha de Controle da Tensão do Barramento CC

Conforme apresentado no Capítulo-7 (seção 7.3.3), mais externa à malha de controle da corrente do conversor do lado da rede (CLR) de eixo “d”, projeta-se uma malha de controle da tensão V_{cc} do barramento CC do conversor estático. A função de transferência da planta no tempo contínuo é dada por:

$$G_{Bcc}(s) = \frac{G_{conv}}{s.C} = \frac{1,5}{s}. \quad (8.21)$$

Verificou-se no projeto da malha de controle digital da corrente i_d que a frequência de corte (ω_B) resultante foi de 6.410 rad/s (1.020Hz). Projetando-se a malha de tensão V_{cc} com uma frequência de corte 10 vezes menor [31], e utilizando-se um controlador PI, obtêm-se as seguintes especificações de projeto descritas na tabela abaixo:

Tabela 8.6 - Especificações de projeto da malha de tensão do barramento CC.

ω_B (rad/s)	f_B (Hz)	ξ	ω_n (rad/s)	ω_{da} (rad/s)	T (μ s)
641	102	0,6	564	451	50

A malha fechada de controle digital da tensão V_{cc} é dada na Figura 8.7:

Figura 8.7 - Malha de controle digital da tensão V_{cc} .

Através da técnica de posicionamento dos pólos dominantes, obteve-se a seguinte função de transferência do controlador PI digital e os ganhos resultantes para este controlador são apresentados na Tabela 8.7:

$$G_c(z) = \frac{454,5.(z - 0,9770)}{(z - 1)} \quad (8.22)$$

Tabela 8.7 - Ganhos do controlador digital da tensão do barramento CC.

Ganhos do controlador	Malha de controle da tensão
Ganho Proporcional (K_p)	454,5
Ganho Integral (K_i)	209.065

Apresenta-se na Figura 8.8 os gráficos de resposta ao degrau unitário e de resposta em frequência do sistema discreto em malha fechada para o controle da tensão V_{cc} do conversor estático:

Figura 8.8 - Resposta em frequência e resposta ao degrau da malha discreta de V_{cc} .

Similarmente à malha fechada discreta de controle de velocidade desenvolvida na seção 8.2.2, a presença de um zero de malha fechada em $z = 0,9770$, altera a resposta

transitória esperada, associada aos pólos dominantes do sistema de 2ª ordem típico, resultando em parâmetros de resposta transitória e de resposta em frequência levemente diferentes dos valores especificados no projeto, porém novamente aceitáveis.

8.4 Estratégia de Controle da Potência Ativa

Conforme apresentado no Capítulo 6 (seção 6.8), alternativamente à estratégia de controle de velocidade, para ventos abaixo do vento nominal, propõe-se utilizar uma estratégia de controle de potência ativa, com dinâmica mais lenta, porém com comportamento muito superior nos aspectos de qualidade da energia da rede, notadamente nas variações rápidas de tensão devido aos transitórios de vento, que são praticamente eliminadas [51].

Para o projeto desta estratégia, mais externa à malha de controle da corrente rotórica de eixo “q”, projeta-se uma malha de controle de potência ativa gerada para a rede elétrica. As expressões 6.37, 6.38 e 6.21 fundamentam a obtenção da malha de controle discreto da potência ativa conforme apresentado a seguir na Figura 8.9:

Figura 8.9 - Malha de controle digital da potência ativa.

Nesta malha de controle de potência, a malha mais interna de controle da corrente i_{rq} foi considerada ideal. A função de transferência da planta no tempo contínuo, para controle da potência ativa, com as simplificações explicadas na seção 6.8, é dada portanto por:

$$G_{mo}(s) = G_1 \cdot \omega_m = -820,86 \quad (8.23)$$

Nesta função, ω_m é considerada no seu valor nominal síncrono. Como a malha de controle de potência ativa será mais externa à malha de controle da corrente i_{rq} , verificou-se no projeto da malha de controle digital desta corrente, que a frequência de corte resultante (ω_B) foi de 7.621rad/s ($f_B=1.213,5\text{Hz}$). Projetando-se a malha de potência com uma frequência de corte 10 vezes menor [31], e utilizando-se um controlador PI, obtêm-se as seguintes especificações de projeto descritas na Tabela 8.8:

Tabela 8.8 - Especificações de projeto da malha de controle de potência ativa.

f_{c1} (Hz)	f_{c2} (Hz)	T (μs)
12,13Hz	121,35	50

Onde f_{c1} é a frequência de corte associada com o pólo de malha fechada e f_{c2} é a frequência de corte associada com o zero de malha fechada. Para estas especificações de projeto, calcula-se no domínio do tempo contínuo uma função de transferência de malha fechada dada por:

$$G(s) = \frac{P_{ref}}{P} = \frac{1 + s\tau_2}{1 + s\tau_1} \quad \text{onde: } \tau_2 = 0,001312 \text{ e } \tau_1 = 0,01312 \quad (8.24)$$

Discretizando-se esta malha de controle, obtêm-se a função de transferência da planta discreta $G_{mo}(z)$ e a localização do pólo e do zero de malha fechada desejados, no plano-Z, associados ao pólo e zero respectivos no plano-s:

$$G_{mo}(z) = -820,86 \quad (8.25)$$

$$p_i = 0,9962 \text{ e } z_i = 0,9626 \quad (8.26)$$

Utilizando-se a função de transferência do controlador PI discreto (8.6), obtêm-se a função de transferência pulsada em malha aberta resultante do sistema:

$$G_o(z) = K_P \cdot \frac{(z - z_c)}{(z - 1)} \cdot G_{mo}(z) \quad (8.27)$$

e fechando-se a malha de controle discreto, obtém-se a função de transferência pulsada de malha fechada para o sistema:

$$G(z) = K_p \cdot G_{mo}(z) \cdot \frac{(z - z_c)}{z \cdot [1 + K_p \cdot G_{mo}(z)] - [1 + K_p \cdot G_{mo}(z) \cdot z_c]} \quad (8.28)$$

Resolvendo-se o sistema de equações de forma que a função 8.28 tenha pólo e zero conforme especificado em 8.26, obtêm-se as expressões do ganho proporcional e ganho integral do controlador PI discreto, cujos valores estão na Tabela 8.9:

$$K_p = \frac{(p_i - 1)}{G_{mo}(z) \cdot (z_i - p_i)} \quad K_i = \frac{K_p}{T} \cdot (1 - z_i) \quad (8.29)$$

Tabela 8.9 - Ganhos do controlador digital de potência ativa.

Ganhos do controlador	Malha de controle da potência ativa
Ganho Proporcional (K_p)	-1.3789×10^{-4}
Ganho Integral (K_i)	-0,1032

A função de transferência pulsada do controlador PI digital resulta em:

$$G_c(z) = \frac{-1.3789 \times 10^{-4} \cdot (z - 0,9626)}{(z - 1)} \quad (8.30)$$

Apresenta-se na Figura 8.10 os gráficos de resposta em frequência e de resposta ao degrau unitário, do sistema discreto em malha fechada, para o controle da potência ativa da máquina.

Figura 8.10 - Resposta em frequência e resposta ao degrau da malha discreta de potência.

A margem de ganho é infinita e a margem de fase de $96,4^\circ$, estando portanto o sistema completamente preservado da região instável de operação.

8.5 Resultados de Simulações para a Turbina de 2MW com Controle Digital

Implementando-se os controladores digitais projetados nos itens anteriores, para as estratégias de controle de velocidade e alternativamente controle da potência ativa e considerando-se a turbina de 2MW, 690V, 60Hz, interligada isoladamente ao sistema de potência, objeto do estudo de caso desta tese que é apresentado no Capítulo 9, apresenta-se a seguir as diversas análises realizadas. O modelo do conjunto turbina-gerador foi considerado em duas situações específicas: com eixos rígidos e com eixos elásticos (que resultam em oscilações por torção dos eixos) conforme foi apresentado na seção 2.5.3. Para o estudo do funcionamento das diversas malhas de controle digital, foram aplicados especificamente dois regimes de vento: um degrau de vento de 8m/s para 12m/s (vento nominal) que constitui uma

variação muito severa e pouco provável de ocorrer no vento mas que pode ser utilizada para avaliar o funcionamento geral do sistema de controle numa situação bastante adversa e uma rampa de vento de 8m/s para 12m/s num intervalo de 4 segundos, que é um transitório mais realista.

8.5.1 Simulações da Estratégia de Controle de Velocidade

a) Eixos Rígidos e Degrau de Vento

Inicialmente com a turbina modelada com eixos rígidos, aplicou-se um degrau de vento de 8m/s para 12m/s no instante $t=0,5s$ obtendo-se os seguintes resultados:

Figura 8.11 - Potências ativas do estator (P_s), rotor (P_r), eixo da turbina (P_t) e total gerada (P_g); Potências reativas do estator (Q_s), rotor (Q_r) e total gerada (Q_g); Tensão no barramento CC (V_{cc}) e de referência (V_{ccRef}); Velocidade do vento.

Na Figura 8.11 observa-se o consumo de potência ativa pelo rotor e pelo estator do GIDE durante a aceleração da máquina logo após a aplicação do degrau. As potências reativas e a tensão do barramento CC ficam bem controladas.

Figura 8.12 - Torques eletromagnético e no eixo da turbina; Potências ativas, total gerada na rede elétrica e no eixo da turbina; Velocidade do gerador (N_m) e de referência (N_{mRef}); Correntes totais trifásicas geradas (I_{g1}, I_{g2}, I_{g3}). (degrau de vento).

Na Figura 8.12 observa-se o torque eletromagnético do gerador atuando para acelerar a máquina logo após a aplicação do degrau de vento, resultando num consumo total de potência de até 3MW pelo GIDE neste intervalo. A velocidade atinge portanto a velocidade de referência em aproximadamente 2 seg. Nesta figura são apresentadas também as correntes totais geradas para a rede elétrica (I_{g1}, I_{g2}, I_{g3}), que são dadas pela soma das correntes do estator com as correntes do circuito do rotor.

Figura 8.13 - Tensões nas barras do sistema elétrico e do gerador eólico (degrau de vento).

Na Figura 8.13 são apresentadas as tensões (em pu) na barra do gerador eólico (690V) bem como nas demais barras mais próximas do sistema elétrico interligado. Observa-se um afundamento de tensão momentâneo até 0,97pu, na barra do gerador, devido ao degrau de vento, provocado principalmente pelo consumo de potência ativa do GIDE, e também pelo pequeno consumo de potência reativa que se eleva um pouco em relação ao valor controlado, durante o transitório do vento. Na barra do PAC não ocorre variação de tensão, devido à pequena potência da turbina isolada (2MW) comparada à potência de curto-circuito da rede elétrica (2.432MW).

b) Eixos Elásticos e Degrau de Vento

Apresentam-se agora nas figuras 8.14 a 8.16, os resultados para a mesma turbina de 2MW, agora modelada por eixos elásticos, aplicando-se o mesmo degrau de vento com as mesmas condições de valores iniciais de todas as variáveis de estado do conjunto turbina-gerador:

Figura 8.14 - Potências ativas do estator (P_s), rotor (P_r), eixo da turbina (P_t) e total gerada (P_g); Potências reativas do estator (Q_s), rotor (Q_r) e total gerada (Q_g); Tensão no barramento CC (V_{cc}) e de referência (V_{ccRef}); Velocidade do vento.

Observa-se na Figura 8.14 o comportamento oscilatório das potências ativas devido às oscilações por torção dos eixos da máquina, até a estabilização em 2MW produzidos. As potências reativas ficam mais oscilatórias, atingindo valores consumidos um pouco superiores ao caso anterior, porém na mesma ordem de grandeza.

Figura 8.15 - Torques de torção, de amortecimento, e aplicado ao eixo do gerador; Ângulo de torção; Velocidades da turbina e do gerador; Potências ativas, total gerada na rede elétrica e no eixo da turbina. (degrau de vento).

Na Figura 8.15 observam-se as grandezas características das oscilações elásticas dos eixos da máquina, como o torque de torção, o torque de amortecimento do sistema elétrico de potência que se anula no regime permanente e o torque resultante aplicado ao eixo do gerador. São apresentadas também as excursões do ângulo de torção e as diferenças de velocidade entre o eixo da turbina e o eixo do gerador até a estabilização final em aproximadamente 8 segundos. Finalmente, observa-se a potência produzida no eixo da turbina e a potência ativa total gerada para a rede elétrica, que oscila em função dos modos elásticos dos eixos.

