



**UFSM**

**Dissertação de Mestrado**

**TURBINAS EÓLICAS: MODELO, ANÁLISE E  
CONTROLE DO GERADOR DE INDUÇÃO COM  
DUPLA ALIMENTAÇÃO**

---

**JEFERSON MARQUES**

**PPGEE**

**Santa Maria, RS, BRASIL**

**2004**

**TURBINAS EÓLICAS: MODELO, ANÁLISE, E CONTROLE  
DO GERADOR DE INDUÇÃO COM DUPLA ALIMENTAÇÃO**

**por**

**JEFERSON MARQUES**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Processamento de Energia, Controle de Processos, da Universidade Federal de Santa Maria (RS), como requisito parcial para a obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Santa Maria, RS - Brasil.  
2004.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
A COMISSÃO EXAMINADORA, ABAIXO ASSINADA, APROVA A  
DISSERTAÇÃO

**TURBINAS EÓLICAS: MODELO, ANÁLISE, E CONTROLE  
DO GERADOR DE INDUÇÃO COM DUPLA ALIMENTAÇÃO**

ELABORADA POR

**JEFERSON MARQUES**

COMO REQUISITO PARCIAL PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE  
MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**COMISSÃO EXAMINADORA:**

---

Humberto Pinheiro – Orientador – UFSM – Brasil

---

Christian R. Kelber – Unisinos – Brasil

---

Hilton A. Gründling – UFSM – Brasil

---

Jose Renes Pinheiro – UFSM – Brasil

Santa Maria, 21 de dezembro de 2004.

A Deus,

Aos meus pais Carlos e Beloni, que me deram todo amor,  
carinho e educação.

As minhas irmãs Joice e Jenifer,

Ao meu grande e eterno amor  
Lucinéia Albanio Pivetta,

# Agradecimentos

Ao professor Humberto Pinheiro orientação no desenvolvimento desse trabalho, e em especial a sua grande amizade, que facilitou não só a realização deste trabalho, mas também o meu amadurecimento profissional.

Aos professores Hilton Abílio Gründling, José Renes Pinheiro e Hélio Hey, pela amizade, conhecimento e experiência transmitidos no decorrer do mestrado, contribuindo de forma relevante na elaboração deste trabalho.

Aos meus colegas e grandes amigos Fernando Botteron, Robinson Camargo, Marcelo Duarte, Igor Jaskusc, Vinicius Leitão e Helder Tavares que sempre me ajudaram no desenvolvimento profissional e deste trabalho.

Aos amigos do grupo de pesquisa GEPOC pela amizade e apoio que foram tão importantes para a continuidade dessa caminhada.

À Universidade Federal de Santa Maria e a CAPES pelo apoio financeiro.

Aos funcionários do NUPEDEE e em especial ao Eng. Fernando Martins pela sua amizade e dedicação no desempenho de suas funções e pelo companheirismo.

As minhas irmãs Joice e Jenifer pela amizade, carinho e compreensão durante todos os momentos de minha vida.

Aos meus cunhados Roger e Fabiano pela grande amizade.

Aos meus pais Carlos e Beloni pelo amor, pelo exemplo de vida, apoio e sobre tudo pelos constantes ensinamentos durante toda minha vida.

Ao meu eterno e grande amor Lucinéia Albanio Pivetta, cujo amor, carinho, respeito e compreensão foram muito importantes, não somente no desenvolvimento desse trabalho, mas principalmente no meu desenvolvimento espiritual e humano.

# RESUMO

## **TURBINAS EÓLICAS: MODELO, ANÁLISE, E CONTROLE DO GERADOR DE INDUÇÃO COM DUPLA ALIMENTAÇÃO**

Autor: Eng. Jeferson Marques

Orientador: Humberto Pinheiro, PhD.

O presente trabalho apresenta os principais conceitos e configurações utilizadas em turbinas eólicas conectadas a rede elétrica, bem como a análise, o projeto e a implementação do sistema de controle para o gerador de indução com dupla alimentação (GIDA), visto que, este é o conceito mais utilizado pela indústria de turbinas eólicas. Inicialmente, é apresentado o modelo do GIDA em eixos síncronos  $qd$  no referencial do fluxo estatórico, que é, normalmente, utilizado para o projeto dos controladores do GIDA, pois neste referencial é possível controlar independentemente a potência ativa e reativa da turbina eólica. Entretanto, um problema comum associado ao controlador vetorial do GIDA são as oscilações pouco amortecidas do fluxo estatórico. Com o intuito de estudar este problema, é apresentada uma análise do impacto da banda passante dos controladores de corrente, nos modos oscilações do fluxo estatórico, que surgem próximos à frequência da rede elétrica. Essas oscilações aparecem na parte não controlada da GIDA, resultante do acoplamento direto do circuito estatórico com a rede elétrica. O controlador proposto baseia-se num laço interno de corrente e um laço externo de potências ativa e reativa. Como os controladores são implementados em DSP, também, são apresentados os projeto dos controladores em tempo discreto com limitação da ação integral. Finalmente, são apresentados

resultados experimentais utilizando um GIDA de 2 kW e um inversor PWM, controlado através do DSP TMS320F241.

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA PROGRAMA DE  
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Autor: Eng, Jeferson Marques

Orientador: Humberto Pinheiro, PhD.

Título: Turbinas Eólicas: modelo, análise, e controle do gerador de indução com dupla alimentação.

Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica.

Santa Maria, 21 de dezembro de 2004.

# Abstract

## **WIND TURBINE: MODELING, ANALYSIS AND CONTROL OF DOUBLY FED INDUCTION GENERADOR**

Author: Jeferson Marques, Ing.

Research Supervisor: Humberto Pinheiro, PhD.

This thesis presents the main concepts and configurations used in wind turbine connected to the grid, as well as, an analysis, design and implementation of the control system for the Doubly Fed Induction Generator (DFIG). The DFIG has been selected since it is the concept frequently adopted by the wind turbine manufactures. In the thesis, it is presented a model of the DFIG in stator flux reference frame that is normally used in DFIG. The main reason for use the stator flux reference frame is that in this referential is possible to control the active and reactive power of the stator circuit independently. However, the main limitation related with the DFIG vector control is the poor damping oscillation of the stator flux. Aiming to study this problem, the impact of the bandwidth of the rotor currents control loop in the stator flux oscillation mode that appears near the voltage grid frequency, is investigated. It is demonstrated that when  $R_s$  approaches of the zero, these oscillations can not be controlled by the rotor converter. The proposed controller has an internal current control loop and an external power control loop. As the controllers are usually implemented in a digital signal processor (DSP), a redesign in discrete time to compute the control action with anti-windup is given. Finally, experimental results to validate the controllers design using a 2 kW DFIG and IGBT PWM converter, controlled by the DSP TMS320F241, are presented.

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA PROGRAMA DE  
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Author: Eng, Jeferson Marques

Research Supervisor: Humberto Pinheiro, PhD.

Title: Wind Turbine: Modeling, Analysis and Control of Doubly Fed  
Induction Generator.

Master Thesis on Electrical Engineering.

Santa Maria, December 21, 2004.

# Índice

Capítulo 1 - Introdução .....	1
1.1. Introdução .....	1
1.2. Revisão dos Trabalhos Relacionados.....	2
1.3. Objetivos do Trabalho.....	6
1.4. Organização da Dissertação .....	7
Bibliografia .....	8
Capítulo 2 – O Estado da Arte da Energia Eólica no Brasil e no Mundo .....	11
2.1. Introdução .....	11
2.2. Introdução a Energia Eólica.....	11
2.3. A História da Energia Eólica no Mundo .....	16
2.4. A História da Energia Eólica no Brasil.....	28
2.5. Sumário .....	35
Bibliografia .....	35
Capítulo 3 – Turbinas Eólicas: Conceitos e Componentes .....	37
3.1. Introdução .....	37
3.2. Conversão da Energia do Vento em Energia Mecânica.....	37
3.2.1) Força de arrasto .....	40
3.2.2) Força de Sustentação.....	42
3.3. Configurações do Rotor e Principais componentes das Turbinas Eólicas Modernas.....	45

3.3.1)	Glossário da turbina eólica (Figura 3-12) .....	49
3.4.	Modos de Operação de uma Turbina Eólica .....	51
3.4.1)	Operação em velocidade Constante .....	52
3.4.2)	Operação em Velocidade Variável.....	54
3.5.	Métodos de Limitação de Potência. ....	56
3.5.1)	Perda Aerodinâmica Passiva.....	56
3.5.2)	Regulação por Passo .....	58
3.5.3)	Perda Aerodinâmica Ativa .....	60
3.6.	Sumário .....	62
	Bibliografia .....	63
Capítulo 4 – Tipos de Geradores Eólicos e Sistemas de Controle.....		65
4.1.	Introdução .....	65
4.2.	Gerador de Indução em Gaiola de Esquilo (GIGE).....	65
4.3.	Gerador Síncrono com rotor Bobinado (GSRB).....	68
4.4.	Gerador Indução com Dupla Alimentação (GIDA).....	69
4.5.	Sumário .....	71
	Bibliografia .....	71
Capítulo 5 – Modelo do Gerador de Indução com Dupla Alimentação.....		73
5.1.	Introdução .....	73
5.2.	Histórico.....	73
5.3.	Modelo do Gerador de Indução com Dupla Alimentação em $qd0$ .....	74
5.3.1	Transformações Lineares Ortogonais .....	75
5.3.2	Equações das Tensões em $qd0$ no Referencial Genérico.....	79

5.3.3	Equação do Torque eletromagnético e da Potência Ativa e reativa em $qd0$ no Referencial genérico.....	85
5.3.4	Referencial no Fluxo Estatórico.....	86
5.4.	Sumário .....	89
	Bibliografia .....	90
Capítulo 6 – Projeto dos Controladores Vetorias.....		91
6.1.	Introdução .....	91
6.2.	Projeto dos Controladores de Corrente Rotórica .....	93
6.3.	Análise do GIDA com Controladores PI na Malha Interna de Corrente. . .....	95
6.3.1	Análise dos Autovalores do GIDA em Malha Fechada.....	100
6.3.2	Comportamento Transitório do GIDA com PI .....	103
6.4.	Controlador PI da malha externa de Potência .....	109
6.5.	Sumário .....	112
	Bibliografia .....	112
Capítulo 7 – Resultados Experimentais .....		114
7.1.	Introdução .....	114
7.2.	Resultados Experimentais do Estimador da posição do fluxo estatórico.. .....	114
7.3.	Resultados Experimentais da resposta transitória das correntes rotóricas .....	116
7.4.	Resultados Experimentais em Regime Permanente.....	117
7.5.	Sumário .....	122
	Bibliografia .....	122

Capítulo 8 – Conclusões Gerais .....	124
Apêndice A – Descrição do Protótipo Utilizado na Implementação .....	126
Apêndice B – Projeto dos Controladores PIs em Tempo Discreto .....	131

# Índice de Figuras

Figura 1-1. Acionamento estático de Kramer. ....	3
Figura 1-2. Acionamento estático de Scherbius.....	4
Figura 1-3. Acionamento estático de Scherbius com pontes de IGBTs.....	4
Figura 2-1. Crescimento global da população e do consumo de eletricidade [2].	12
Figura 2-2. Divisão da Produção de Eletricidade em 1999.....	12
Figura 2-3. Distribuição dos custos para diferentes plantas de potência. ....	13
Figura 2-4. Cenário previsto para suprir a demanda de energia global nos próximos anos.[14].....	14
Figura 2-5. Políticas governamentais e seus efeitos em alguns mercados europeus. .....	15
Figura 2-6. Capacidade total de energia eólica instalada no mundo até o final de 2001. [16].....	16
Figura 2-7. Moinho de vento do tipo Pérsia [1]......	17
Figura 2-8. Aproximação do moinho de vento chinês [1]. ....	18
Figura 2-9. Moinho de vento de eixo horizontal construído na costa do Mediterrâneo[1]. ....	18
Figura 2-10. Moinho de vento do tipo Dutch [3]......	19
Figura 2-11. Moinho de vento do tipo leque ou americano [1]. ....	20
Figura 2-12. Moinho de vento construído por Brush .....	21
Figura 2-13. Turbina Eólica de Smith-Putnam. ....	22
Figura 2-14. Turbina eólica Gedser. ....	23

Figura 2-15. Turbina eólica de Hutter.....	24
Figura 2-16. Turbina eólica de eixo vertical do tipo Darrieus [6]. .....	24
Figura 2-17. Turbina eólica de eixo vertical do tipo Savonius [6].....	25
Figura 2-18. Turbina eólica MOD-1 de 2MW [7]. .....	26
Figura 2-19. Evolução das turbinas eólicas. Fonte ISET .....	27
Figura 2-20. Turbina Eólica de 75 kW instalada na Ilha de Fernando de Noronha [11]......	30
Figura 2-21. Parque Eólico do Morro do Camelinho. [11].....	31
Figura 2-22. Parque Eólico de Prainha. ....	33
Figura 2-23. Parque Eólico de Taíba. ....	33
Figura 2-24. Parque Eólico de Palmas. ....	34
Figura 3-1. Variação da massa através da área de varredura A. ....	39
Figura 3-2. Variação da velocidade do vento através do rotor da turbina. ....	39
Figura 3-3. Utilização da força de arrasto e $c_D$ para diferentes tipo de pás. ....	40
Figura 3-4. Modelo simplificado da turbina do tipo Pérsia. ....	41
Figura 3-5. Coeficiente de potência ( $c_p$ ) em função do <i>tip speed ratio</i> ( $\lambda$ ) para uma turbina do tipo Pérsia. ....	42
Figura 3-6. Definição da força de sustentação e arrasto considerando uma representação em 2-D.....	43
Figura 3-7. Coeficientes $c_L$ e $c_D$ em função do ângulo de ataque ( $\alpha$ ) [1] .....	44
Figura 3-8. Fluxo laminar e fluxo turbulento sobre o perfil de uma pá [1]. ....	45
Figura 3-9. Direção do vento para turbinas <i>upwind</i> e <i>downwind</i> .....	46
Figura 3-10. TSR para diferentes tipos de turbinas eólicas [1]......	47

Figura 3-11. Desbalanceamento causado pela passagem das pás pela torre.....	48
Figura 3-12. Principais componentes de uma turbina eólica moderna [12].....	49
Figura 3-13. Regiões de operação de uma turbina eólica. ....	51
Figura 3-14. Característica de uma turbina eólica operando em velocidade constante [1]......	53
Figura 3-15. Característica de uma turbina eólica operando em duas velocidades [1]......	54
Figura 3-16. Característica de uma turbina eólica operando em velocidade variável [1]......	55
Figura 3-17. Variação do ângulo de ataque( $\alpha$ ) com a velocidade do vento. ....	57
Figura 3-18. Curva de potência para uma turbina com perda aerodinâmica passiva [1]......	58
Figura 3-19. Regulação por passo.....	59
Figura 3-20. Coeficiente de potência para diferentes ângulos de passo. ....	60
Figura 3-21. Curva de potência para uma turbina com regulação por passo. ....	60
Figura 3-22. Regulação por perda aerodinâmica ativa.....	61
Figura 4-1. Sistema de geração eólica com GIGE.....	66
Figura 4-2. Característica torque x velocidade do rotor para operação em duas velocidades.....	67
Figura 4-3. Sistema de geração eólica com GSRB.....	69
Figura 4-4. Sistema de geração eólica com GIDA.....	70
Figura 5-1 – Representação Trigonométrica da Transformação para o circuito estacionário . ....	76

Figura 5-2 - Representação Trigonométrica da Transformação para o circuito rotórico.....	78
Figura 5-3 – Circuito Equivalente do Gerador de Indução trifásico com dupla alimentação. ....	79
Figura 5-4 – Circuito equivalente do GIDA no referencial genérico.....	85
Figura 5-5 – Variáveis do estator e do rotor no referencial do fluxo estatórico. ...	87
Figura 6-1 – Diagrama de blocos do GIDA e do sistema de controle. ....	91
Figura 6-2 – Fluxos de potência ativa e reativa no modo de operação sub-síncrono.....	92
Figura 6-3 - Fluxos de potência ativa e reativa no modo de operação sob-síncrono. ....	93
Figura 6-4 – Diagrama de blocos do controlador PI para o GIDA.....	95
Figura 6-5. Lugar das Raízes para a variação da banda passante de 1 a 1000 rad/s. Para operação com potência reativa, sendo que a letra X indica o ponto inicial.....	101
Figura 6-6. Lugar das Raízes para a variação da banda passante de 1 a 1000 rad/s, Para operação com potência ativa, sendo que a letra X indica o ponto inicial. ....	101
Figura 6-7. Lugar das raízes para $R_s$ variando de $\pm 50\%$ , considerando a banda passante dos controladores de eixo $q$ e $d$ é de 500 rad/s.....	102
Figura 6-8. Comportamento transitório do GIDA para uma mudança de $i'_{dr}$ de $a$ para $-i_n$ , e após 0.5 s houve uma queda de $-20\%$ em $V_n$ . Para $\omega_r=0.7\omega_s$ e $a$	

banda passante do controlador de corrente de eixo $q$ e $d$ é igual a 100 rad/s. .....	105
Figura 6-9. Comportamento transitório do GIDA para uma mudança de $i'_{dr}$ de $a$ para $-i_n$ , e após 0.5 s houve uma queda de -20 % em $V_n$ . Para $\omega_r=0.7\omega_s$ e a banda passante do controlador de corrente de eixo $q$ e $d$ é igual a 100 rad/s. .....	106
Figura 6-10. Comportamento transitório do GIDA para uma mudança de $i'_{dr}$ de $a$ para $-i_n$ , e após 0.5 s houve uma queda de -20 % em $V_n$ . Para $\omega_r=0.7\omega_s$ , banda passante do controlador de corrente de eixo $q$ é igual a 100 rad/s. e banda passante do controlado de corrente eixo de $d$ igual a 1000 rad/s. ....	107
Figura 6-11. Comportamento transitório do GIDA para uma mudança de $i'_{dr}$ de $a$ para $-i_n$ , e após 0.5 s houve uma queda de -20 % em $V_n$ . Para $\omega_r=0.7\omega_s$ , banda passante do controlador de corrente de eixo $q$ é igual a 1000 rad/s. e banda passante do controlado de corrente eixo de $d$ igual a 100 rad/s. ....	108
Figura 6-12. Resultado Experimental. Transitório na potência ativa no estator.	110
Figura 6-13. Diagrama de Blocos completo do GIDA com as malhas internas de corrente e as malhas externas de potência. ....	111
Figura 7-1. Resultado Experimental. Posição angular estimada do fluxo estático. .....	115
Figura 7-2. Resultado Experimental. Velocidade angular estimada do fluxo estático. ....	115
Figura 7-3. Resultado Experimental do comportamento transitório do GIDA para uma mudança de $i'_{dr}$ de $a$ para $-0.5$ pu, e após 0.5 s houve uma queda de -10	

% em $V_n$ . Para $\omega_r=0.7\omega_s$ , banda passante do controlador de corrente de eixo $q$ e $d$ é igual a 1000 rad/s.....	116
Figura 7-4. Resultado Experimental do comportamento transitório do GIDA para uma mudança de $i'_{dr}$ de $a$ para $-0.5$ pu, e após 0.5 s houve uma queda de $-10$ % em $V_n$ . Para $\omega_r=0.7\omega_s$ , banda passante do controlador de corrente de eixo $q$ e $d$ é igual a 1000 rad/s.....	117
Figura 7-6. Tensão e corrente estatórica na fase $a$ e corrente rotórica na fase $A$ Escala vertical: 100V/div, 5A/div e 10 A/div, respectivamente.....	118
Figura 7-7. Tensão e corrente estatórica na fase $A$ . Escala vertical: 100V/div, 5A/div.....	118
Figura 7-8. Corrente trifásicas de fase no circuito rotórico. Escala vertical: 10A/div.....	119
Figura 7-9. Tensão e corrente estatórica na fase $a$ e corrente rotórica na fase $a$ Escala vertical: 100V/div, 5A/div e 10A/div, respectivamente.....	120
Figura 7-10. Tensão e corrente estatórica na fase $a$ . Escala vertical: 100V/div, 5A/div.....	120
Figura 7-11. Corrente trifásicas no circuito rotórico. Escala vertical: 10A/div..	121
Figura 7-12. Transitório das correntes rotóricas em $abc$ .....	121
Figura 7-13. Correntes rotóricas na passagem no modo sub-síncrono para o sub-síncrono.....	122