Figura 8.16 - Tensões nas barras do sistema elétrico e do gerador eólico (degrau de vento).

Na Figura 8.16 observam-se as tensões no sistema elétrico, onde a tensão na barra do gerador apresenta um afundamento maior, atingindo 0,95pu, além de ficar mais oscilatória até a estabilização final em 0,985pu. Estas variações cíclicas podem provocar fenômenos de “*flicker*” em lâmpadas incandescentes, além do desligamento de cargas sensíveis devido ao afundamento momentâneo de tensão, e foram detectadas devido à utilização do modelo da turbina com eixos elásticos, o que comprova a importância desta modelagem matemática do sistema de geração. O comportamento das tensões entretanto, já está melhorado em função da estratégia de projeto e utilização dos controladores digitais o que será mais visível nas simulações do parque eólico completo no Capítulo 9.

c) Eixos Rígidos e Rampa de Vento

Apresentam-se nas figuras 8.17 e 8.18, os resultados das simulações para uma rampa de vento de 8m/s para 12m/s no intervalo de tempo entre $t_1=1s$ a $t_2=5s$, aplicada à mesma turbina de 2MW modelada por eixos rígidos:

Figura 8.17 - Potências ativas do estator, rotor e total gerada; Potências reativas do estator, rotor e total gerada; Tensão no barramento CC e de referência; Velocidade do gerador e de referência. (rampa de vento).

Na Figura 8.17 observa-se o menor consumo de potências ativas durante a aceleração da máquina quando a rampa de vento é aplicada, se comparado com o degrau de vento dos casos anteriores. As potências reativas ficam bem controladas. Como resultado tem-se um melhor perfil das tensões no sistema, para uma rampa de vento, como pode ser visto na Figura 8.18:

Figura 8.18 - Tensões nas barras do sistema elétrico e do gerador eólico (rampa de vento).

d) Eixos Elásticos e Rampa de Vento

Os resultados para a mesma rampa de vento aplicada à turbina, modelada por eixos elásticos, podem ser vistos nas Figuras 8.19 e 8.20:

Figura 8.19 - Potências ativas do estator, rotor e total gerada; Potências reativas do estator, rotor e total gerada; Tensão no barramento CC e de referência; Velocidade do gerador e de referência. (rampa de vento).

Figura 8.20 - Tensões nas barras do sistema elétrico e do gerador eólico. (rampa de vento).

Neste caso, para a rampa de vento aplicada à turbina de 2MW isolada, observa-se pouca diferença nos resultados para o perfil das tensões no sistema elétrico, comparando-se o modelo com eixos rígidos e o com eixos elásticos. Isto foi devido aos valores de consumo de potências ativa e reativa pelo GIDE terem sido semelhantes para os dois casos, sendo naturalmente mais oscilatório o comportamento das potências ativas para o modelo com eixos elásticos. Conclui-se entretanto que para os dois casos, o sistema de controle digital proporcionou tensões bem comportadas e dentro dos limites aceitáveis para o sistema elétrico, quando da aplicação dos transitórios de vento em rampa.

8.5.2 Simulações da Estratégia de Controle de Potência Ativa

Nesta seção são apresentados os resultados das simulações para a estratégia de controle da potência ativa gerada, mesmo para ventos abaixo da velocidade de vento nominal. Utilizou-se a mesma turbina de 2MW dos casos anteriores, com sistema de controle digital, incluindo a malha de controle digital da potência ativa conforme apresentado na seção 8.4, e modelada com eixos elásticos [52]. Aplicando-se um

degrau de vento de 8m/s para 12m/s no instante de tempo $t=0,5$, obtêm-se os seguintes resultados de simulações nas Figuras 8.21 e 8.22:

Figura 8.21 - Potências ativas do estator (P_s), rotor (P_r), eixo da turbina (P_t) e total gerada (P_g); Potências reativas do estator (Q_s), rotor (Q_r) e total gerada (Q_g); Tensão no barramento CC (V_{cc}) e de referência (V_{ccRef}); Velocidade do vento. (controle de potência).

Na Figura 8.21 observa-se o comportamento suave das potências ativas mesmo para o degrau de vento aplicado. Não existe consumo de potências ativas e reativas pelo GIDE e conseqüentemente a dinâmica de reposta é bem mais lenta, atingindo o regime permanente de potência 2MW gerada, em aproximadamente 15 segundos. As potências reativas ficam bem melhor controladas se comparado com os resultados anteriores da seção 8.5.1, onde foi utilizada a estratégia de controle de velocidade.

Figura 8.22 - Torques de torção, de amortecimento, e aplicado ao eixo do gerador; Ângulo de torção; Velocidades da turbina e do gerador; Potências ativas, total gerada na rede elétrica e no eixo da turbina. (controle de potência).

As grandezas principais associadas às oscilações elásticas são apresentadas na Figura 8.22, onde são destacadas a excursão, com oscilações por torção, da velocidade do gerador e da potência ativa gerada para a rede elétrica.

Figura 8.23 - Correntes trifásicas do estator (I_{s1}, I_{s2}, I_{s3}); do rotor (I_{r1}, I_{r2}, I_{r3}); do conversor do lado da rede – CLR ($I_{gr1}, I_{gr2}, I_{gr3}$); total gerada (I_{g1}, I_{g2}, I_{g3}). (controle de potência).

Na Figura 8.23 são apresentadas as correntes trifásicas do estator e do rotor do gerador; do conversor do lado da rede (CLR) que são as correntes alternadas na entrada do filtro LCL do circuito do rotor; e as correntes totais geradas para a rede elétrica de potência. Destacam-se aqui as correntes do CLR que apresentam um bom comportamento senoidal e cujas componentes harmônicas de alta frequência, devido à operação do chaveamento PWM, são eliminadas pelo filtro LCL projetado no capítulo 7 para o circuito do rotor.

Figura 8.24 - Tensões nas barras do sistema elétrico e do gerador eólico. (controle de potência).

A Figura 8.24 apresenta o perfil de tensões na rede elétrica, quando da aplicação do degrau de vento. Esta figura evidencia que com a estratégia de controle de potência ativa, utilizando-se o controle discreto, obtém-se um impacto praticamente nulo dos transitórios de vento na usina, na qualidade da tensão no ponto de conexão com a rede elétrica e nas barras vizinhas à usina eólica, com relação às variações de tensão de curta duração (VTCD's).

8.6 Considerações Finais

Neste capítulo foram desenvolvidas estratégias de controle digital do conjunto turbina-gerador, com a discretização de todas as malhas de controle do GIDE. Foram realizados os projetos dos controladores digitais para o CLM e para o CLR. Foram caracterizadas duas estratégias de controle digital para velocidades de vento na faixa entre o vento de partida e o vento nominal, sendo o controle de velocidade e o controle de potência ativa. Foram realizados estudos de resposta transitória e estudos de resposta em frequência das malhas de controle digital, incluindo as avaliações de estabilidade relativa, indicando resultados aceitáveis para ambos. Para as duas

estratégias de controle analisadas, foram apresentados resultados de simulações com aplicação de degraus e rampas de vento, considerando o GIDE modelado de duas formas diferentes: com sistema de eixos rígidos e com sistema de eixos elásticos. Para um degrau de vento aplicado e estratégia de controle de velocidade, o GIDE modelado com eixos elásticos apresenta maiores oscilações e afundamentos de tensão na barra terminal do gerador, se comparado com o modelo com eixos rígidos. Isto comprova a importância desta modelagem matemática realizada, mesmo para turbinas com velocidade variável e seus maiores recursos de controle. Para uma rampa de vento aplicada não houve diferença significativa entre as duas modelagens. Isto se verificou devido à pequena potência da turbina isolada (2MW) comparada com a potência de curto-circuito do sistema elétrico (2.432MW). Finalmente, desenvolvendo-se a estratégia de controle de potência ativa e aplicando-se um degrau de vento, no GIDE modelado por eixos elásticos, observa-se o comportamento extremamente superior da qualidade da tensão na barra do gerador bem como nas demais barras do sistema elétrico. Conclui-se que esta estratégia, embora represente uma redução da eficiência energética do sistema de geração, pela turbina não ajustar rapidamente a velocidade específica ótima, é uma alternativa importante para o caso de interligações de usinas eólicas em sistemas de potência, nos quais os requisitos de qualidade da energia sejam os fatores preponderantes para a conexão.

9 CONTROLE E INTEGRAÇÃO DA USINA EÓLICA DE CAETITÉ

9.1 Descrição do Sistema Elétrico

A Usina Eólica de Caetité, objeto deste estudo de caso, está sendo considerada para uma futura instalação no Estado da Bahia, numa região do interior, onde foram medidos ventos médios anuais de 8,5m/s. Esta região é próxima à subestação de Serra da Mesa, no Estado de Goiás, por onde passa a linha de interligação 500kV Norte-Sul do sistema elétrico interligado nacional (SIN). A usina eólica será interligada a uma barra de 230kV, da subestação de Bom Jesus da Lapa (BJLapa), da rede básica da CHESF, na fronteira com o sistema da COELBA, através de uma linha de transmissão em circuito duplo de 230kV, com aproximadamente 140km.

O parque eólico será composto de 96 turbinas de 2MW, operando em velocidade variável e equipadas com geradores de indução duplamente alimentados (GIDE), interligado ao ponto de acoplamento comum (PAC) em B.J.Lapa, cuja potência de curto-circuito máxima é de 2.432MW, aproximadamente 12 vezes a potência da usina eólica, tornando significativo o impacto desta no funcionamento da rede elétrica. A potência máxima despachável pela usina será definida pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

A Figura 9.1 apresenta o sistema elétrico representativo da situação, onde o ponto de acoplamento comum com a concessionária de energia elétrica é a barra A. Os símbolos M_A a M_D representam os medidores das grandezas elétricas instalados nas barras “A” a “D”

Figura 9.1 - Sistema de potência com a usina eólica interligada.

A Barra-C é o barramento em média tensão da usina (34,5kV), onde todas as 96 turbinas individuais são interligadas através de seus transformadores elevadores individuais de 2,5MVA, 690V/34,5kV. As linhas de transmissão LT-1 e LT-2 de 230kV, dedicadas ao parque eólico, apresentam elevadas potências capacitivas ($Q_c=24,78\text{Mvar}$ cada uma) sendo previsto um reator manobrável de 50Mvar ligado na Barra-B, dividido em 4 estágios manobráveis de 12,5Mvar cada, para a compensação de reativos durante os períodos de baixa carga do sistema elétrico ou baixos ventos na usina.

9.1.1 Interligações da Rede Básica

A subestação de Bom Jesus da Lapa está interligada à rede básica conforme a Tabela 9.1 e a Figura 9.2:

Tabela 9.1 - Interligações da rede básica em B.J.Lapa.

Subestação	Interligação	Linha de transmissão	Tensão (kV)
B.J.Lapa	Linha Norte-Sul (SIN)	LT-A	500
B.J.Lapa	Região Nordeste (carga e pequena	LT-B	500

	geração)		
B.J.Lapa	Barreiras (carga)	LT-C	230
B.J.Lapa	Sobradinho (geração)	LT-D	230

Figura 9.2 - Interligações da rede básica em B.J.Lapa.

9.1.2 Dados dos Equipamentos do Parque Eólico

Os dados dos equipamentos do parque eólico, com o modelo equivalente, são apresentados na Tabela 9.2 e os dados das duas linhas de transmissão, dedicadas ao parque eólico, LT-1 e LT-2, são apresentados na Tabela 9.3.

Tabela 9.2 - Dados dos equipamentos do parque eólico.

Parâmetro	Transformador T1 230kV / 34,5kV 125MVA	Transformador T2 230kV / 34,5kV 125MVA	Transformador T3 34,5kV / 690V 250MVA
Imped. Seq. Posit.	j.15,5%	j.15,5%	j.7,0%
Imped. Seq. Zero	j.12,5%	j.12,5%	j.7,0%

Tabela 9.3 - Dados das linhas de transmissão LT-1 e LT-2.