# Índice de Tabelas

Tabela 3-1. Configurações possíveis de turbinas eólicas utilizando a combinação dos conceitos.....	62
Tabela 3-2. Características das Turbinas eólicas em relação ao nº de turbinas instaladas por ano [9]. .....	63
Tabela 6-1. Parâmetros do controlador PID obtidos através do método de malha aberta de Ziegler-Nichols.....	110

# Simbologia

$\dot{m}$	- Taxa de variação da massa do ar
$\alpha$	- Ângulo de ataque
$\beta$	- Ângulo de passo
$\rho$	- Densidade do ar (1,225 Kg/m <sup>3</sup> ao nível do mar)
$\theta$	- Deslocamento angular das variáveis estatóricas
$\omega$	- Velocidade angular das variáveis estatóricas
$\omega_m$	- Velocidade angular no eixo da turbina
$\alpha\beta$	- Referencial estacionário
$\lambda_{\alpha s}, \lambda_{\beta s}$	- Fluxos estatóricas no referencial estacionário
$\theta_e$	- Posição angular do fluxo estatórico
$\omega_e$	- Velocidade angular do fluxo estatórico
$\lambda_{opt}$	- <i>Tip Speed Ratio</i> ótimo
$\lambda'_{qr}, \lambda'_{dr}$	- Fluxos rotóricas em eixos síncronos $qd0$
$\lambda_{qs}, \lambda_{ds}$	- Fluxos de seqüência zero
$\lambda_{qs}, \lambda_{ds}$	- Fluxos estatóricas em eixos síncronos $qd0$
$\omega_r$	- Velocidade angular do circuito rotórico
$\theta_s$	- Posição angular da tensão estatórica
$A$	- Área de varredura da turbina eólica
$abc$	- Sistema de coordenadas trifásico
$c_D$	- Coeficiente de arrasto
$c_L$	- Coeficiente de sustentação
$c_p$	- Coeficiente de potência
$c_{p,Betz}$	- Coeficiente de potência máximo
$c_t$	- Coeficiente de torque
$D$	- Força de arrasto
DSP	- <i>Digital Signal Processor</i> – Processador Digital de Sinais

$E$	- Energia Cinética (joules)
$\mathbf{e}$	- Vetor de erro
$\mathbf{f}$	- Vetor de funções escalares
$\mathbf{f}_{abc}$	- Vetor de variáveis estatóricas no sistema trifásico
$\mathbf{f}_{qd0}$	- Vetor de variáveis estatóricas em eixos síncronos $qd0$
$G$	- Relação de engrenagem
GIDA	- Gerador de Indução com Dupla Excitação
GIGE	- Gerador de Indução em Gaiola de Esquilo
GSRB	- Gerador Síncrono com Rotor Bobinado
$i_{\alpha s}, i_{\beta s}$	- Correntes estatóricas no referencial estacionário
$i_{0s}, i_{0s}$	- Correntes de seqüência zero
$i_n$	- Corrente nominal do gerador
$i'_{qr}, i'_{dr}$	- Tensões rotóricas em eixos síncronos $qd0$
$i_{qs}, i_{ds}$	- Correntes estatóricas em eixos síncronos $qd0$
$k$	- Amostra
$K_i$	- Ganho do controlador integral
$K_p$	- Ganho do controlador proporcional
$\mathbf{K}_s$	- Matriz de transformação de $abc$ para $qd0$
$L$	- Força de sustentação
$L_{lr}$	- Indutância de dispersão do enrolamento rotórico
$L_{ls}$	- Indutância de dispersão do enrolamento estatórico
$L_{mr}$	- Indutância de magnetização do enrolamento rotórico
$L_{ms}$	- Indutância de magnetização do enrolamento estatórico
$L_{sr}$	- Amplitude da indutância mútua entre os enrolamentos estatóricos e rotóricos
$M$	- Indutância Mútua
$m$	- Massa do ar (Kg)
MIDE	- Máquina de Indução com Dupla Excitação
$M_{ir}$	- Módulo das correntes rotóricas
MPPT	- <i>Maximum Power Point Tracking</i>
$N_r$	- Número de espiras do enrolamento rotórico

$N_s$	- Número de espiras do enrolamento estatórico
$p$	- Número de pólos
$P$	- Potência (W)
PI	- Controlador Proporcional-Integral
$P_m$	- Potência mecânica
$P_r$	- Potência ativa no circuito rotórico
PROINFA	- Programa de Incentivos as Fontes Alternativas de Energia
$P_s$	- Potência ativa no circuito estatórico
PWM	- <i>Pulse width Modulation</i> – Modulação por largura de Pulso
$qd0$	- Sistema de coordenadas em eixos síncronos
$Q_s$	- Potência reativa no circuito estatórico
<i>stall</i>	- Perda aerodinâmica
$t$	- Tempo (s)
$T_d$	- Período de discretização
$T_e$	- Torque elétrico
TSR	- <i>Tip Speed Ratio</i> ( $\lambda$ )
$u$	- Velocidade das pás
$\mathbf{u}$	- Vetor de entrada
$v$	- Velocidade do vento (m/s)
$v_{\alpha s}, v_{\beta s}$	- Tensões estatóricas no referencial estacionário
$v_{0s}, v_{0s}$	- Tensões de seqüência zero
$v'_{qr}, v'_{dr}$	- Tensões rotóricas em eixos síncronos $qd0$
$v_{qs}, v_{ds}$	- Tensões estatóricas em eixos síncronos $qd0$
$V_s$	- Amplitude da tensão da rede elétrica
$w$	- Velocidade relativa vista pela turbina eólica
$\mathbf{x}$	- Vetor de estados do integrador

# Capítulo 1

## INTRODUÇÃO

---

### 1.1. Introdução

A demanda de energia, especialmente elétrica, aumentou drasticamente nos últimos 100 anos. Portanto, torna-se importante considerar os impactos ambientais causados pela produção de energia. O uso contínuo de fontes convencionais<sup>1</sup> para suprir essa crescente demanda contribui para o aquecimento global que é apontado como um dos possíveis causadores das mudanças climáticas em todo o planeta. Uma alternativa para diminuir estes problemas é o uso de fontes de energia renováveis, oriundas do vento, da água e do sol. Pois, estas tendem a diminuir o aquecimento global, visto que a produção de energia, através destas fontes, não emite gás carbônico e não produz lixo nuclear.

Dentre as fontes alternativas de energia, a eólica apresenta um elevado crescimento nos últimos anos, principalmente devido a incentivos governamentais e ao alto grau de desenvolvimento e confiabilidade desta tecnologia. Com o objetivo de incentivar a abertura do mercado para a energia eólica é necessária uma política especial que torne esta lucrativa, de modo que essa possa competir com outras plantas de geração de energia, principalmente as convencionais. Exemplos de políticas governamentais são o programa de incentivo às fontes alternativas de energia (PROINFA) e o programa Ventos do Sul. O PROINFA é um programa do governo brasileiro que prevê a instalação na 1ª fase de 3.3 GW de fontes alternativas até 2008, sendo 1.1 GW destinado para energia eólica. A segunda fase prevê que a instalação de, aproximadamente, 15

---

<sup>1</sup> Fontes convencionais: Óleo, Nuclear, Termo, Hidroelétrica, etc

GW de fontes alternativas até 2014, sendo 4.15 GW destinado para energia eólica. A meta deste programa é cobrir 10% da demanda de energia elétrica, no Brasil, através de fontes alternativas. Além de diversificar a matriz energética brasileira, que é basicamente formada por hidroelétricas.

O alto grau de desenvolvimento alcançado pela indústria eólica deve-se ao crescimento histórico desta tecnologia que iniciou com os moinhos de vento até chegarem nas modernas turbinas eólicas utilizadas atualmente. Os principais conceitos utilizados pelas modernas turbinas eólicas são: (i) a operação em duas velocidades, utilizando o gerador de indução em gaiola de esquilo (GIGE); (ii) a operação em velocidade variável, utilizando o gerador síncrono de pólos salientes e rotor bobinado (GSRB) e (iii) a operação em velocidade variável, utilizando o gerador de indução com dupla alimentação (GIDA). Dentre estes conceitos, o que utiliza GIDA é o que mais vem sendo utilizado pela indústria, principalmente para potência acima de 1.5MW, que é a faixa de potência utilizada, atualmente, para a conexão a rede elétrica.

Devido a grande utilização industrial do conceito de turbina eólica de velocidade variável com o GIDA, surge a necessidade de analisar-se o sistema de controle utilizado neste tipo de turbina eólica, de modo que esta possa ser conectada a rede elétrica. Os principais fatores que são analisados neste trabalho são o controle da potência ativa e reativa entregue pela turbina eólica para a rede elétrica.

## **1.2. Revisão dos Trabalhos Relacionados**

A máquina de indução com dupla alimentação (MIDA) com controle de velocidade feito mecanicamente, através de um reostato colocado no circuito rotórico é, possivelmente, o método mais antigo utilizado pela indústria, para o controle de máquinas AC. Para aplicações onde é requerido o controle de velocidade em uma faixa limitada de operação, a MIDA é uma boa alternativa. Pois, à potência do circuito rotórico (potência de escorregamento) é somente uma

fração da potência da máquina e, conseqüentemente, o custo do conversor de potência é menor. Alguns exemplos desse tipo de aplicação são listados abaixo.

- (i) Acionamento de alta capacidade para sistemas de ventilação e bombas.
- (ii) Turbinas eólicas de velocidade variável.
- (iii) Sistemas de Navios com operação em velocidade variável e freqüência constante.
- (iv) Geradores hídricos de velocidade variável.
- (v) Sistemas de armazenamento de energia *flywheel* utilizado nas redes elétricas.

Outra alternativa para o controle de velocidade da MIDE é a utilização do acionamento estático de Kramer<sup>2</sup> (Figura 1-1). Neste método, a potência do circuito rotórico não é queimada na resistência rotórica, como no caso do reostato, mas é convertida em AC á 60Hz (50Hz) e , normalmente, devolvida á rede elétrica.

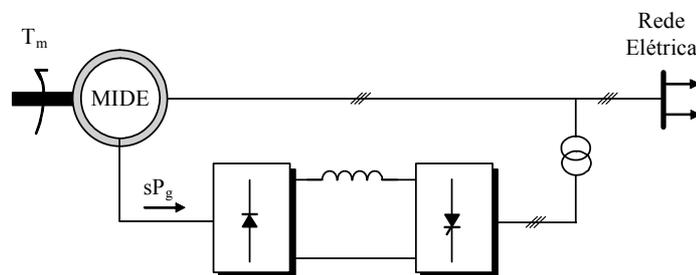


Figura 1-1. Acionamento estático de Kramer.

O acionamento estático de Kramer permite o controle da velocidade no modo sub-síncrono motor e no modo sob-síncrono gerador, pois o fluxo de potência do circuito rotórico é unidirecional. A desvantagem deste método é que ele não permite a operação nos modos sub-síncrono gerador e no modo sob-síncrono motor. Desta forma, este método não é apropriado para aplicações em sistemas de

<sup>2</sup> Este sistema é diferente do acionamento de Kramer original, onde é utilizada uma máquina AC no circuito rotórico no lugar do conversor mostrado na Figura 1-1.

geração eólicos. Para possibilitar a operação no modo sub-síncrono gerador, pode-se substituir a retificador a diodo da Figura 1-1, por uma ponte de tiristores, como mostrado na Figura 1-2. Este esquema é denominado acionamento estático de Scherbius.

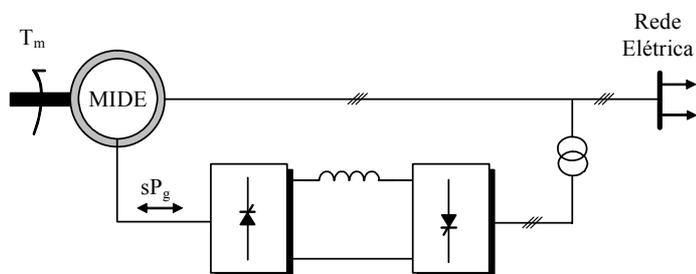


Figura 1-2. Acionamento estático de Scherbius.

Esse sistema permite o fluxo bidirecional de potência no circuito rotórico, que pode ser controlado tanto no modo motor como no modo gerador para velocidades sub-síncronas e sobre-síncronas. Além disso, variações no do acionamento de Scherbius podem ser obtidas pela substituição das duas pontes de tiristores por um cicloconversor ou por dois conversores PWM. Devido ao fluxo bidirecional de potência, este sistema vem sendo, constantemente, aplicado em turbinas eólicas e geradores hídricos de velocidade variável [1].

A grande maioria das aplicações da MIDA em turbinas eólicas utiliza a configuração de Scherbius com duas pontes de IGBTs, conforme mostrado na Figura 1-3.

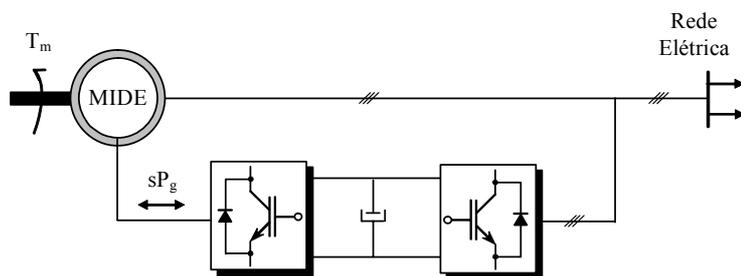


Figura 1-3. Acionamento estático de Scherbius com pontes de IGBTs.

Na Figura 1-3, o objetivo do controlador do lado da rede elétrica é manter o barramento CC constante, independente da magnitude e da direção da potência

estatórica, e controlar o fator de potência entre o conversor e a rede elétrica [2]-[7]. Normalmente, para esse propósito são utilizados controladores vetoriais (FOC) no referencial da tensão ou do fluxo estatórico [6] que permitem o desacoplamento entre o controlador da tensão do barramento CC e a potência reativa [2][5][24]. Por outro lado, o objetivo do conversor do lado do rotor é controlar a potência ativa e reativa do circuito estatórico ou o torque elétrico e a corrente de excitação da MIDE [2]-[21]. Os dois tipos de controladores mais utilizados para o controle da potência ativa e reativa é o controle direto de torque/potência (DTC) e o controle vetorial (FOC) no referencial do fluxo ou da tensão estatórica. Na técnica de DTC são usados dois controladores por histereses para determinar os vetores de comutação do conversor do lado do rotor, sendo um controlador para o torque elétrico/potência ativa e outro para o fluxo rotórico/potência reativa [4][14][20]. As vantagens desta técnica são: a rápida resposta dos controladores e o cálculo da ação de controle que não requer grande esforço computacional e é independente da posição do rotor. Uma desvantagem do DTC é que o erro do controlador é mantido dentro de uma faixa limitada, definida pela banda de histerese. Deste modo, o erro nunca será nulo, e as variáveis da máquina apresentam uma oscilação mesmo em regime permanente, principalmente no torque e no fluxo rotórico. As oscilações de torque podem causar fadigas nos componentes mecânicos e elétricos da turbina eólica, conseqüentemente, diminuindo o tempo de vida da turbina eólica. Na técnica FOC, normalmente são utilizados dois controladores PI um para corrente rotórica de eixo  $q$  e outro para a corrente rotórica de eixo  $d$ . Sendo que, um controla a potência ativa/torque elétrico e o outro a potência reativa/corrente de excitação. Para permitir um controle desacoplado entre os controladores de corrente, geralmente, é utilizado o referencial no fluxo estatórico [2][3][5]-[10][15]-[19][21], embora algumas referências também utilizem o referencial na tensão estatórica [11][13].

Um problema comum associado ao controlador vetorial do GIDA são as oscilações pouco amortecidas do fluxo estatórico [25]. Essas oscilações

aparecem na parte não controlada da GIDA<sup>3</sup>, resultante do acoplamento direto do circuito estatórico com a rede elétrica. Existem várias técnicas para amortecer as oscilações do fluxo estatórico. Em [22] foi concluído que, tanto a redução da banda passante dos controladores de corrente de eixo  $q$  e  $d$ , quanto à implementação de um amortecimento adicional no fluxo estatórico podem amortecer as oscilações do fluxo estatórico. Note que, geralmente, é assumido que as malhas de corrente rotóricas são rápidas o suficiente, para que as suas dinâmicas possam ser desprezadas no projeto dos controladores de potência ativa e reativa [8]. Portanto deve-se ter cuidado na redução da banda passante para que esta hipótese não seja comprometida. Em [23][25], a realimentação da derivada do fluxo estatórico foi introduzida para criar um amortecimento adicional nos modos oscilatórios. A desvantagem da realimentação da derivada do fluxo é a necessidade de um filtro para obtenção dessa variável. Além disso, em [8][25] é analisada a inserção de um conversor adicional, conectado em série com o estator, para agregar um amortecimento ao fluxo estatórico. A desvantagem deste método é a necessidade de um conversor adicional, que aumenta o custo do sistema.

Baseado no texto acima, se observa que existem algumas técnicas de controle para o conversor do lado da rede e para o conversor do lado do rotor, que são, normalmente, utilizadas para o controle do GIDA aplicado em turbinas eólicas. Neste trabalho é tratado o controlador do conversor do lado do rotor utilizando FOC no referencial do fluxo estatórico. Além disso, será analisado o impacto na banda passantes dos controladores de corrente nas oscilações do fluxo estatórico.

### 1.3. Objetivos do Trabalho

Nesta dissertação são apresentados o estado da arte e alguns conceitos de turbinas eólicas, bem como a análise, modelo e projeto do

---

<sup>3</sup> A denominação parte não controlada foi utilizada aqui porque no sistema de geração eólica com GIDA que é analisado neste trabalho não existe nenhum sistema de atuação no circuito estatórico.

controlador vetorial para o conceito de turbina eólica que utiliza o GIDA. Como objetivos específicos tem-se:

- (i) Mostrar a evolução das turbinas eólicas que levou esta tecnologia ao alto grau de desenvolvimento e confiabilidade.
- (ii) Descrever os conceitos de turbinas eólicas mais utilizados, atualmente, para a conexão a rede elétrica.
- (iii) Descrever o Modelo do GIDA no referencial do fluxo estatórico, que é comumente utilizado para o projeto dos controladores vetoriais de corrente.
- (iv) Desenvolver o projeto dos controladores da malha interna de corrente de eixo  $q$  e  $d$ , bem como dos controladores da malha externa de potência ativa e reativa.
- (v) Analisar os modos oscilatórios do fluxo estatórico.
- (vi) Investigar o impacto da banda passante dos controladores de corrente em malha fechada no sentido de amortecer as oscilações do fluxo estatórico.
- (vii) Projetar um controlador vetorial para o GIDA em tempo discreto para implementação em um processador digital de sinais (DSP).
- (viii) Validar a análise e projeto do controlador mediante resultados experimentais.

## **1.4. Organização da Dissertação**

Esta dissertação é organizada da seguinte forma:

No Capítulo 2 são abordados os principais fatores que estimulam o uso da energia eólica para suprir a crescente demanda global por energia, especialmente elétrica. Além disso, é mostrado o desenvolvimento histórico da energia eólica no Brasil e no Mundo, que levou a evolução tecnológica das turbinas eólicas.

No Capítulo 3 será mostrado o fundamento físico para a transformação da energia do vento em energia mecânica, bem como as configurações do rotor e os principais componentes das turbinas eólicas modernas. Além disso, os conceitos de velocidade fixa e variável e os métodos de limitação de potência também são abordados.

No Capítulo 4 são apresentados os principais tipos de geradores elétricos e sistemas de controle, normalmente utilizados em turbinas eólicas, bem como as principais características destes sistemas.

No Capítulo 5 é apresentado o modelo do GIDA no referencial genérico e, a partir deste, será obtido o modelo no referencial do fluxo estatórico, que é, freqüentemente, utilizado no projeto de controladores vetoriais do GIDA.

No Capítulo 6 é analisado o desempenho dos controladores PI para o conversor do lado do rotor com o objetivo de garantir a operação do sistema de geração eólico no modo sub-síncrono e sob-síncrono. Também é apresentado um modelo simplificado do GIDA adequado para o projeto dos controladores de corrente rotóricas. E, finalmente, é analisado o impacto da banda passante dos controladores PI do desempenho transitório do GIDA, com o objetivo de diminuir as oscilações do fluxo estatórico.

No Capítulo 7 são apresentados os resultados experimentais do protótipo implementado para o controle do GIDA, bem como uma breve descrição do GIDA, do conversor de potência, dos circuitos de medição e do DSP utilizados no protótipo. Além disso, é apresentado o projeto do controlador em tempo discreto. Visto que, este é implementado através de um DSP.