Parâmetro	Valor
Tensão	230kV
Distância	140km
Potência reativa capacitiva	24,78Mvar
Impedância de Sequência Positiva	$2,674+j.13,076\%$
Impedância de Sequência Zero	$9,674+j.13,076\%$

9.2 Modelo Equivalente Dinâmico da Usina Eólica

Para a simulação das 96 turbinas eólicas de 2MW, 690V, 60Hz, interligadas ao sistema da rede básica da CHESF, em Bom Jesus da Lapa (230kV), utilizando o software Matlab/Simulink®, foi desenvolvido um modelo equivalente dinâmico da usina [34]. Neste modelo a usina foi representada por uma única máquina turbina-gerador equivalente, com potência elétrica 192MW, na tensão nominal de 34,5kV. Como a usina já foi modelada em 34,5kV, o transformador T3 teve a sua relação feita 1:1 e seu circuito equivalente foi considerado, tendo-se os efeitos de queda de tensão e consumo de reativos neste transformador, que existe individualmente para cada turbina do parque eólico. Os parâmetros do conjunto turbina-gerador equivalente estão apresentados no Anexo A.

9.3 Controle Digital da Usina Eólica

A partir do conjunto turbina-gerador equivalente de 192MW, todas as malhas de controle digital, cujos procedimentos de cálculo foram apresentados no Capítulo 8, foram reprojatadas e os ganhos proporcionais e integrais foram recalculados. O filtro

passivo LCL instalado no circuito do rotor do GIDE foi calculado, conforme o procedimento proposto no Capítulo 7.

Para as análises deste trabalho foram desenvolvidos 4 modelos com respectivas estratégias de controle propostas, que são descritos a seguir:

9.3.1 Modelo 1 (Controle de Velocidade e Eixos Rígidos)

O Modelo 1 consiste da usina eólica representada com eixos rígidos, utilizando a estratégia de controle de velocidade, e projeto dos controladores das diversas malhas digitais usando os procedimentos e especificações técnicas propostos no Capítulo 8.

9.3.2 Modelo 2 (Controle de Velocidade e Eixos Elásticos)

O Modelo 2 é similar ao Modelo 1, com a mesma estratégia e projeto de controle digital do Capítulo 8, porém representando a usina eólica com eixos elásticos, onde as constantes de elasticidade (K_{mt}) e de amortecimento do sistema de potência (D_{mt}) são calculadas para a máquina de 192MW. Através deste modelo, pode-se investigar o efeito das oscilações por torção dos sistemas de eixos entre a turbina e o gerador, no comportamento das tensões e demais grandezas elétricas e mecânicas da usina eólica e do sistema elétrico interligado.

9.3.3 Modelo 3 (Controle de Velocidade e Critérios de Qualidade da Energia)

O Modelo 3 consiste da usina eólica representada com eixos rígidos, utilizando também a estratégia de controle de velocidade, e projeto dos controladores das

diversas malhas digitais usando os procedimentos propostos no Capítulo 8, porém associando-se à estratégia de projeto dos controladores digitais, os requisitos da qualidade da tensão na barra da usina eólica e conseqüentemente na barra do PAC, frente a transitórios e variações do perfil de vento no sítio eólico. Assim, as diversas malhas de controle foram reprojatadas, reduzindo-se as larguras de banda do projeto original (Capítulo 8), resultando no seguinte conjunto de especificações e resultados do projeto realizado, sumarizados nas tabelas 9.4 a 9.7:

Tabela 9.4 - Especificações de projeto da malha de controle das correntes do rotor.

ω_n (rad/s)	f_n (Hz)	ξ	ω_B (rad/s) resultante	f_B (Hz) resultante	T (μ s)
781,3 rad/s	124,4	0,8	1.905,3 rad/s	303,2	50

Tabela 9.5 - Especificações de projeto da malha de controle de velocidade.

ω_B (rad/s)	f_B (Hz)	ξ	ω_n (rad/s)	f_n (Hz)	T (μ s)
191	30,3	0,6	168,1	26,8	50

Tabela 9.6 - Especificações de projeto da malha de controle das correntes do CLR.

ω_n (rad/s)	f_n (Hz)	ξ	ω_B (rad/s) resultante	f_B (Hz) resultante	T (μ s)
781,3	124,4	0,8	1.602,5	255	50

Tabela 9.7 - Especificações de projeto da malha da tensão do barramento CC.

ω_B (rad/s)	f_B (Hz)	ξ	ω_n (rad/s)	f_n (Hz)	T (μ s)
160,3	25,5	0,6	141,1	22,5	50

9.3.4 Modelo 4 (Controle de Potência e Eixos Elásticos)

O Modelo 4 consiste da usina eólica representada com eixos elásticos, utilizando a estratégia de controle de potência ativa gerada para a rede elétrica proposta na seção 6.8. Os projetos dos controladores discretos das diversas malhas digitais das correntes (do rotor e do CLR), da tensão do barramento CC, e da potência ativa, foram os propostos no Capítulo 8, onde para a malha de potência da turbina de 192MW, utilizou-se a estratégia e as especificações propostas na seção 8.4.

9.4 Transitórios de Ventos na Usina Eólica

Os transitórios de ventos mais comuns que ocorrem no sítio eólico são rampas, ascendentes ou descendentes, e rajadas de vento. Para analisar o comportamento da usina eólica, e confirmar a adequação das diversas malhas de controle digital implementadas, frente aos transitórios de vento, estes foram simulados, incluindo também o transitório mais agressivo que seria um degrau de vento. Este último, embora pouco provável de ocorrer, pode ser utilizado para um teste adicional da resposta do sistema de controle projetado.

Para estas variações de vento, foram analisadas as duas estratégias básicas de controle descritas anteriormente, que são o controle de velocidade (com maximização da eficiência energética do sistema de geração) e o controle de potência ativa (que resulta numa operação que pode se deslocar do ponto de máxima eficiência energética). Estas estratégias de controle foram implementadas com a turbina modelada com eixos rígidos e com eixos elásticos, de forma a comparar o comportamento das diversas grandezas elétricas e mecânicas, e principalmente das tensões nas barras do sistema elétrico, para estas duas possibilidades de modelagem do conjunto turbina-gerador.

9.5 Simulações com a Estratégia de Controle de Velocidade

Para todas as simulações realizadas nesta seção, o reator manobrável de 50Mvar foi mantido ligado à Barra-B, com sua potência plena, para condições de altos ou baixos ventos. Com isto pode-se analisar a influência apenas das estratégias de controle no comportamento das tensões na usina e no sistema elétrico. Em todas as figuras e tabelas deste trabalho, o sinal positivo nas potências indica o seu fluxo da barra específica para a usina eólica, e o sinal negativo indica o fluxo contrário. Para a usina, onde se utilizou a convenção “Motor”, o sinal positivo indica o fluxo de potência da barra terminal para o estator ou para o rotor do GIDE, enquanto o sinal negativo indica o fluxo contrário.

9.5.1 Rampa de Vento e Modelo 1 (Eixos Rígidos)

Utilizando-se o Modelo 1 (eixos rígidos) do conjunto turbina-gerador e aplicando-se uma rampa de vento de 8m/s para 11m/s no intervalo de tempo entre $t_1=1s$ a $t_2=4s$, obtém-se os resultados apresentados na Figura 9.3:

Figura 9.3 - Potências ativas e reativas do estator, rotor e totais geradas; Tensão no barramento CC e de referência; Velocidade do gerador e de referência. (Modelo 1 e rampa de vento).

Observa-se na Figura 9.3 o consumo de potência ativa (máximo de 130MW) e de potência reativa (máximo de 60Mvar) com uma motorização do GIDE durante a aplicação da rampa de vento, de forma a conduzir a velocidade para o valor ótimo. A tensão no barramento CC fica mantida no valor nominal de 70kV. A velocidade estabiliza no valor ótimo final no instante em que cessa a rampa de vento, seguindo a referência com um comportamento dinâmico extremamente rápido.

Figura 9.4 - Potências ativas e reativas nas barras do sistema elétrico; Tensões nas barras do sistema elétrico; Velocidade do vento. (Modelo 1 e rampa de vento).

Na Figura 9.4 observam-se os fluxos de potência ativa e reativa no sistema. Em regime permanente, com o vento de 11m/s, tem-se uma potência ativa fornecida pela usina de 140MW, sendo que praticamente toda entregue à rede, abatendo-se naturalmente as perdas nas linhas de transmissão e nos transformadores. Durante o transitório a usina consome potência reativa, e assim a barra de B.J.Lapa deve fornecer reativos para a usina, para os transformadores, para as linhas de transmissão (LT's) e para o reator manobrável, descontada a potência reativa capacitiva das LT's. Em regime permanente a barra de B.J.Lapa ainda fornece 25Mvar para o sistema da usina, indicando que parte (50%) do reator manobrável deve ser desligado para equilibrar o fluxo de reativos. No gráfico das tensões da Figura 9.4, observa-se que a

tensão mínima na barra da usina (Gerador 690V) foi de 0,70pu, enquanto que no PAC em B.J.Lapa foi de 0,93pu.

9.5.2 Rampa de Vento e Modelo 2 (Eixos Elásticos)

Utilizando-se o Modelo 2 (eixos elásticos) do conjunto turbina-gerador e aplicando-se a mesma rampa de vento, obtêm-se os resultados apresentados na Figura 9.5:

Figura 9.5 - Potências ativas e reativas do estator, rotor e totais geradas; Tensão no barramento CC e de referência; Velocidade do gerador e de referência. (Modelo 2 e rampa de vento).

Observa-se na Figura 9.5, que as oscilações por torção provocam um comportamento pior das potências ativas e reativas, oscilando no início e no final da excursão da velocidade, atingindo valores superiores de potências consumidas em relação ao caso anterior, para a mesma estratégia de controle implementada. Devido a isto, o transitório no sistema elétrico é prolongado por aproximadamente 9 segundos.

Figura 9.6 - Potências ativas e reativas nas barras do sistema elétrico; Tensões nas barras do sistema elétrico; Velocidade do vento. (Modelo 2 e rampa de vento).

Na Figura 9.6 observam-se os fluxos de potência ativa e reativa no sistema bem como as tensões que ficam mais oscilantes, resultando em afundamentos de tensão maiores, comparados aos verificados no caso anterior. Neste caso verificou-se a tensão mínima de 0,65pu na barra do gerador e de 0,90pu no PAC.

Figura 9.7 - Potências ativas do estator (P_s), rotor (P_r), eixo da turbina (P_t) e total gerada (P_g); Ângulo de torção; Torques de torção, de amortecimento, e aplicado ao eixo do gerador; Velocidades da turbina e do gerador (Modelo 2 e rampa de vento).

Na Figura 9.7 pode-se observar o comportamento das principais grandezas do conjunto turbina-gerador, relacionadas com as oscilações por torção, do sistema de eixos elásticos. Apresenta-se o comportamento das potências ativas do estator (P_s), do rotor (P_r), total na rede (P_g) e produzida no eixo da turbina (P_t). Observa-se a oscilação do ângulo de torção entre o eixo da turbina e o eixo do gerador, atingindo $\pm 0,015\text{rad}$ e em regime permanente estabilizando em $-0,01\text{rad}$. Os torques de torção, de amortecimento do sistema de potência, e total aplicado ao eixo do gerador, com suas oscilações características, são apresentados. Os gráficos da velocidade da turbina e da velocidade do gerador (referida ao eixo da turbina) em rad.mec./s destacam as diferenças entre estas duas velocidades no início e no final da rampa de vento e conseqüentemente da rampa de resposta da velocidade controlada.

9.5.3 Rampa de Vento e Modelo 3 (Critérios de Qualidade da Energia)

Utilizando-se o Modelo 3 (eixos rígidos e utilização de critérios de qualidade da energia para projeto dos controladores digitais) do conjunto turbina-gerador, e aplicando-se a mesma rampa de vento obtêm-se os resultados na Figura 9.8:

Figura 9.8 - Potências ativas e reativas do estator, rotor e totais geradas; Tensão no barramento CC e de referência; Velocidade do gerador e de referência. (Modelo 3 e rampa de vento).