Finalmente, no Capítulo 8 são apresentadas as conclusões gerais do trabalho, bem como as sugestões para trabalhos futuros.

## **Bibliografia**

- [1] Bose, B. K. Modern Power Electronic and AC Drivers. Prentice Hall, 2002.
- [2] 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". Electric Power Applications, IEE Proceedings, Volume: 143, pp: 231 –24, May 1996.
- [3] Datta, R.; Ranganathan, V. T. Decoupled Control of Active and Reactive Power for a Grid-connected Doubly-fed Wound Rotor Induction Machine without Position Sensors. Industry Applications Conference, 1999. Thirty-Fourth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 1999 IEEE, Volume: 4, 3-7 Oct. 1999.
  - [4] Gómes, S. A.; Amenedo, J. R. Grid Synchronization of Doubly Fed Induction Generator using Direct Torque Control. IECON 2002.
  - [5] Rabelo, B.; Hofmann, W. Optimal active and reactive power control with the doubly-fed induction generator in the MW-class wind-turbines. Power Electronics and Drive Systems, 2001. Proceedings, 2001 4<sup>th</sup> IEEE International Conference on, Volume: 1 , 22-25 Oct. 2001.
  - [6] Yifan Tang; Longya Xu. A flexible active and reactive power control strategy for a variable speed constant frequency generating system. Power Electronics, IEEE Transactions on , Volume: 10 , Issue: 4 , July 1995.
  - [7] Spée et al. Performance Optimization Controller and Control Method for Doubly-Fed Machines. United States Patent. No. 5,798,631, Aug. 1998.
  - [8] Petersson, A. Analysis, Modeling and Control of Doubly Fed Induction Generators for Wind Turbine. Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden 2003.
  - [9] Morel, L.; Godfroid, H.; Mirzaian, A.; Kauffmann, J.M. Double-fed induction machine: converter optimization and field oriented control without position sensor. Electric Power Applications, IEE Proceedings- , Volume: 145 , July 1998.
  - [10] Bogalecka, E.; Krzeminski, Z. Control systems of doubly-fed induction machine supplied by current controlled voltage source inverter. Electrical Machines and Drives, 1993. Sixth International Conference on (Conf. Publ. No. 376), Sep 1993.
  - [11] Brekken, T.; Mohan, N. A novel doubly-fed induction wind generator control scheme for reactive power control and torque pulsation compensation under unbalanced grid voltage conditions. Power Electronics Specialist, 2003. PESC '03. IEEE 34<sup>th</sup> Annual Conference on , Volume: 2, June 2003.
  - [12] Datta, R.; Ranganathan, V.T. A simple position-sensorless algorithm for rotor-side field-oriented control of wound-rotor induction machine. Industrial Electronics, IEEE Transactions on , Volume: 48 , Aug. 2001
  - [13] Muller, S.; Deicke, M.; De Doncker, R.W. Doubly fed induction generator systems for wind turbines. Industry Applications Magazine, IEEE , Volume: 8, May-June 2002.
  - [14] Datta, R.; Ranganathan, V.T. Direct power control of grid-connected

- wound rotor induction machine without rotor position sensors. Power Electronics, IEEE Transactions on , Volume: 16 , May 2001.
- [15] Hofmann, W. Optimal reactive power splitting in wind power plants controlled by double-fed induction generator. AFRICON, 1999 IEEE, Volume: 2 ,Sept.-Oct. 1999
  - [16] Tang, Y.; Xu, L. Stator field oriented control of doubly-excited induction machine in wind power generating system. Circuits and Systems, 1992, Proceedings of the 35<sup>th</sup> Midwest Symposium on, Aug. 1992
  - [17] Yifan Tang; Longya Xu. Vector control and fuzzy logic control of doubly fed variable speed drives with DSP implementation. Energy Conversion, IEEE Transactions on, Volume: 10, Dec. 1995.
  - [18] Krzeminski, Z. Sensorless multiscalar control of double fed machine for wind power generators. Power Conversion Conference, 2002. PCC Osaka 2002. Proceedings of the , Volume: 1 , 2-5 April 2002.
  - [19] Mikhail et al. Variable Speed Wind Turbine Generator. United State Patent, No 6,420,795 B1, Jul. 2002.
  - [20] Gokhale et al. Controller for a Wound Rotor Slip Ring Induction Machine. United State Patent, No. 6,448,735 B1, Sep. 2002.
  - [21] Lauw et al. Doubly Fed Generator Variable Speed Generation Control System. United State Patent. No. 4,994,684, Feb. 1991.
  - [22] M. Heller, W.Schumacher, " Stability analysis of doubly-fed induction machines in stator flux reference frame". In Proceedings of 7<sup>th</sup> European Conference on Power Electronics and Applications, pp. 707-710 vol.2, Brussels, Belgium, 1997. EPE Assoc.
  - [23] S. Wang, Y. Ding, "Stability analysis of field oriented doubly-fed induction machine drive based on computer simulation". Electric Machines and Power Systems,pp:11-24, 1993.
  - [24] Camargo, R. F.; Botterón, F.; Duarte, M. H.; Marques, J. e Pinheiro, H. Análise e Implementação de Retificadores PWM trifásicos com Resposta Deadbeat utilizando desacoplamento por retroação de estados.
  - [25] Kelber, C. R.; Schumacher, W. Amortecimento Ativo do Fluxo em Máquinas Trifásicas de Dupla Alimentação Controladas pelas Correntes Rotóricas. Revista Brasileira de Eletrônica de Potência (SOBRAEP); ISSN 1414-8862; v.8, n.1, pp 33-41, 2003.

# Capítulo 2

## **O ESTADO DA ARTE DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL E NO MUNDO**

---

### **2.1. Introdução**

Neste capítulo são abordados os principais fatores que estimulam o uso da energia eólica para suprir a crescente demanda global por energia, especialmente a elétrica, bem como a história da energia eólica no Brasil e no Mundo.

### **2.2. Introdução a Energia Eólica**

Como a necessidade de energia, especialmente elétrica, aumentou drasticamente nos últimos 100 anos, conforme mostrado na Figura 2-1, torna-se importante considerar os impactos ambientais causados pela produção de energia. Em 1999, a demanda global por eletricidade foi de aproximadamente 14.764 TWh [2], e essa demanda foi abastecida, principalmente, através de combustíveis fósseis e energia nuclear (Figura 2-2). O contínuo uso de fontes convencionais<sup>4</sup> de energia para suprir a crescente demanda de energia contribui para o aquecimento global que é um dos prováveis causadores dos desastres climáticos em todo o planeta [13] [15].

---

<sup>4</sup>Exemplos de Fontes convencionais de Energia: Usinas a carvão, usinas nucleares, Usinas a Diesel, etc...

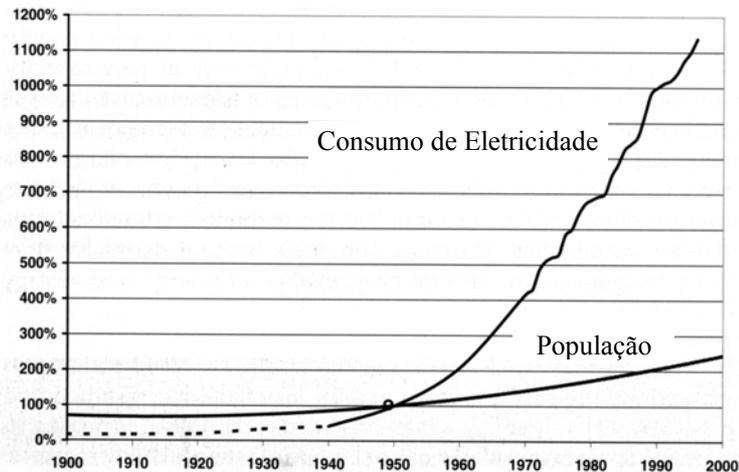


Figura 2-1. Crescimento global da população e do consumo de eletricidade [2].

O aumento do uso da energia oriunda do vento, da água e do sol tende a diminuir o aquecimento global, pois a produção de energia, através destas fontes, não emite gás carbônico e também não produzem lixo nuclear [16]. Além disso, a produção de energia através de fontes renováveis ainda apresenta outras vantagens com relação às plantas convencionais que é a necessidade de uma menor quantidade de terra para uma mesma geração de energia e um menor tempo de instalação. Uma consequência desta última vantagem é que, dentro de poucos meses, uma planta de energia renovável é capaz de produzir energia suficiente para compensar a energia gasta em sua construção. Este fenômeno é denominado amortização de energia[2].

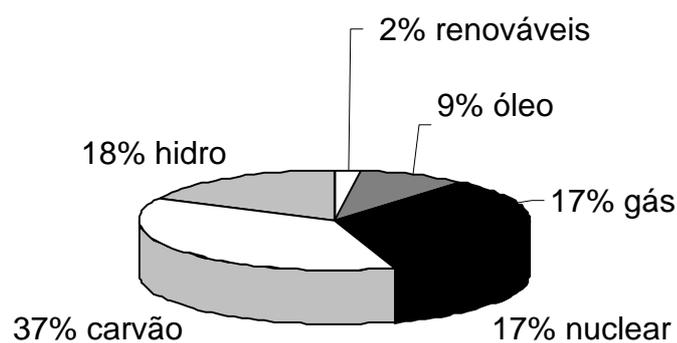


Figura 2-2. Divisão da Produção de Eletricidade em 1999.

Outro fator importante na produção de energia, através de plantas renováveis é que estas contribuem para a descentralização da geração de energia.

Um efeito econômico positivo associado à descentralização da geração é o aumento de empregos e a possibilidade de um crescimento local sustentável [2].

Na Figura 2-3, o custo médio para a produção de eletricidade para plantas de potência é mostrado. Para diferentes tipos de geração de eletricidade [2], os custos são divididos em três categorias: (i)- Custo Capital: que é o investimento total, incluindo as condições de financiamento (taxa de retorno e período para restituição do dinheiro investido); (ii)- Custo do Combustível: que é o custo do combustível utilizado para a produção de energia; (iii)- Custo de operação e manutenção. Conforme pode ser observado na Figura 2-3, embora o custo capital para as plantas a combustíveis fósseis seja menor que o custo para as plantas nucleares e eólicas, o custo do combustível é maior. Portanto, deve-se ter cuidado na análise do custo entre plantas de diferentes tipos.