Observa-se na Figura 9.8 que praticamente a usina não consome reativo durante o transitório de velocidade, mantendo-se o fator de potência unitário. Também a potência ativa máxima consumida fica limitada em 125MW, para a aceleração da turbina até a velocidade específica ótima, sendo inferior à potência máxima consumida nos casos do Modelo 1 e Modelo 2 analisados anteriormente. A tensão no barramento CC fica controlada no seu valor nominal de 70kV. A velocidade mecânica segue exatamente a velocidade de referência com comportamento dinâmico elevado.

Figura 9.9 - Potências ativas e reativas nas barras do sistema elétrico; Tensões nas barras do sistema elétrico; Velocidade do vento. (Modelo 3 e rampa de vento).

Na Figura 9.9 observa-se que para este vento em rampa, e com esta estratégia de controle implementada, utilizando-se os critérios de qualidade da energia que implicaram numa redução das larguras de banda dos controladores digitais, obteve-se um comportamento bem melhor para as tensões, com uma tensão mínima de 0,90pu na barra do gerador e de 0,97pu no PAC. Conclui-se que para este Modelo 3 a subtensão máxima verificada no ponto de acoplamento com a rede elétrica foi de 3%, sendo um resultado excelente para o transitório aplicado na usina eólica.

Repetindo-se esta simulação com a máquina representada por eixos elásticos, as tensões apresentam maior oscilação, porém observam-se os mesmos valores máximos de afundamento de tensão.

9.5.4 Rajada de Vento e Modelo 1 (Eixos Rígidos)

Utilizando-se novamente o Modelo 1 (eixos rígidos) do conjunto turbina-gerador, e aplicando-se um perfil de vento em forma de rajada cossenoidal, variando de 8m/s

até 11m/s e retornando ao valor inicial de 8m/s, iniciando em $t_1=1\text{seg}$ e com duração de 8 segundos, obtêm-se os resultados na Figura 9.10:

Figura 9.10 - Potências ativas e reativas do estator, rotor e totais geradas; Tensão no barramento CC (V_{cc}) e de referência (V_{ccRef}); Velocidade do gerador (N_m) e de referência (N_{mRef}). (Modelo 1 e rajada de vento).

Na Figura 9.10 observa-se o comportamento das potências ativas em resposta à rajada cossenoidal de vento, inicialmente com o GIDE consumindo potência para acelerar a turbina durante o aumento do vento, e em seguida fornecendo potência ativa para desacelerar a turbina de volta para a velocidade inicial de 1560rpm. Similarmente ocorre um consumo de potência reativa durante a aceleração e também um fornecimento desta, durante a desaceleração, proporcionado pelo circuito do rotor da máquina. Com isto a tensão V_{cc} atinge 72kV ficando, entretanto, bem controlada. A velocidade apresenta uma rápida resposta, praticamente seguindo a referência durante toda a rajada.

Figura 9.11 - Potências ativas e reativas nas barras do sistema elétrico; Tensões nas barras do sistema elétrico; Velocidade do vento. (Modelo 1 e rajada de vento).

Na Figura 9.11 observam-se os fluxos de potência no sistema durante o transitório e o perfil das tensões, onde se verificou a tensão mínima de 0,70pu na barra do gerador e de 0,93pu no PAC. Observa-se também que durante a aceleração da turbina o afundamento de tensão é maior comparado ao ocorrido na desaceleração, devido aos sentidos diferentes de potência reativa entre os dois intervalos.

9.5.5 *Rajada de Vento e Modelo 2 (Eixos Elásticos)*

Utilizando-se o Modelo 2 (eixos elásticos) do conjunto turbina-gerador, e aplicando-se a mesma rajada cossenoidal de vento obtêm-se os resultados na Figura 9.12:

Figura 9.12 - Potências ativas e reativas do estator, rotor e totais geradas; Tensão no barramento CC (V_{cc}) e de referência (V_{ccRef}); Velocidade do gerador (N_m) e de referência (N_{mRef}). (Modelo 2 e rajada de vento).

Nesta simulação os resultados são muito parecidos aos do caso anterior, apenas com as tensões apresentando mais oscilações, porém atingindo praticamente os mesmos valores mínimos e máximos, o mesmo ocorrendo para os fluxos de potências nas barras do sistema, como se observam nas Figuras 9.12 e 9.13.

Figura 9.13 - Potências ativas e reativas nas barras do sistema elétrico; Tensões nas barras do sistema elétrico; Velocidade do vento. (Modelo 2 e rajada de vento).

9.5.6 *Rajada de Vento e Modelo 3 (Critérios de Qualidade da Energia)*

Utilizando-se o Modelo 3 (eixos rígidos e utilização de critérios de qualidade da energia para projeto dos controladores digitais) do conjunto turbina-gerador e aplicando-se a mesma rajada de vento, obtêm-se os resultados nas figuras 9.14 e 9.15:

Figura 9.14 - Potências ativas e reativas do estator, rotor e totais geradas; Tensão no barramento CC (V_{cc}) e de referência (V_{ccRef}); Velocidade do gerador (N_m) e de referência (N_{mRef}). (Modelo 3 e rajada de vento).

Observa-se novamente na Figura 9.14 que para esta estratégia de controle, as potências ativas consumidas durante o transitório são bem menores (máximo consumido de 130MW). Durante a aceleração da turbina, as potências reativas permanecem nulas, enquanto que para o intervalo de desaceleração ocorre uma oscilação destas, porém com valor médio praticamente nulo também. Com isto, observa-se na Figura 9.15 uma tensão mínima de 0,89pu na barra do gerador e de 0,96pu no PAC.

Figura 9.15 - Potências ativas e reativas nas barras do sistema elétrico; Tensões nas barras do sistema elétrico; Velocidade do vento. (Modelo 3 e rajada de vento).

Repetindo-se esta simulação com a máquina representada por eixos elásticos, as tensões apresentam mais oscilações, porém apresentando os mesmos valores máximos de afundamento de tensão.

9.5.7 *Resumo das Simulações com Controle de Velocidade*

O resumo com os resultados dos transitórios de vento em rampa, em rajada, e também incluindo o degrau de vento, aplicados nos três modelos de representação e controle da turbina, utilizando a estratégia de controle de velocidade, é apresentado na Tabela 9.8. Nesta tabela apresentam-se as seguintes grandezas: a) tensão mínima ocorrida na barra da usina eólica (V_{gerador}) e na barra de B.J.Lapa 230kV (PAC); b) potências ativa e reativa, máximas e mínimas, nos terminais do GIDE durante o transitório de vento; c) tensão V_{cc} máxima do barramento de corrente contínua dos conversores estáticos; d) duração total do transitório no sistema elétrico. Os sinais positivos e negativos seguem à convenção já explicada na seção 9.5.

Tabela 9.8 - Resumo dos resultados com a estratégia de controle de velocidade.

Estratégia de Controle	V(gerador) Min. (pu)	V(BJ.Lapa) Min. (pu)	Pot. ativa total do gerador		Pot. reativa total do gerador		V _{cc} Max. (kV)	Dur. Trans. (s)
			(MW)		(Mvar)			
			Máxima	Mínima	Máxima	Mínima		
Degrau de vento: 8m/s para 11m/s								
Modelo 1	0,65	0,90	+ 220	- 140	+ 40	0	70	2
Modelo 2	0,65	0,90	+ 220	- 230	+ 40	- 30	73	7
Modelo 3	0,70	0,90	+ 220	- 140	+ 40	0	70	2
Rampa de vento: 8m/s para 11m/s								
Modelo 1	0,70	0,93	+ 130	- 140	+ 60	0	70	3
Modelo 2	0,65	0,90	+ 200	- 230	+ 60	- 30	70	9
Modelo 3	0,90	0,97	+ 125	- 140	0	0	70	3
Rajada de vento: 8m/s para 11m/s e para 8m/s								
Modelo 1	0,70	0,93	+ 160	- 250	+ 60	- 30	72	8
Modelo 2	0,70	0,93	+ 160	- 250	+ 60	- 30	72	14
Modelo 3	0,89	0,96	+ 130	- 250	+ 25	- 25	70	8

Conclui-se que os melhores resultados para as tensões na barra da usina e no PAC foram obtidos para o Modelo 3 de estratégia de controle, mesmo com a representação do conjunto turbina-gerador com eixos elásticos (que implica em piores resultados de afundamentos e oscilações das tensões). Aplicando-se rampas e rajadas de vento, a subtensão máxima verificada no PAC, para o Modelo 3, foi de 4%, sendo um resultado aceitável para a rede elétrica em análise. Para o caso do degraú de vento, verificou-se uma subtensão máxima de 10%, independente do modelo de controle adotado. Isto se verificou em função do transitório muito agressivo de vento aplicado, improvável de ocorrer na prática, e da dinâmica muito rápida de resposta das malhas de controle.

9.6 Simulações com a Estratégia de Controle de Potência Ativa Gerada

Utilizando-se a estratégia de controle de potência desenvolvida na seção 8.4, que foi denominada de Modelo 4 neste trabalho, com a usina eólica modelada com eixos elásticos, apresenta-se a seguir os resultados para a rampa e para a rajada de vento aplicado na usina.

9.6.1 Rampa de Vento e Modelo 4 (Controle de Potência)

Aplicando-se uma rampa de vento de 8m/s para 11m/s no intervalo de tempo entre $t_1=1s$ a $t_2=4s$, obtêm-se os resultados nas Figuras 9.16 e 9.17:

Figura 9.16 - Potências ativas e reativas do estator, rotor e totais geradas; Tensão no barramento CC (V_{cc}) e de referência (V_{ccRef}); Velocidade do gerador (N_m) e de referência (N_{mRef}). (Modelo 4 e rampa de vento).

Na Figura 9.16 observa-se o comportamento suave das potências ativas, evoluindo com resposta lenta para o regime permanente, enquanto as potências reativas restam controladas rigorosamente em zero. A tensão V_{cc} fica mantida em 70kV e a velocidade do gerador excursiona para o valor final em aproximadamente 25 segundos.

Figura 9.17 - Potências ativas e reativas nas barras do sistema elétrico; Tensões nas barras do sistema elétrico; Velocidade do vento. (Modelo 4 e rampa de vento).

Na Figura 9.17 observam-se os fluxos de potência ativa e reativa no sistema, onde em regime permanente praticamente toda a potência ativa produzida (140MW) é entregue à rede elétrica, enquanto que a barra de B.J.Lapa fornece para o sistema da usina eólica uma potência reativa de aproximadamente 25Mvar para suprir o consumo dos transformadores, das LT's, e do reator manobrável ligado com potência plena. Nesta figura observa-se também que as tensões no sistema ficam invariáveis com o transitório de vento, excursionando lentamente para os valores finais em regime permanente com 0,96pu na barra do gerador e 0,98pu no PAC. Neste caso o reator pode ser chaveado parcialmente de forma a corrigir esta tensão em B.J.Lapa em regime permanente.

Aplicando-se alternativamente um degrau de vento de 8m/s para 11m/s no instante $t_1=1s$, os resultados são exatamente os mesmos que foram obtidos para a rampa de vento aplicada, devido ao comportamento dinâmico mais lento da malha de potência ativa projetada. Com isto as tensões do sistema continuam preservadas do transitório ocorrido no vento.

9.6.2 Rajada de Vento e Modelo 4 (Controle de Potência)

Aplicando-se a mesma rajada cossenoidal de vento dos casos anteriores, obtêm-se os resultados nas figuras 9.18 e 9.19:

Figura 9.18 - Potências ativas e reativas do estator, rotor e totais geradas; Tensão no barramento CC (V_{cc}) e de referência (V_{ccRef}); Velocidade do gerador. (Modelo 4 e rajada de vento).

Observa-se na Figura 9.18 que para a rajada de vento aplicada, as potências reativas são mantidas controladas em zero. As potências ativas seguem a rajada, porém com um comportamento dinâmico lento, atingindo no máximo uma potência total de 75MW fornecida pela usina. Isto corresponde a aproximadamente 54% do valor

pleno de potência para vento de 11m/s (pico da rajada) que seria 140MW. A velocidade segue o mesmo comportamento se elevando até 1.750rpm e retornando ao valor inicial, atingindo portanto 82% do valor pleno que seria 2.140rpm para o vento de 11m/s. Pode-se concluir que com esta estratégia de controle a usina aproveita adequadamente a energia de rajadas de vento, sob o critério da qualidade da energia na rede, uma vez que não ocorrem picos de potência consumida e fornecida, durante a rajada, como se verificou na estratégia de controle de velocidade.