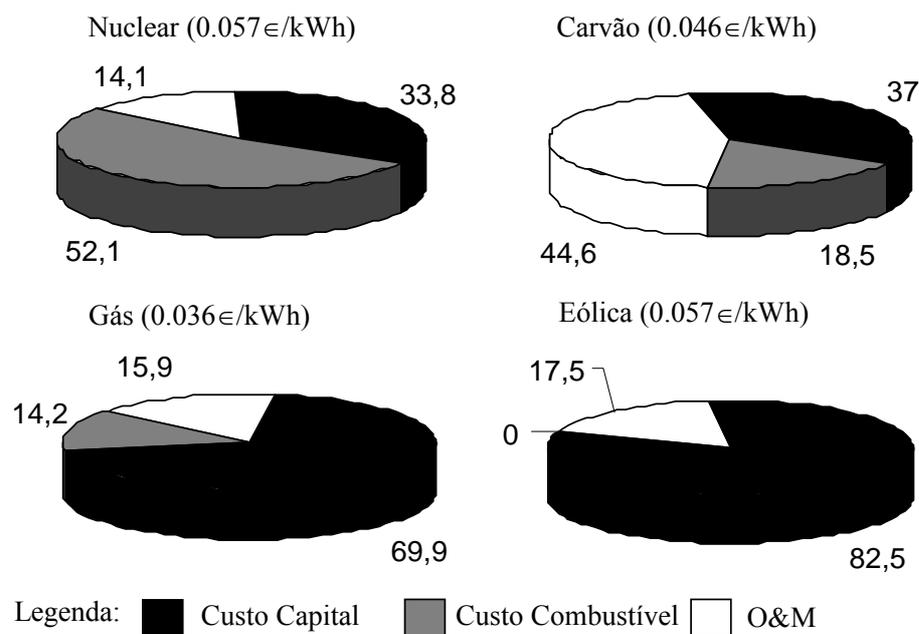


Figura 2-3. Distribuição dos custos para diferentes plantas de potência.

Baseado no contexto acima, pode-se dizer que as fontes renováveis de energia representam uma alternativa para suprir a demanda crescente de energia sem comprometer o meio ambiente e, conseqüentemente, sem contribuir para os desastres climáticos. A Figura 2-4 mostra o cenário projetado pela Shell para alcançar uma produção de energia mais sustentável.

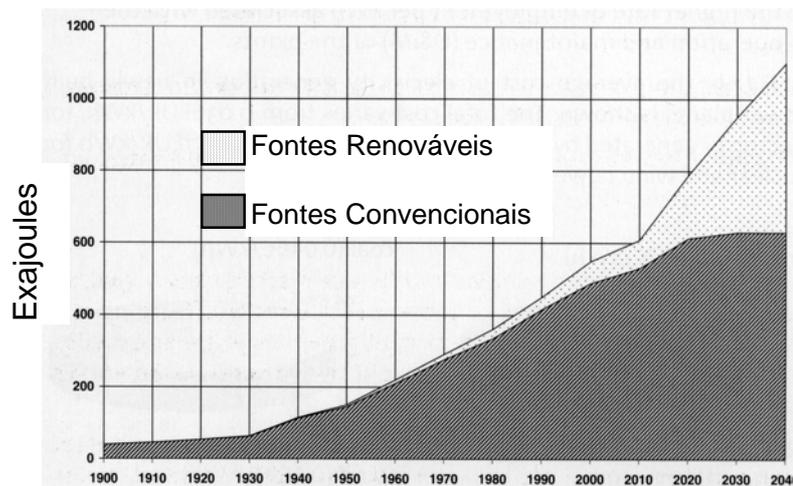


Figura 2-4. Cenário previsto para suprir a demanda de energia global nos próximos anos.[14]

Dentre as fontes alternativas de energia, a eólica vem crescendo bastante nos últimos anos, principalmente, devido a incentivos governamentais e ao alto grau de desenvolvimento e confiabilidade dessa tecnologia. Com o objetivo de incentivar a abertura do mercado para a energia eólica, é necessário uma política especial que torne a energia eólica lucrativa, de modo que esta possa competir com outras plantas de energia, principalmente, as plantas convencionais. A lista, abaixo, mostra os típicos instrumentos políticos usados para incentivar a energia eólica:

- Fundos Públicos para a P&D de Programas
- Preço diferenciado para a energia eólica
- Incentivos Financeiros – empréstimos especiais, taxas de interesse favoráveis, etc.
- Taxas de incentivo – depreciação favorável, etc.
- Outros Incentivos.

Uma análise do desenvolvimento da energia eólica, em diferentes mercados, mostra que uma mistura apropriada dos diferentes instrumentos políticos influencia diretamente no crescimento do mercado da energia eólica. Uma questão essencial para o crescimento do mercado dessa energia é dar garantias e

seguridade, permitindo que os investidores calculem a sua lucratividade sobre o tempo de vida da turbina eólica, que é em torno de 20 anos. A Figura 2-5 compara as políticas governamentais utilizadas por diferentes países da união europeia para incentivar o mercado da energia eólica. Alguns países, como a Alemanha e a Dinamarca, garantem um preço fixo, através do programa de *Feed-In Tariff*, enquanto outros países, como a Inglaterra, empregam o sistema de quotas, onde todas as plantas eólicas competem, anualmente, entre si pela parte do mercado que lhes é fixada [18]. Conforme pode ser observado na Figura 2-5, países que garantem o preço fixo por kWh de energia eólica estimularam muito mais seus mercados do que países que usam o sistema de quotas. Isso é devido aos os investidores têm muito mais seguridade no sistema de preço fixo do que no sistema de quota.

<b>Mercado</b>	<b>Países</b>	<b>Capacidade Instalada (2001) MW</b>	<b>Novas Instalações (2001) MW</b>	<b>Taxa de Crescimento (2001) %</b>	<b>Porcentagem do Mercado Europeu %</b>
Preço Fixo	Alemanha	8,754	2,659	44.4	50.0
	Espanha	3,337	802	31.6	19.0
	Total	12,091	3,467	40.1	69.0
Regulação por Quota	Inglaterra	474	65	15.9	2.7
	Irlanda	125	6	5.0	0.7
	Total	599	71	13.4	3.4

Figura 2-5. Políticas governamentais e seus efeitos em alguns mercados europeus.

A capacidade total de energia eólica instalada no mundo é mostrada na Figura 2-6. O aumento da capacidade instalada, nos últimos anos, se deve ao desenvolvimento tecnológico das turbinas eólicas, que aumentou a confiabilidade dos sistemas de geração eólica, principalmente, na faixa de MW, e também a diminuição dos custos das turbinas.

Portanto, para suprir a crescente demanda de energia sem prejudicar o meio ambiente é necessário incentivar o uso de fontes alternativas de energia. Dentre estas, a energia eólica vem se mostrando como uma boa alternativa, o que pode ser comprovado através do crescimento obtido nos últimos

anos. Crescimento este, alcançado graças ao alto grau de desenvolvimento desta tecnologia e a incentivos governamentais. Além disso, pode-se destacar que a energia eólica também contribui para a geração distribuída e que o local onde é instalada a turbina eólica também pode ser usado para outras atividades, como por exemplo, a agricultura e pecuária.

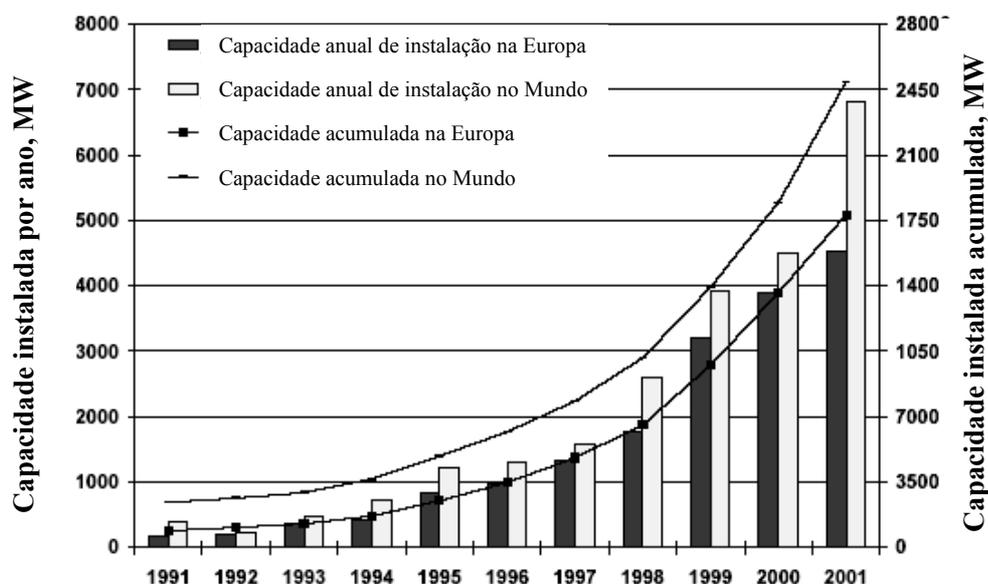


Figura 2-6. Capacidade total de energia eólica instalada no mundo até o final de 2001. [16]

O alto grau de desenvolvimento alcançado pela indústria eólica se deve ao desenvolvimento histórico desta tecnologia que iniciou com os moinhos de vento chegando às modernas turbinas eólicas.

### 2.3. A História da Energia Eólica no Mundo

O primeiro uso da energia eólica de que se tem conhecimento é a utilizada nos barcos à vela. Esta tecnologia teve um importante impacto, posteriormente, no desenvolvimento dos moinhos de vento do tipo vela [1]. O primeiro moinho de vento foi desenvolvido na Mesopotâmia por volta de 1700 ac e utilizava um sistema de eixo vertical para bombear água. Por volta de 500-900 dc surgiram, na Pérsia, os primeiros moinhos de vento desenvolvidos para automatizar tarefas como: moer grãos e bombear água. Esses moinhos possuíam

eixo vertical e as pás de tecido ou velas, diretamente fixadas no rotor. O modo de funcionamento era baseado em uma assimetria criada por uma parede que cobria metade do rotor. Desse modo, as velas geravam uma força de arrasto que era utilizada para girar o rotor, conforme mostrado na Figura 2-7. Por volta de 1000 dc, surgem os moinhos de vento Chineses que, como os Persas apresentavam eixo vertical e utilizavam as pás de tecido (velas). Entretanto, eles se diferenciavam destes por apresentarem uma típica vantagem dos moinhos de vento de eixo vertical, que é o simples fato de utilizarem o vento independente da direção, conforme mostrado na Figura 2-8. Normalmente, nessas configurações de eixo vertical a pedra de moer era fixada diretamente no eixo, sem a necessidade de redirecionamento do movimento rotacional e sem necessidade da caixa de engrenagem para aumentar a velocidade de rotação [2].