Figura 9.19 - Potências ativas e reativas nas barras do sistema elétrico; Tensões nas barras do sistema elétrico; Velocidade do vento. (Modelo 4 e rajada de vento).

Na Figura 9.19 observam-se os fluxos de potência ativa e reativa no sistema, onde para um vento de 8m/s, com a usina operando bem abaixo da capacidade nominal, o fluxo de reativos no sistema está equilibrado e a usina eólica está com fator de potência unitário. O reator manobrável, com sua potência plena, está equilibrando o reativo capacitivo das duas linhas de transmissão subcarregadas. As tensões no sistema novamente permanecem estáveis, não apresentando qualquer sensibilidade à rajada de vento aplicada à usina.

9.7 Considerações Finais

Neste capítulo foi realizado o estudo de caso desta tese, com a interligação de uma usina eólica de 192MW na barra de 230kV de Bom Jesus da Lapa da rede básica da CHESF. Os dados dos equipamentos e linhas de transmissão do sistema da usina eólica foram apresentados. O modelo equivalente dinâmico da usina representada por uma única máquina foi desenvolvido, de forma a permitir as simulações da usina interligada ao sistema de potência usando o software Matlab/Simulink®. Duas estratégias de controle digital foram desenvolvidas para a região de operação com ventos entre o valor de partida (“*cut-in*”) e o valor nominal, sendo a estratégia de controle de velocidade (Modelos 1, 2 e 3) e a estratégia de controle de potência (Modelo 4). No Modelo 1 a turbina foi representada com eixos rígidos. No Modelo 2 a turbina foi representada com eixos elásticos. No Modelo 3 a turbina foi representada com eixos rígidos, associando-se as especificações para o projeto dos controladores digitais aos requisitos da qualidade da tensão no ponto de acoplamento comum na barra de B.J.Lapa – 230kV. No Modelo 4 a turbina foi representada com eixos elásticos, utilizando-se a estratégia de controle da potência ativa gerada para a rede elétrica. Para estes quatro modelos desenvolvidos foram aplicados três transitórios de vento (degrau, rampa e rajada cossenoidal) e analisados os comportamentos das diversas grandezas elétricas e mecânicas da turbina eólica e do sistema de potência em resposta aos ventos aplicados.

Analisando-se inicialmente a estratégia de controle de velocidade, para o degrau de vento nos modelos 1, 2 e 3 os resultados foram similares com excessivos afundamentos de tensão, atingindo 0,65pu na barra do gerador e 0,9pu na barra do PAC, devido ao transitório de vento muito agressivo. Para a rampa de vento aplicada, o Modelo 2 apresentou os piores resultados para as tensões, devido às oscilações dos eixos elásticos. Os melhores resultados foram verificados para o Modelo 3 com tensão mínima de 0,9pu na barra do gerador e 0,97pu na barra do PAC. Observou-se também neste último, que as potências reativas do estator e do rotor foram mantidas rigorosamente nulas durante o transitório. Para a rajada de vento aplicada, os modelos 1 e 2 apresentaram os piores resultados, sendo bastante similares, com

tensão mínima de 0,7pu na barra do gerador e 0,93pu da barra do PAC. Novamente os melhores resultados foram verificados no Modelo 3 com uma tensão mínima de 0,89pu na barra do gerador e 0,96pu na barra do PAC em B.J.Lapa. Pode-se concluir que, a representação da turbina com eixos elásticos conduz a resultados piores para as tensões na barra da usina e em B.J.Lapa, ocorrendo mais oscilações e maiores afundamentos de tensão durante os transitórios de vento. Este fato comprova a importância desta modelagem matemática para a realização de análises mais seguras da influência das estratégias de controle no comportamento das tensões no sistema elétrico, para transitórios de vento na usina eólica. Conclui-se também que o Modelo 3, associando os critérios de projeto dos controladores digitais aos requisitos da qualidade da tensão no sistema elétrico, apresenta os melhores resultados para os transitórios de vento aplicados, sendo bem menores os afundamentos e oscilações de tensão se comparados com os outros dois modelos (1 e 2) de projeto implementados.

Analisando-se a estratégia de controle de potência ativa (Modelo 4), para o degrau de vento e para a rampa de vento os resultados são similares, com as tensões não apresentando sensibilidade ao transitório de vento aplicado. A velocidade da turbina evolui para o valor final, que implica na velocidade específica ótima, com um comportamento dinâmico lento, totalizando um intervalo de tempo de aproximadamente 25 segundos para a estabilização, o mesmo ocorrendo com as potências ativas. Conclui-se que neste caso a turbina não aproveita a energia da rampa de vento com a mesma eficácia que o verificado para a estratégia de controle de velocidade. As potências reativas ficam controladas rigorosamente em zero, indicando um melhor desempenho dos controladores de potência reativa do estator e do rotor para esta estratégia implementada, se comparada com os outros três modelos analisados. Para a rajada de vento, as tensões novamente não apresentam qualquer variação, enquanto as potências ativas seguem a rajada porém com um comportamento dinâmico lento, atingindo no máximo uma potência total de 54% do valor pleno (para o vento de 11m/s que é pico da rajada). Pode-se concluir que a usina aproveitou adequadamente a energia da rajada de vento, não ocorrendo picos de potências consumidas ou fornecidas. Nesta estratégia, a turbina opera podendo se afastar do ponto de velocidade específica ótima e conseqüente maximização da eficiência energética do sistema de geração para os diversos regimes de vento na

usina. Entretanto, esta estratégia de controle conduz a excelentes resultados sob o ponto de vista da qualidade da tensão no sistema elétrico de potência com a usina eólica conectada, para transitórios de vento no sítio eólico.

10 CONCLUSÕES

A geração de energia elétrica por fonte eólica apresenta um acentuado crescimento em vários países no globo terrestre. Estima-se um crescimento anual de 20,6% da capacidade instalada, entre os anos de 2002 e 2007, e de 15% entre os anos de 2007 e 2012 no mundo inteiro [2]. No Brasil, esforços vêm sendo empreendidos pelo governo federal para o aumento da produção de energia elétrica por fonte eólica, colaborando assim para a diversificação da matriz de geração de eletricidade no país. Como consequência, aos atuais 28,55MW instalados, já estão sendo acrescidos 208,3MW em novos empreendimentos e já foram outorgados pela ANEEL um total de 5.642,34MW de capacidade em novas usinas eólicas, a serem instaladas em diversos estados brasileiros [5]. Neste contexto, o Brasil precisa se preparar para a solução dos problemas oriundos da inclusão de um maior número de usinas eólicas ao sistema elétrico interligado, em função das características operacionais e técnicas dessas usinas. Os aspectos do sistema elétrico que merecem ser analisados em detalhes incluem, entre outros, o planejamento de longo prazo, a confiabilidade, os procedimentos operacionais e de controle do sistema, os requisitos de proteção e notadamente o desempenho do sistema quanto à estabilidade transitória e quanto à qualidade da energia gerada.

Visando contribuir para a análise e solução destes problemas, esta tese trata do controle e integração de centrais eólicas à rede elétrica interligada, utilizando-se turbinas eólicas à velocidade variável, equipadas com geradores de indução duplamente alimentados (GIDE). Nesta, foram propostas estratégias de controle discreto do conjunto turbina-gerador, com um conjunto de especificações básicas para o projeto dos controladores digitais dos diversos subsistemas da turbina com o GIDE, de forma a reduzir os impactos na qualidade da energia gerada, provocados pelos diversos regimes e transitórios de vento.

O projeto e desempenho destas estratégias de controle discreto foram avaliados através de simulações aplicadas num estudo de caso de uma usina eólica de 192MW, composta por turbinas eólicas à velocidade variável com GIDE's, e interligada à

barra de 230kV de Bom Jesus da Lapa, da rede básica da CHESF (barra de fronteira com o sistema da COELBA). Como resultado, foi obtida uma elevada qualidade da energia, especificamente no comportamento das tensões e ocorrências de variações de tensão de curta duração (VTCD's), no ponto de acoplamento, considerando a aplicação de regimes transitórios de vento ao parque eólico.

Estas estratégias de controle, propostas neste trabalho, para velocidades do vento abaixo do valor nominal da turbina, foram divididas basicamente em dois grupos: a estratégia de controle de velocidade que maximiza a eficiência energética da usina, na qual a velocidade específica ótima da turbina é sempre ajustada através do sistema de controle com dinâmica bastante rápida, e a estratégia de controle de potência ativa gerada, na qual o ponto de operação da turbina pode se deslocar do valor ótimo de velocidade específica, com uma dinâmica mais lenta, porém melhorando acentuadamente a qualidade da tensão na rede.

Concluiu-se neste trabalho que ambas as estratégias podem ser projetadas com um conjunto de especificações básicas, para o cálculo dos ganhos dos controladores digitais dos diversos subsistemas do conjunto turbina-gerador, visando à redução das VTCD's nas barras da rede, utilizando portanto como figura de mérito do projeto, a qualidade da energia na rede.

Para a implementação, em simulações, das estratégias de controle citadas acima, o sistema de eixos do conjunto turbina-gerador, que provê um acoplamento entre o eixo da turbina e o eixo do gerador, normalmente utilizando uma caixa de engrenagens, multiplicadora de velocidade, caracterizado por uma razoável flexibilidade, foi representado utilizando eixos elásticos com duas massas (rotor da turbina e rotor do gerador). Observou-se, no estudo de caso, que esta modelagem, que permite a ocorrência de oscilações por torção nos eixos, resultou em valores previstos de afundamentos e oscilações de tensão na barra do PAC, para os transitórios de vento aplicados, piores, comparados aos resultados obtidos modelando-se a turbina com eixos rígidos. Nas simulações com aplicação de rampas de vento, observou-se afundamentos de tensão máxima no PAC de 7%, para eixos rígidos e 10%, para eixos elásticos, utilizando-se a estratégia de controle de velocidade, sem incluir os requisitos de qualidade da energia no projeto dos

controladores. Estas estratégias foram chamadas respectivamente de Modelos 1 e 2 no estudo de caso realizado no Capítulo 9.

Conclui-se também, que embora a influência da elasticidade dos eixos seja mais pronunciada em turbinas eólicas à velocidade fixa [34],[41], cujos controles do gerador são mais simples, principalmente para estudos de estabilidade transitória do sistema, a modelagem da turbina à velocidade variável, com eixos elásticos, mesmo utilizando a técnica do controle vetorial do gerador, com seus recursos mais sofisticados de controle, deve ser realizada nos estudos de qualidade da energia, para uma previsão mais realista das variações de tensão na rede elétrica, com os transitórios de ventos na usina.

As variações de tensão citadas anteriormente são mais severas em sistemas elétricos “fracos” ou com uma grande penetração de parques eólicos no sistema interligado. De forma a reduzir este impacto, na qualidade da energia da rede, foram desenvolvidas neste trabalho duas novas estratégias de controle discreto, sendo o controle de velocidade e o controle de potência ativa gerada. Nestas, os requisitos de qualidade da energia da rede foram usados no projeto das diversas malhas discretas de controle do conjunto turbina-gerador. Observou-se que as especificações básicas de resposta transitória e resposta em frequência, para as malhas de controle, foram feitas visando a redução das VTCD's nas barras da rede elétrica. Estas especificações de projeto tiveram sua adequação verificada nos estudos de estabilidade relativa e nos estudos de resposta ao degrau unitário aplicado na entrada de referência. Adotando-se este princípio na estratégia de controle de velocidade, obteve-se o chamado Modelo 3 no estudo de caso realizado no Capítulo 9.

Aplicando-se esta estratégia do Modelo 3 no estudo de caso, foram verificados melhores resultados se comparados com os obtidos dos Modelos 1 e 2, para as tensões na barra da usina e no PAC, com afundamento de tensão máximo de 3% no PAC, para a rampa de vento aplicada, e de 4% para a rajada de vento aplicada. Conclui-se que, mesmo utilizando uma estratégia de controle de velocidade com comportamento dinâmico extremamente rápido, que maximiza a eficiência energética da usina, pôde-se realizar um projeto das malhas de controle discreto

objetivando a redução dos impactos na qualidade da energia no ponto de acoplamento comum com a rede elétrica.