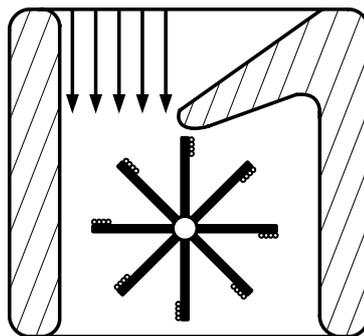


Figura 2-7. Moinho de vento do tipo Pérsia [1].

O primeiro moinho de vento a aparecer no oeste europeu foi um modelo com uma configuração de eixo horizontal, baseada nas rodas d'água, que também possuíam essa configuração. A configuração foi denominada de moinho de torre. A primeira ilustração de 1270 dc mostra um moinho com quatro pás de madeira, montadas em um poste central, semelhante ao mostrado na Figura 2-9. Essa configuração mostra um enorme avanço tecnológico em relação ao tipo Pérsia e Chinês. Esse moinho usava uma engrenagem de madeira para transmitir o movimento horizontal do eixo para movimento vertical girando uma pedra, que era utilizada para moer grãos. Além disso, essa configuração utiliza a força de sustentação para girar o rotor, o que proporciona uma melhor eficiência no rotor

em relação aos moinhos de eixo vertical (que utilizam a força de arrasto), por permitir um aumento na velocidade do rotor.

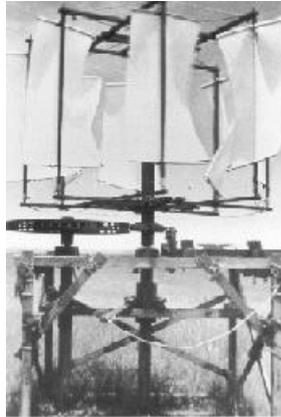


Figura 2-8. Aproximação do moinho de vento chinês [1].

Em 1500, surgem os moinhos de vento do tipo Dutch (Figura 2-10), que foi um desenvolvimento dos moinhos de torre, cuja principal característica era a construção em madeira, que facilitava a montagem em relação às pesadas pedras dos moinhos de torre. Essa configuração foi muito utilizada na Holanda para drenar *Polders*<sup>5</sup>, devido ao interesse econômico em aumentar sua área territorial, enquanto que, no resto da Europa, essa configuração foi utilizada para moer grãos [3].



Figura 2-9. Moinho de vento de eixo horizontal construído na costa do Mediterrâneo[1].

---

<sup>5</sup> *Polders* também conhecidos como terras baixas na Holanda.

Tanto nos moinhos de torre quanto nos moinhos do tipo Dutch, a orientação do moinho com relação ao vento era feita, manualmente, pelo operador do moinho, que também era responsável pela tarefa de fiscalizar o processo de moagem dos grãos ou bombeamento de água, bem como a frenagem do moinho em condições adversas, como uma tempestade, por exemplo [2].

A configuração de eixo horizontal baseado nas rodas d'água foi utilizada por muitos séculos, até surgirem, em meados do século 19, nos Estados Unidos, os moinhos de vento do tipo leque ou americanos. Esses apresentavam eixo horizontal e seu principal aproveitamento era o bombeamento de água. As principais características dessa configuração eram a torre de treliça de 3 a 5 metros de altura, as aproximadamente, 20 pás de metal e a cauda, cuja função era orientar o moinho na direção do vento, conforme pode ser observado na Figura 2-11. O desenvolvimento do moinho do tipo leque inaugurou uma nova era na utilização da energia eólica. Eles refletem a industrialização histórica do uso da energia eólica, por serem fabricados em série e feitos de metal. Além de serem os primeiros moinhos de ventos auto-reguláveis [2].

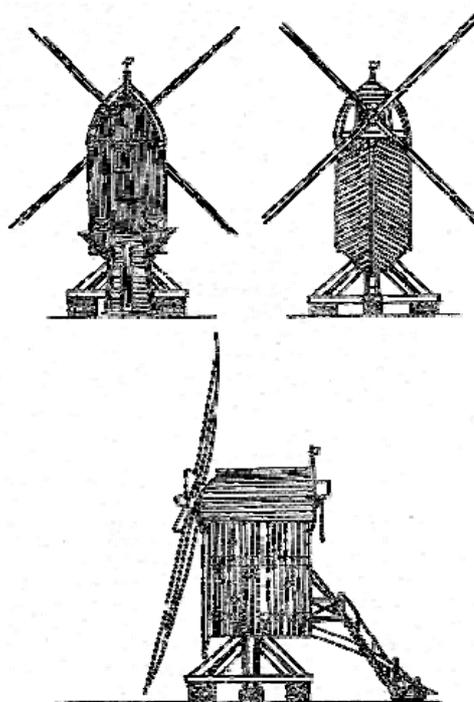


Figura 2-10. Moinho de vento do tipo Dutch [3].

Por algumas centenas de anos, a mais importante aplicação dos moinhos de vento era para subsistência, sendo utilizados para bombear água e moer grãos, usando sistemas relativamente pequenos, até surgirem no final do século 19, os primeiros sistemas que utilizavam a energia do vento para geração de eletricidade. O primeiro sistema automatizado, utilizado para gerar energia em grande escala, foi construído em Cleveland, em 1888, por Charles Brush. Essa máquina foi desenvolvida pela Brush Electric, que mais tarde seria vendida e fundida com outra companhia denominada *General Electric Company* (GE). A máquina de Brush era um moinho de vento com 144 pás de madeira, 17 metros de diâmetro que utilizava um gerador CC para carregar um banco de baterias. Esta também possuía uma grande cauda que girava o rotor na direção do vento, conforme mostrado na Figura 2-12. Esse foi o primeiro moinho de vento que incorporou uma caixa de engrenagem (1:50) para adaptar a velocidade de rotação do eixo à velocidade de operação do gerador. Apesar do relativo sucesso durante os 20 anos de operação, essa máquina demonstrou algumas limitações como, baixa velocidade de operação e alto peso do rotor para aplicar na geração de eletricidade [4]. Os 12 kW, produzidos pelo rotor de 17 metros de diâmetro, mostram um fraco desempenho quando comparado com os 70-100 kW, produzidos pelos modernos moinhos de ventos ou Turbinas eólicas, com os mesmos 17 metros de diâmetro.



Figura 2-11. Moinho de vento do tipo leque ou americano [1].

Em 1891, Poul La Cour desenvolveu a primeira máquina de vento que incorporou princípios de projetos aerodinâmicos e mostrou que os moinhos de vento que operam em alta velocidade e possuem poucas pás, são mais eficientes para a geração de eletricidade. Além disso, foi Poul La Cour que publicou a primeira revista sobre energia eólica [5]. Em 1918, algumas das 120 companhias de energia elétrica da Dinamarca possuíam uma turbina eólica, tipicamente na faixa de 20 a 30 kW, totalizando uma potência instalada de 3MW. Essas turbinas cobriam, aproximadamente, 3% do consumo de eletricidade da Dinamarca na época.

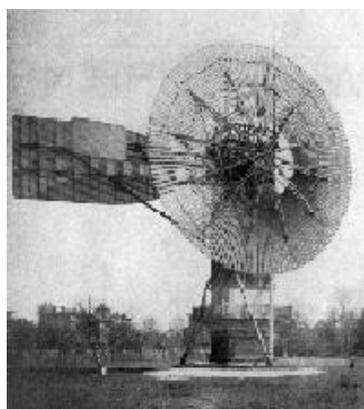


Figura 2-12. Moinho de vento construído por Brush .

Em 1920, as duas configurações de rotor dominante, do tipo leque e a do tipo vela, foram consideradas inadequadas para a geração de uma quantidade apreciável de energia, principalmente, devido à baixa velocidade de rotação, conforme comprovado por Poul La Cour. A partir daí começou o desenvolvimento de sistemas inspirados no projeto das hélices de avião, ou seja, projetos que incorporam princípios aerodinâmicos e utilizam a força de sustentação para girar o rotor [1].

Durante o período de 1920-1970, surgiram diversas plantas de grande escala para a geração de eletricidade que incorporaram os princípios aerodinâmicos nos seus projetos, mas seus resultados práticos, em sua maioria, foram reprovados para a produção de energia eólica em larga escala. Muitos destes projetos tiveram importante papel no posterior desenvolvimento dos

modernos moinhos de vento ou Turbinas eólicas, dentre estes, pode-se citar os moinhos de ventos de eixo horizontal, denominados de Balacrava, Smith-Putnam, Gedser e Hutter, além das turbinas de eixo verticais, denominadas Darrieus e Savonius. A Balacrava era uma máquina de 100 kW, que surgiu na Rússia em 1931. Essa máquina operou por, aproximadamente dois anos, na costa do mar Cáspio, gerando 200.000 kWh de eletricidade. A maior máquina construída, nessa época, foi máquina Smith-Putnam de 1,25MW, instalada em Vermont. Essa era caracterizada por possuir duas pás e o rotor com 53 m (175 pés) de diâmetro orientado *downwind*, conforme mostrado na Figura 2-13.



Figura 2-13. Turbina Eólica de Smith-Putnam.

Em 1945, depois de algumas centenas de horas de funcionamento periódico, uma de suas lâminas quebrou perto do centro, aparentemente por fadiga metálica, devido às 16 toneladas de aço das pás [1]. Entre 1956-1957, Johannes Juul, que desenvolveu a primeira turbina eólica de corrente alternada, construiu, na Dinamarca, a turbina eólica denominada de Gedser (Figura 2-14). A Gedser era uma turbina eólica que operava *upwind* com gerador assíncrono e utilizava um sistema eletromecânico para direcionamento da turbina com relação ao vento. Além disso, a limitação de potência através da perda aerodinâmica passiva e o freio aerodinâmico nas pontas das pás, são basicamente os mesmos usados, atualmente, em algumas turbinas eólicas. Essa turbina operou por 11 anos sem nenhuma manutenção e foi um dos projetos pioneiros para o desenvolvimento das

turbinas eólicas modernas usadas atualmente [2]. Nesta mesma época, o professor Ulrich Hutter desenvolveu uma série de vantagens para o projeto de turbinas de eixo horizontal, utilizando pás feita de fibra de vidro e plástico com regulação de passo que deram uma maior eficiência e menor peso às pás. Esse projeto propiciou uma redução da estrutura mecânica, através da redução das cargas do rotor [1]. A turbina de Hutter é mostrada na Figura 2-15.