Os impactos na qualidade da energia da rede elétrica podem ser praticamente eliminados, através da estratégia proposta neste trabalho, de controle da potência ativa gerada considerando os requisitos da qualidade da energia para o projeto das malhas de controle. Este foi o chamado Modelo 4 no estudo de caso do Capítulo 9. Neste modelo, foi utilizado também o controle discreto para o projeto das malhas do conjunto turbina-gerador, no qual foi desenvolvida uma malha discreta de potência ativa, com comportamento dinâmico bem mais lento, de forma que as tensões da rede ficaram completamente preservadas dos impactos causados pelos transitórios de vento. Não ocorreram picos de potência ativa consumida ou fornecida nos terminais do gerador e as potências reativas de estator e de rotor permaneceram rigorosamente controladas. Observou-se que esta estratégia permitiu um melhor desacoplamento dos controles das potências ativa e reativa, apresentando uma dinâmica lenta de resposta da velocidade, resultando também num melhor aproveitamento da energia de rajadas de vento. Com a aplicação de rampas de vento, foram observados tempos de aproximadamente 25 segundos para a estabilização final da velocidade e das potências ativa e reativa nos terminais do gerador. Com isto, a usina se desloca do ponto de maximização da eficiência energética, operando transitoriamente fora da velocidade específica ótima. Por outro lado, melhora acentuadamente a qualidade da energia no ponto de acoplamento comum.

Com relação aos modelos de vento, foram implementados no programa de simulação desenvolvido, o vento constante, o degrau, a rampa ascendente e descendente, e a rajada cossenoidal. A turbina eólica foi modelada usando uma função não polinomial, que realiza uma aproximação do comportamento aerodinâmico do rotor eólico, para o cálculo da potência produzida, função do ângulo de passo e das velocidades do rotor e do vento. Este modelo corresponde à turbina em equilíbrio, também chamado de representação estática, e verificou-se que este pode ser usado para representar o comportamento dinâmico da turbina nos estudos realizados neste trabalho.

Para o projeto da malha de controle do ângulo de passo, esta foi caracterizada por uma equação dinâmica de 1ª ordem, com uma série de limitadores que restringem a faixa de excursão do ângulo de passo e sua taxa máxima de variação. Esta última restrição foi utilizada para prevenir sobreelevações excessivas do torque mecânico produzido na turbina. Conclui-se que o projeto realizado para a malha de controle do ângulo de passo resultou num adequado comportamento dinâmico das pás da turbina com o servomecanismo de atuação.

No projeto do controle do conversor do lado da máquina (CLM), observou-se a necessidade da estimação do módulo e ângulo do vetor fluxo estatórico para a orientação do controle vetorial do CLM. Assim o esquema completo de controle de velocidade, da potência ativa gerada e da potência reativa do estator do GIDE, foi baseado em coordenadas orientadas no vetor fluxo do estator, permitindo um desacoplamento dos controles das potências ativa e reativa do GIDE.

No projeto do controle do conversor do lado da rede (CLR), observou-se a necessidade da medição do módulo e ângulo do vetor tensão da rede, para a orientação do controle vetorial do CLR. O procedimento proposto neste trabalho, de projeto do filtro LCL, instalado entre o CLR e a rede elétrica, permitiu reduzir os harmônicos de ordem elevada das correntes do CLR. A inclusão de um amortecimento no filtro permitiu evitar ressonâncias em altas e baixas frequências do espectro harmônico e ao mesmo tempo não degradar a operação dos reguladores de corrente do CLR. As simulações realizadas com o comando de alteração da tensão do barramento CC e também da potência reativa do rotor mostraram o funcionamento adequado das malhas de controle projetadas.

Para os estudos de integração do parque eólico à rede elétrica, realizados neste trabalho, o parque eólico pôde ser representado por um equivalente reduzido. Esta redução a uma máquina equivalente é possível quando as turbinas são similares e operam em pontos de operação similares, no instante da aplicação do transitório de vento.

Conclui-se, ao final deste trabalho, que o projeto das diversas malhas discretas de controle do GIDE, são importantes para uma correta avaliação dos problemas técnicos, como a qualidade da energia, envolvidos na interligação de centrais eólicas às redes elétricas. Justifica-se isto pelo fato das centrais possuírem sistema supervisorio central com controle digital, bem como sistemas de controle digitais distribuídos para cada turbina do parque, onde serão feitas as sintonias dos controladores digitais dos diversos subsistemas do conjunto turbina-gerador. Assim, mais realistas serão os resultados obtidos nas simulações, do impacto da usina eólica na rede elétrica interligada.

Esta avaliação da interligação à rede deve ser feita na fase dos estudos preliminares, que precedem a instalação da usina eólica num determinado sítio e a sua interligação ao sistema elétrico de potência.

O procedimento de projeto proposto neste trabalho se aplica a qualquer sistema de geração eólica em velocidade variável com GIDE, no qual a qualidade da energia da rede elétrica com a usina eólica interligada seja um dos fatores preponderantes para a viabilização do empreendimento.

• SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

Como prosseguimento dos estudos sobre o tema desta pesquisa, visualiza-se o desenvolvimento dos seguintes trabalhos, visando ampliar o conhecimento sobre esse segmento específico:

1 – Desenvolvimento de modelos agregados para representação de parques eólicos compostos por muitas turbinas (centenas) por uma única turbina-gerador equivalente ou por um grupo de turbinas, considerando a distribuição geográfica das turbinas no sítio eólico, correlacionando o vento incidente em cada uma, devendo ser adequado para operação em velocidade variável, com armazenamento de energia no rotor. Esta

modelagem permite considerar regimes de ventos diferentes, incidindo em diferentes grupos de turbinas, num parque eólico de grandes dimensões.

2 – Estudo das proteções e dos conversores estáticos, com o desenvolvimento de sistemas com o GIDE, que atendam ao critério de permanência do gerador eólico durante a falta (“*ride through*”), implicando em rápida recuperação da tensão, e contribuindo para a estabilidade transitória pós-falta do sistema de potência. Estes estudos deverão ser concentrados no projeto dos conversores estáticos de potência e seus sistemas de controle e proteção, de forma à usina não se desligar do sistema elétrico durante a falta e após esta, auxiliar na recomposição das tensões do sistema, melhorando as margens de estabilidade transitória do sistema.

3 – Desenvolvimento de programas de simulação para avaliar a emissão de fenômenos de “*flicker*” em redes elétricas com usinas eólicas conectadas, compostas por GIDE’s, em função das estratégias de controle implementadas. Os estudos de penetração de “*flicker*” em sistemas de potência, devido à operação de usinas eólicas em velocidade variável, inclusive abordando a modelagem dos sistemas de eixos elásticos, considerando o domínio do tempo e o domínio da frequência, são importantes contribuições para a avaliação da qualidade da energia da rede elétrica com usinas eólicas interligadas.

REFERÊNCIAS

- [1] REIS, L. B.; SILVEIRA, S. (Coord.). **Energia Elétrica Para Um Desenvolvimento Sustentável**. São Paulo: EDUSP, 2000.
- [2] EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION – EWEA, 2006. Disponível em <<http://www.ewea.org>>. Acesso em 10 jan. 2006.
- [3] CAMPOS, F. G. R. de. **Geração de Energia a Partir de Fonte Eólica com Gerador Assíncrono Conectado a Conversor Estático Duplo**. 2004. 119 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.
- [4] BEN – BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2004. Brasília: Ministério de Minas e Energia – MME, 2006. Disponível em <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em 05 jan. 2006.
- [5] BIG – BANCO DE INFORMAÇÕES DE GERAÇÃO. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2005. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 22 dez. 2005.
- [6] MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME, 2006. Disponível em <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em 10 jan. 2006.
- [7] MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA – MCT, 2006. Disponível em <<http://www.mct.gov.br>>. Acesso em 10 jan. 2006.
- [8] SLOOTWEG, J.G.; KLING, W.L. Is the Answer Blowing in the Wind?. **IEEE Power & Energy Magazine**, NJ, nov./dec. 2003.
- [9] GERMAN WIND ENERGY INSTITUTE – DEWI, 2006. Disponível em <<http://www.dewi.org>> . Acesso em 10 jan. 2006.
- [10] SILVA, S. R. **Sistema Eólico de Geração de Energia Elétrica**. 1988. 279 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Centro de Ciências e Tecnologia, Universidade Federal da Paraíba, Campina Grande, 1988.
- [11] YAMAMOTO, M.; MOTOYOSHI, O. Active and Reactive Power Control for Doubly-Fed Wound Rotor Induction Generator. **IEEE Trans. On Power Electronics**, vol. 6, N° 4, oct. 1991.
- [12] XU, L.; TANG, Y. Stator Field Oriented Control of Doubly-Excited Induction Machine in Wind Power Generating System. **IEEE 35th Midwest Symp. Circuits and Systems**, Washington DC, aug. 1992.
- [13] XU, L.; TANG, Y. A Flexible Active and Reactive Power Control Strategy for a Variable Speed Constant Frequency Generating System. **IEEE Trans. On Power Electronics**, vol 10, N°. 4, jul. 1995.

- [14] PENA, R.; CLARE, J.C.; ASHER, G.M. Doubly Fed Induction Generator Using Back-to-Back PWM Converters And Its Application to Variable-speed Wind-Energy Generation. **IEE Proc. Electr. Power Appl.**, vol 143, N° 3, May 1996.
- [15] AKHMATOV, V.; KNUDSEN, H.; NIELSEN, A. H. Advanced Simulation of Windmills in the Electric Power Supply. **Elsevier Electrical Power and Energy Systems**, 22, 2000.
- [16] SLOOTWEG, J.G.; KLING, W. L.; POLINDER, H. **Dynamic Modelling of a Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generator**. Delft: Faculty of Information Technology and Systems - Delft University of Technology, 2001. (Technical Report).
- [17] LISERRE, M.; BLAABJERG, F.; HANSEN, S. Design and Control of an LCL-Filter Based Three-phase Active Rectifier. **Conf. Rec. IAS**, Chicago, 2001.
- [18] AKHMATOV, V.; KNUDSEN, H.; NIELSEN, A. H.; PEDERSEN, J. K.; POULSEN, N. K. Modelling and Transient Stability of Large Wind Farms. **Elsevier Electrical Power and Energy Systems**, 25, 2003.
- [19] SLOOTWEG, J.G.; KLING, W. L.; POLINDER, H. Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations. **IEEE Trans. on Energy Conversion**, vol. 18, N° 4, dec. 2003.
- [20] SLOOTWEG, J.G.; KLING, W.L. Aggregated Modelling of Wind Parks in Power System Dynamics Simulations. **IEEE Bologna Power Tech Conference**, Bologna, jun. 2003.
- [21] NUNES, M.V.A.; PEÇAS LOPES, J.A.; ZURN, H.H.; BEZERRA, U.H.; ALMEIDA, R.G. Influence of the Variable Speed Wind Generators in Transient Stability Margin of the Conventional Generators Integrated in Electrical Grids. **IEEE, Trans. On Energy Conversion**, vol. 19, N° 4, dec 2004.
- [22] ROSAS, P. A.C. **Dynamic Influences of Wind Power on the Power System**. 2003. 152 f. Ph.D. Thesis, Technical University of Denmark, Denmark, 2003.
- [23] HANSEN, A.D.; IOV, F.; SORENSEN, P.; BLAABJERG, F. Overall Control Strategy of Variable Speed Doubly-Fed Induction Generator Wind Turbine. In: Nordic Wind Power Conf., 2004, Chalmers Univ. of Tech., **Anais**, Goteborg, 2004.
- [24] MALINOWSKI, M.; BERNET, S. Simple Control Scheme of PWM Converter Connecting Wind Turbine with Grid. In: Nordic Wind Power Conf., 2004, Chalmers Univ. of Tech., **Anais**, Goteborg, 2004.
- [25] PETERSSON, A. **Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines**. 2003. 122 f. Thesis (Licentiate of

Engineering) – Department of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden, 2003.

- [26] MANWELL, J.F.; MCGOWAN, J.G.; ROGERS, A.L. **Wind Energy Explained – Theory, Design and Application**. Chichester: John Wiley & Sons, 2002.
- [27] CARVALHO, P. **Geração Eólica**. Fortaleza: Imprensa Universitária, 2003.
- [28] WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION - WMO, 2006. Disponível em <<http://www.wmo.ch/index-en.html>>. Acesso em 15 jan. 2006.
- [29] SILVA, P. C.; GUEDES, V.G.; ARAÚJO, M. R. P.; HIRATA, M. H. **Otimização dos Parâmetros da Distribuição de Weibull**: Coletânea de Artigos: Energias Solar e Eólica. Rio de Janeiro: CRESESB, 2003.
- [30] BONUS ENERGY S/A. **The Wind Turbine Components and Operation**: Special Issue Bonus Info. Denmark: Bonus, 1999.
- [31] HEIER, S. **Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems**. Chichester: John Wiley & Sons, 1998.
- [32] GE POWER SYSTEMS. **Dynamic Modeling of GE 1.5 and 3.6 Wind Turbine-Generators**. NY: GE-Power Systems Energy Consulting, 2003.
- [33] AKHAMATOV, V. **Analysis of Dynamic Behavior of Electric Power Systems With Large Amount of Wind Power**. 2003. 261 f. Ph.D. Thesis, Technical University of Denmark, Denmark, 2003.
- [34] SLOOTWEG, J. G. **Modelling and Impact on Power System Dynamics**. 2003. 206 f. Ph.D. Thesis, Delft University of Technology, Delft, 2003.
- [35] LEONHARD, W. **Control of Electrical Drives**. Berlin: Springer-Verlag, 1997.
- [36] PINHEIRO, E. L. R. **Análise do Comportamento Dinâmico de Usinas Eólicas a Velocidade Variável Utilizando ATPDraw**. 2004. 121 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2004.
- [37] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, **61400-21**: Wind turbine generators systems - Part 21: Measurements and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines. IEC, dec. 2001.
- [38] ROSAS, P. A. C.; ESTANQUEIRO, A. I. **Guia de Projeto Elétrico de Centrais Eólicas – Vol 1: Projeto Elétrico e Impacto de Centrais Eólicas na Rede Elétrica**. Recife: Centro Brasileiro de Energia Eólica, 2003.

- [39] BURTON, T.; SHARPE, D.; JENKINS, N.; BOSSANYI, E. **Wind Energy Handbook**. Chichester: John Wiley & Sons, 2001.
- [40] OLIVEIRA, R. G. de. **Controle e Integração a Rede Elétrica de um Sistema Eólico com Gerador de Indução Duplamente Excitado**. 2004. 188f. Dissertação (Mestrado no Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2004.
- [41] NUNES, M. V. A. **Avaliação do Comportamento de Aerogeradores de Velocidade Fixa e Variável Integrados em Redes Elétricas Fracas**. 2003. 202 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003.
- [42] OLIVEIRA, R.G.; SILVA, S.R.; NIED, A.; PINHEIRO, E.L.R.; SILVA, K.F. da; BRITO, J. A. S. Modeling, Control and Analysis of Wind Power Plant Using Doubly-Fed Induction Generator. In: IEEE Induscon, 06., 2004, Joinville. **Anais**. 2004. v.1.
- [43] CIGRE. **TF 38.01.10: Modeling New Forms of Generation and Storage**. Paris: CIGRE, nov. 2000.
- [44] KÓVACS, P.K. **Transient Phenomena in Electrical Machines**. Elsevier, 1984.
- [45] SILVA, S.R.; OLIVEIRA, R.G.; PINHEIRO, E.L.R.; BRITO, J.A.S.; SILVA, K.F. da. Steady-state Analysis of a Wind Power Plant Using Doubly-Fed Induction Generator. In: IEEE/PES T&D, 2004, São Paulo. **Proceedings of IEEE/PES T&D**. São Paulo:IEEE Power Engineering Society, 2004. v.1. p.1-6.
- [46] DE DONCKER, R.W.; DEICKE, M.; MULLER, S. Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbines. **IEEE Ind. Applic. Mag.**, mai-jun. 2002.
- [47] KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [48] SILVA, K.F. da; SAIDEL, M.A.; SILVA, S. R. Impacts in the Power Quality of a 192MW Wind Farm with Doubly Fed Induction Generator in Brazilian Power System. In: CEE'05 – 1ST International Conf. on Electrical Engineering, 2005, Coimbra. **Anais**. 2005. p. 109.
- [49] THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **Std 519: IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems**. New York: IEEE, apr., 1993.
- [50] OGATA, K. **Discrete-Time Control Systems**. N.J: Prentice-Hall, 1987.
- [51] SILVA, K.F. da; SAIDEL, M.A.; SILVA, S. R.; FRANCO, J.J.J.P.; BRITO, J.A.S. Control and Integration of a 192MW Wind Farm with Doubly Fed

- Induction Generator in Brazilian Power System. In: IASTED International Conference – PES, 08., 2005, Marina del Rey. **Proceedings**. 2005. p.131-136.
- [52] SILVA, K.F. da; SAIDEL, M.A.; SILVA, S. R.; FRANCO, J.J.P.; BRITO, J.A.S.; Impactos na Qualidade da Energia de um Parque Eólico de 192MW com Geradores de Indução Duplamente Alimentados no Sistema Elétrico da Coelba. In: SBQEE, 06., 2005, Belém. **Anais**. 2005. p.795-800.
- [53] SILVA, K.F. da; SAIDEL, M.A.; SILVA, S. R.; NETO, J.P.; PINHO, P.J. Controle da Máquina de Indução Duplamente Alimentada em Sistemas de Geração Eólica Operando à Velocidade Variável. In: SNCA, 04., 2005, Salvador. **Anais**. 2005.
- [54] OLIVEIRA, R.G.; SILVA, S.R.; PINHEIRO, E.L.R.; SILVA, K.F. da; BRITO, J.A.S.; CHECCUCCI, G.S. Análise do Impacto de Distúrbios em Sistemas com Geradores de Indução de Dupla Alimentação Conectados à Rede Elétrica. In: CBA, 15., 2004, Gramado. **Anais**. São Paulo: CBA, 2004.
- [55] SILVA, S.R.; CARDOSO, E.N.; PINHEIRO, E.L.R.; SILVA, K.F. da; BRITO, J.A.S.; SANTANA, E.C.; CHECCUCCI, G.S.; FRANCO, J.J.P. Análise da Integração de Usinas Eólicas na Rede Elétrica. In: SBQEE, 05., 2003, Aracaju. **Anais**. ago. 2003.
- [56] PINHEIRO, E.L.R.; SILVA, K.F. da; SILVA, S.R.; CARDOSO, E.N.; BRITO, J.A.S.; FRANCO, J.J.P. Modelos e Procedimentos de Análise de Flutuações de Tensão em Usinas Eólicas Integradas à Rede Elétrica. In: SBQEE, 06., 2005, Belém. **Anais**. 2005. p.491-496.
- [57] SILVA, K. F. da. **Estimação de Fluxo Magnético em Máquinas Assíncronas Utilizando Filtro de Kalman**. 1991. 196 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Centro de Ciências e Tecnologia, Universidade Federal da Paraíba, Campina Grande, 1991.
- [58] SILVA, S.R.; PINHEIRO, E.L.R.; CARDOSO, E.N.; SILVA, K.F. da; BRITO, J.A.S.; SANTANA, E.C.; CHECCUCCI, G.S.; FRANCO, J.J.P. Análise da Integração de Usinas Eólicas na Rede Elétrica. In: Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, 02., 2003, Salvador. **Anais**. Salvador: II-CITENEL, nov. 2003. p.209-214.
- [59] MORAES, M. **Modelo Computacional do Sistema Conversor de Energia Eólica Equipado com Gerador de Indução**. 2004. 197 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.
- [60] GOLDEMBERG, J. **Energia, Meio Ambiente & Desenvolvimento**. São Paulo: EDUSP, 1998.
- [61] XU, L.; TANG, Y. A Novel Wind Power Generating System Using Field Orientation Controlled Doubly-Excited Brushless Reluctance Machine. **IEEE Ind. Applicat. Soc. Ann. Meeting**, Houston, oct. 1992.

- [62] COELBA. **Mapa Eólico do Estado da Bahia**. Salvador: Coelba, 2002.
- [63] BUHLER, H. **Electronique de Réglage et de Commande**. Lausanne: Dunod, 1979.
- [64] PETERSSON, A.; LUNDBERG, S.; THIRINGER, T. A DFIG Wind-Turbine Ride Through System Influence on the Energy Production. In: Nordic Wind Power Conf., 2004, Chalmers Univ. of Tech. **Anais**. Goteborg, 2004.
- [65] BOLLEN, M.H.J.; OLGUIN, G.; MARTINS, M. Voltage Dips at the Terminals of Wind Power Installations. In: Nordic Wind Power Conf., 2004, Chalmers Univ. of Tech. **Anais**. Goteborg, 2004.
- [66] THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **Std. 1021**: Recommended Practice for Utility Interconnection of Small Wind Energy Conversion Systems. New York: IEEE, nov. 1987.
- [67] THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **Std. 1094**: Recommended Practice for Electrical Design and Operations of Windfarm Generating Stations. New York: IEEE, apr. 1991.

• **TRABALHOS PUBLICADOS PELO AUTOR:**

Foram publicadas pelo autor as referências: [57], [52], [53], [42], [45], [54], [55], [51], [56], [58].

APÊNDICE A – PARÂMETROS DOS EIXOS ELÁSTICOS

Este Apêndice apresenta a conversão de unidades dos parâmetros do modelo de eixos elásticos, do conjunto turbina-gerador, da representação normalizada (por unidade) para a representação dimensional. Os resultados já são referidos ao eixo de baixa velocidade da turbina.

A constante de inércia, geralmente representada por H , é dada em segundos, e sua relação com o momento de inércia das massas girantes J (kgm^2) é dada por:

$$H = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \frac{\omega_{mB}^2}{S_B} \quad (\text{A.1})$$

onde ω_{mB} é a velocidade mecânica base (rad.mec./s) e S_B é a potência aparente base (VA).

Para o conjunto turbina-gerador de 2MW, 690V, 60Hz, utilizada neste trabalho, com um gerador de indução de 1800rpm, com relação de transmissão de velocidades $K_{tr} = 111,5$ e constantes de inércia do gerador e da turbina respectivamente $H_m = 0,52\text{s}$ e $H_t = 4,2\text{s}$, obtem-se os valores dos momentos de inércia do gerador (J_m) e da turbina (J_t):

$$J_m = 59 \text{kgm}^2 \quad J_t = 5,9 \times 10^6 \text{kgm}^2 \quad (\text{A.2})$$

A constante de elasticidade de eixos normalmente é dada de forma normalizada ($K_{mt}(\text{p.u.})$) em p.u. de torque/rad.el., no eixo de alta velocidade do gerador, e deve ser transformada no valor dimensional (K_{mt}) em Nm/rad.mec. , no eixo de baixa velocidade da turbina:

$$K_{mt} = \frac{T_t}{\theta_t} \left[\frac{\text{Nm}}{\text{rad.mec.}} \right] = \frac{T_e(\text{p.u.})}{\theta_{elet}} \cdot T_B \cdot p \cdot K_{tr}^2 = K_{mt}(\text{p.u.}) \cdot \frac{S_B}{\omega_{mB}} \cdot p \cdot K_{tr}^2 \quad (\text{A.3})$$

onde θ_t é o ângulo mecânico da turbina [rad.mec.]; θ_{elet} é o ângulo elétrico do eixo do gerador [rad.el.]; T_t é o torque da turbina [Nm]; $T_e(\text{p.u.})$ é o torque eletromagnético do gerador em por unidade; T_B é o torque base do gerador [Nm]; p é o número de

pares de pólos do gerador. A partir do valor $K_{mt} = 0,3$ p.u. de torque/rad.el., para a turbina de 2MW, obtém-se o valor dimensional da constante de elasticidade de eixo:

$$K_{mt} = 79,15 \times 10^6 \text{ Nm / rad.mec.} \quad (\text{A.4})$$

De forma similar, a constante de amortecimento de oscilações do sistema de potência (D_{mt}) é geralmente dada de forma normalizada em (p.u. de torque/p.u. de desvio de velocidade), no eixo de alta velocidade do gerador, e deve ser transformada no valor dimensional em Nm/rad.mec./s, no eixo de baixa velocidade da turbina:

$$D_{mt} = \frac{T_t}{\Delta\omega_t} \left[\frac{\text{Nm}}{\text{rad.mec./s}} \right] = \frac{T_e(p.u.)}{\Delta\omega_m(p.u.)} \cdot \frac{T_B}{\omega_{mB}} \cdot K_{tr}^2 = D_{mt}(p.u.) \cdot \frac{S_B}{\omega_{mB}^2} \cdot K_{tr}^2 \quad (\text{A.5})$$

onde $\Delta\omega_t$ é o desvio de velocidade mecânica da turbina [rad.mec./s] e $\Delta\omega_m$ é o desvio de velocidade mecânica do gerador [rad.mec./s]. A partir do valor $D_{mt} = 1,5$ p.u. de torque/p.u. de desvio de velocidade, para o sistema de potência, obtém-se o valor dimensional da constante de amortecimento de oscilações do sistema:

$$D_{mt} = 10,5 \times 10^5 \text{ Nm / rad.mec./s} \quad (\text{A.6})$$

ANEXO A – PARÂMETROS DAS MÁQUINAS

- Parâmetros do gerador de indução duplamente alimentado de 2MW

Tabela A.1 – Parâmetros do GIDE de 2MW.

Parâmetros	Valor/Unidade
Potência nominal (P_n)	2MW
Tensão nominal (V_n)	690V
Frequência nominal (f)	60Hz
Resistência estatórica (R_s)	0,002381 Ω
Indutância estatórica (l_s)	1.9576e-3H
Resistência rotórica (R_r)	0,002381 Ω
Indutância rotórica (l_r)	1.9448e-3H
Indutância mútua (l_m)	1.8944e-3H
Pares de pólos (p)	2
Momento de inércia (J_m)	59 kgm ²
Constante de inércia (H_m)	0,52s

- Parâmetros da turbina eólica de 2MW:

Tabela A.2 – Parâmetros da turbina eólica de 2MW.

Parâmetros	Valor/Unidade
Potência nominal	2MW
Velocidade do rotor	9-21rpm
Diâmetro do rotor	75m
Relação de transmissão	111,5
Momento de inércia total (J_T)	$5,9 \times 10^6 \text{ kgm}^2$
Vento “ <i>cut-in</i> ” / nominal / “ <i>cut-out</i> ”	4m/s -12m/s-25m/s
Densidade do ar	1,225 kg/m ³
Velocidade espec. ótima	6,86
Coefficiente de pot. máximo	0,42
Constante de inércia (H_t)	4,2s

- Parâmetros do gerador de indução duplamente alimentado equivalente de 192MW, 34,5kV, 60Hz.

Tabela A.3 – Parâmetros do GIDE de 192MW, 34,5kV, 60Hz.

Parâmetros	Valor/Unidade
Potência nominal (P_n)	192MW
Tensão nominal (V_n)	34,5kV
Frequência nominal (f)	60Hz
Resistência estatórica (R_s)	0,062006 Ω
Indutância estatórica (L_s)	50.979819e-3H
Resistência rotórica (R_r)	0,062006 Ω
Indutância rotórica (L_r)	50.646482e-3H
Indutância mútua (L_m)	49.333965e-3H
Pares de pólos (p)	2
Momento de inércia (J_m)	5.664 kgm ²

- Parâmetros da turbina eólica equivalente de 192MW:

Tabela A.4 – Parâmetros da turbina eólica de 192MW.

Parâmetros	Valor/Unidade
Potência nominal	192MW
Velocidade do rotor	9-21rpm
Diâmetro do rotor	75m
Relação de transmissão	111,5
Momento de inércia total (J_T)	$566,4 \times 10^6 \text{ kgm}^2$
Vento “ <i>cut-in</i> ” / nominal / “ <i>cut-out</i> ”	4m/s -12m/s-25m/s
Densidade do ar	1,225 kg/m ³
Velocidade espec. ótima	6,86
Coefficiente de pot. máximo	0,42

ANEXO B – TRANSFORMAÇÕES TRIFÁSICO - BIFÁSICO

- *Modelo da Máquina Trifásica*

A Figura B.1 mostra a máquina de indução descrita no sistema de eixos trifásicos do estator e do rotor:

Figura B.1 – Máquina de indução no referencial trifásico.

- **Transformação Trifásico (1,2,3) – Bifásico (0,α,β)**

Considerando-se um vetor de grandezas tensão, corrente, ou fluxo magnético de estator ou rotor, representadas por X, define-se as seguintes expressões de transformação de bases [47]:

$$\begin{aligned} [X_{1,2,3}] &= [A] \cdot [X_{o,\alpha,\beta}] \\ [X_{o,\alpha,\beta}] &= [A]^{-1} \cdot [X_{1,2,3}] \end{aligned} \quad [A] = \text{Matriz de transformação} \quad (\text{B.1})$$

As matrizes de transformação utilizadas são as adotadas para sistemas em por unidade, dadas por:

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 \\ 1 & -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad [A]^{-1} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{B.2})$$

Figura B.2 – Máquina de indução no referencial bifásico 0,α,β

- **Transformada de Park Generalizada**

Equações de transformação de um vetor de grandezas tensão, corrente, ou fluxo magnético, de estator ou rotor, representadas por X , entre o referencial bifásico $(0,\alpha,\beta)$ e o referencial bifásico genérico $(0,d,q)$:

Grandezas de estator:

Grandezas de rotor:

$$\begin{bmatrix} X_{s\alpha,\beta} \end{bmatrix} = [B_s] \cdot \begin{bmatrix} X_{sd,q} \end{bmatrix} \qquad \begin{bmatrix} X_{r\alpha,\beta} \end{bmatrix} = [B_r] \cdot \begin{bmatrix} X_{rd,q} \end{bmatrix} \quad (B.3)$$

$$\begin{bmatrix} X_{sd,q} \end{bmatrix} = [B_s]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} X_{s\alpha,\beta} \end{bmatrix} \qquad \begin{bmatrix} X_{rd,q} \end{bmatrix} = [B_r]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} X_{r\alpha,\beta} \end{bmatrix} \quad (B.4)$$

onde as matrizes de transformação são dadas por:

$$\begin{bmatrix} B_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\psi & -\sin\psi \\ \sin\psi & \cos\psi \end{bmatrix} \qquad \begin{bmatrix} B_s \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} \cos\psi & -\sin\psi \\ -\sin\psi & \cos\psi \end{bmatrix} \quad (B.5)$$

$$\begin{bmatrix} B_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\psi - \theta) & -\sin(\psi - \theta) \\ \sin(\psi - \theta) & \cos(\psi - \theta) \end{bmatrix} \qquad \begin{bmatrix} B_r \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\psi - \theta) & \sin(\psi - \theta) \\ -\sin(\psi - \theta) & \cos(\psi - \theta) \end{bmatrix} \quad (B.6)$$

As componentes homopolares X_{s0} e X_{r0} não se alteram nesta transformação.

Figura B.3 – Máquina de indução no referencial 0,d,q

- Transformação direta de trifásico (1,2,3) para bifásico (0,d,q) - Grandeza de estator:

$$\begin{bmatrix} X_{so} \\ X_{sd} \\ X_{sq} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1/2 & 1/2 & 1/2 \\ \cos\psi & -\frac{1}{2} \cdot \cos\psi + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \sin\psi & -\frac{1}{2} \cdot \cos\psi - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \sin\psi \\ -\sin\psi & \frac{1}{2} \cdot \sin\psi + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \cos\psi & \frac{1}{2} \cdot \sin\psi - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \cos\psi \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} X_{s1} \\ X_{s2} \\ X_{s3} \end{bmatrix} \quad (\text{B.7})$$

- Transformação direta de bifásico (0,d,q) para trifásico (1,2,3) – Grandeza de estator:

$$\begin{bmatrix} X_{s1} \\ X_{s2} \\ X_{s3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \cos\psi & -\sin\psi \\ 1 & -\frac{1}{2} \cdot \cos\psi + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \sin\psi & \frac{1}{2} \cdot \sin\psi + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \cos\psi \\ 1 & -\frac{1}{2} \cdot \cos\psi - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \sin\psi & \frac{1}{2} \cdot \sin\psi - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \cos\psi \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} X_{so} \\ X_{sd} \\ X_{sq} \end{bmatrix} \quad (\text{B.8})$$

- Transformação direta de trifásico (1,2,3) para bifásico (0,d,q) - Grandeza de rotor:

$$\begin{bmatrix} X_{ro} \\ X_{rd} \\ X_{rq} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1/2 & 1/2 & 1/2 \\ \cos(\psi - \theta) & -\frac{1}{2} \cdot \cos(\psi - \theta) + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \sin(\psi - \theta) & -\frac{1}{2} \cdot \cos(\psi - \theta) - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \sin(\psi - \theta) \\ -\sin(\psi - \theta) & \frac{1}{2} \cdot \sin(\psi - \theta) + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \cos(\psi - \theta) & \frac{1}{2} \cdot \sin(\psi - \theta) - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \cos(\psi - \theta) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} X_{r1} \\ X_{r2} \\ X_{r3} \end{bmatrix} \quad (\text{B.9})$$

- Transformação direta de bifásico (0,d,q) para trifásico (1,2,3) – Grandeza de rotor:

$$\begin{bmatrix} X_{r1} \\ X_{r2} \\ X_{r3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \cos(\psi - \theta) & -\sin(\psi - \theta) \\ 1 & -\frac{1}{2} \cdot \cos(\psi - \theta) + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \sin(\psi - \theta) & \frac{1}{2} \cdot \sin(\psi - \theta) + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \cos(\psi - \theta) \\ 1 & -\frac{1}{2} \cdot \cos(\psi - \theta) - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \sin(\psi - \theta) & \frac{1}{2} \cdot \sin(\psi - \theta) - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \cos(\psi - \theta) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} X_{ro} \\ X_{rd} \\ X_{rq} \end{bmatrix} \quad (\text{B.10})$$

ANEXO C – TRANSFORMAÇÃO VETORIAL COMPLEXA

Equações da transformação vetorial complexa, onde os componentes α, β da grandeza, representada por X , são escritos na forma de um vetor. As grandezas de estator são escritas como vetor no sistema de eixos de estator fixo S_α, S_β . As grandezas de rotor são escritas como vetor no sistema de eixos de rotor girante R_α, R_β [35],[44]. As transformações entre o referencial bifásico α, β e o referencial vetorial complexo são realizadas pelas matrizes $[S]$ e $[S]^{-1}$:

$$\begin{bmatrix} \vec{X} \\ \vec{X}^* \end{bmatrix} = [S]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} X_\alpha \\ X_\beta \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} X_\alpha \\ X_\beta \end{bmatrix} = [S] \cdot \begin{bmatrix} \vec{X} \\ \vec{X}^* \end{bmatrix} \quad (C.1)$$

$$[S]^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & j \\ 1 & -j \end{bmatrix} \quad [S] = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ -j & +j \end{bmatrix} \quad (C.2)$$

Figura C.1 – Sistemas de eixos do estator e rotor para transformação complexa.

As grandezas trifásicas do estator podem ser transformadas diretamente nos vetores baseados nos eixos fixos do estator através da seguinte expressão:

$$\vec{X}_s = \frac{2}{3} \cdot (X_{s1}(t) + X_{s2}(t) \cdot e^{j \cdot \gamma} + X_{s3}(t) \cdot e^{j \cdot 2\gamma}) = X_{s\alpha} + j \cdot X_{s\beta} \quad (\text{C.3})$$

onde $\gamma = 120^\circ$. Para as grandezas trifásicas de rotor, transforma-se para os vetores baseados no rotor girante usando a seguinte expressão:

$$\vec{X}_r = \frac{2}{3} \cdot (X_{r1}(t) + X_{r2}(t) \cdot e^{j \cdot \gamma} + X_{r3}(t) \cdot e^{j \cdot 2\gamma}) = X_{r\alpha} + j \cdot X_{r\beta} \quad (\text{C.4})$$