Figura 2-14. Turbina eólica Gedser.

A turbina do tipo Darrieus originou-se na França e foi patenteada em 1927. Seu princípio de rotação é baseado na força de sustentação e suas principais vantagens são o fato do gerador e a caixa de engrenagem serem colocados no solo, além de não necessitar nenhum sistema de direcionamento em relação à direção do vento [6], como mostrado na Figura 2-16. O problema desse tipo de configuração é que, como a velocidade do vento é muito baixa, próxima ao solo e aumenta conforme a altura, essa máquina deve suportar diferentes esforços, ao longo do eixo, gerando uma dificuldade adicional para manter a torre ereta para altos níveis de vento. Além disso, devido à sua alta velocidade e baixo torque é necessário um sistema para auxiliar a partida da turbina.



Figura 2-15. Turbina eólica de Hutter.

A turbina do tipo Savonius, aparentemente, foi originada na Finlândia, em 1924, e o princípio de funcionamento do rotor era baseado na força de arrasto. Este tipo de turbina se caracteriza por operar em baixa velocidade e com alto torque. Portanto, sendo basicamente utilizadas para moer grãos e bombear água [6].



Figura 2-16. Turbina eólica de eixo vertical do tipo Darrieus [6].

Apesar dos vários esforços no período de 1920-1970, conforme mencionado acima, somente com a crise do petróleo de 1973, é que começou o desenvolvimento das Turbinas Eólicas modernas. Após os impactos da primeira crise do petróleo de 1973, surgem vários programas de pesquisa e subsídios, oferecidos pelo Governo, para o desenvolvimento da energia eólica em vários países. Em muitos países como Suíça, Alemanha, Canadá e Estados Unidos, os suportes para o desenvolvimento da Energia Eólica favoreciam o desenvolvimento

de protótipos de larga escala, ou seja, máquinas com mais de 100kW de potência instalada. Por outro lado, a Dinamarca seguiu o caminho inverso, adotando uma política de aumentar, gradualmente, o tamanho das turbinas eólicas.

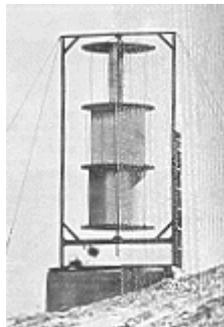


Figura 2-17. Turbina eólica de eixo vertical do tipo Savonius [6].

Entre os protótipos de larga escala, desenvolvido nesta época, pode-se destacar a série MOD e a GROWIAN. A série MOD surgiu nos Estados Unidos, em 1975. Os protótipos dessa série possuíam eixo horizontal e duas pás<sup>6</sup>. As turbinas dessa série apresentaram vários problemas, principalmente, mecânicos, como envergadura das pás e fadiga de alguns componentes da turbina. Uma turbina desta série é mostrada na Figura 2-18 [7]. A GROWIAN era uma máquina de 3MW que surgiu na Alemanha, em 1988. Essa máquina possuía eixo horizontal e duas pás. Após operar por apenas 420 horas, apresentou fadiga em alguns componentes do rotor devido a excessivas cargas exercidas sobre o rotor. Por outro lado, no começo dos anos 80, foi desenvolvida, na Dinamarca, uma turbina de 22kW, criada por Christian Rüsager. Esse projeto teve, como ponto de partida, a experiência adquirida no projeto da turbina eólica Gedser e utilizou alguns componentes baratos como um motor elétrico e partes de carro, dentre estas, a caixa de engrenagem e o freio mecânico. Essa turbina foi um sucesso devido ao baixo custo e deu inspiração a muitas indústrias Dinamarquesas iniciarem o desenvolvimento de suas próprias turbinas eólicas por volta de 1980.

---

<sup>6</sup> A maioria destes protótipos era de duas pás pro razões econômicas, devido ao elevado custo das pás.



Figura 2-18. Turbina eólica MOD-1 de 2MW [7].

Portanto, como a maioria dos protótipos de larga escala desenvolvidos nessa época, como a série MOD e a GROWIAN, não obtiveram sucesso não só por problemas técnicos, mas também econômicos, o caminho encontrado, através de experiências adquiridas nesses projetos e o exemplo dinamarquês, foi que a melhor opção seria começar com turbinas eólicas menores, ou seja, com apenas algumas dezenas de kilowatts, para o amadurecimento da tecnologia.

A idéia de começar com o desenvolvimento de turbinas eólicas de pequena escala (menor que 100 kW), não foi baseada somente nas limitações tecnológicas da época, mas também por produzirem energia muito mais barata que as turbinas eólicas de larga escala (maior que 100 kW) e terem um baixo custo, podendo, assim, ser compradas, também, por pessoas privadas, interessadas na energia eólica, devido às taxas e subsídios governamentais oferecidos à energia eólica. Para tornar essas turbinas ainda mais baratas, o controle foi reduzido ao mínimo necessário. Baseadas nesta filosofia, muitas das primeiras turbinas comerciais, produzidas na Dinamarca, utilizaram o sistema de controle denominado *Danish Concept*, ou conceito dinamarquês. Este conceito, simplesmente, descreve uma turbina eólica com três pás, que opera numa velocidade de rotação constante. Isso permite o uso de um gerador assíncrono em gaiola de esquilo, que é barato e robusto e pode ser conectada diretamente à rede sem a necessidade de sistemas elétricos adicionais. As pás do rotor são fixas, ou

seja, não podem girar em torno do próprio eixo e a limitação da velocidade durante tempestades ou rajadas de vento é obtido pelo efeito da perda aerodinâmica passiva, provocado aerodinamicamente pelas pás [2][8].

Junto com o desenvolvimento da Indústria Eólica, teve início um desenvolvimento tecnológico que tinha como objetivo a produção de grandes turbinas eólicas para a conexão à rede elétrica. A filosofia utilizada era baseada no fato de que o conhecimento adquirido em uma classe de turbina eólica ajudava no desenvolvimento da próxima classe de maior potência. Este processo é chamado de aumento de escala e foi um sucesso, tanto que as turbinas eólicas produzidas, atualmente, seguem esta mesma filosofia [8]. O rápido aumento no tamanho das turbinas eólicas, entre os anos de 1957 e 2000 é ilustrado na Figura 2-19.

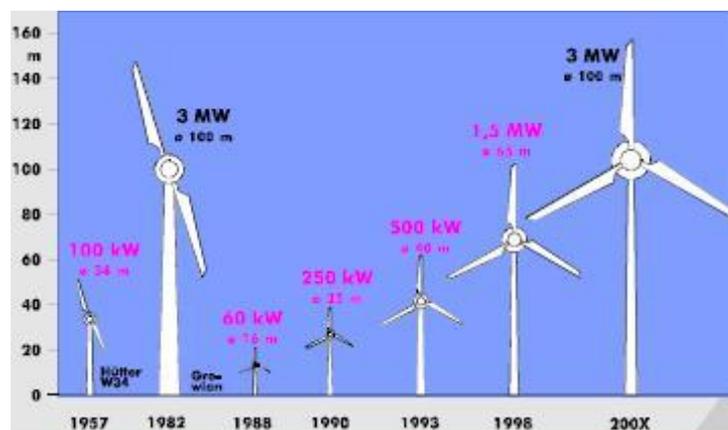


Figura 2-19. Evolução das turbinas eólicas. Fonte ISET

Durante esse desenvolvimento, não somente os componentes mecânicos tornaram-se mais complexos, como também o sistema elétrico e o controle da turbina que envolve o mesmo. Alguns fabricantes começaram a produzir as pás com *pitch regulation* ou regulação de passo, que permite que a pá gire ao redor do próprio eixo. Esse sistema é utilizado para limitar a potência de saída durante algumas condições adversas, onde a velocidade do vento é muito alta, e também, em alguns casos para maximizar a potência de saída da turbina eólica para baixas velocidades do vento. Outros fabricantes utilizaram conversores estáticos de potência para variar a velocidade de operação da turbina eólica, de modo a maximizar a potência de saída numa das regiões de operação da turbina

eólica. Esse conceito foi denominado de operação em velocidade variável. Além disso, alguns fabricantes ainda substituíram o gerador assíncrono por um gerador síncrono, para eliminar a necessidade da caixa de engrenagem.

Portanto, atualmente, existe um grande número de conceitos de controle para turbinas eólicas como velocidade fixa ou variável, e a possibilidade de se usar geradores assíncrono ou síncrono, que são tratados com maior detalhe no Capítulos 4. Além disso, alguns conceitos mencionados, no texto acima, como regulação por passo, regulação por perda aerodinâmica passiva, velocidade fixa, velocidade variável, força de arrasto e força de sustentação são abordados com maior detalhe no Capítulo 3.

## **2.4. A História da Energia Eólica no Brasil**

Os primeiros relatos do uso da energia eólica no Brasil datam do final do século 19, com a utilização dos moinhos de vento do tipo leque para o bombeamento de água em sistemas isolados e de pequena escala [9].

Como em muitos países, a crise do petróleo de 1973 incentivou também o estudo de novas fontes de energia no Brasil. A partir da segunda metade da década de setenta, algumas universidades e instituições de pesquisa iniciaram o desenvolvimento de diversos modelos de moinhos de vento do tipo leque e de turbinas eólicas de pequeno porte, com o objetivo de atender comunidades isoladas, que dependiam de combustíveis fósseis para a geração de eletricidade. Infelizmente, vários desses projetos não chegaram a ser concluídos. Dentre esses, um dos grandes projetos foi à construção e o ensaio de 15 protótipos de turbinas eólicas, desenvolvidos pelo IEA-CTA de São José dos Campos, entre 1973 e 1983. Em 1976, foi montado o primeiro protótipo, com potência nominal de 20 kW. Esse protótipo operou por algumas semanas, até apresentar fadiga na estrutura de suporte das pás [10].

Em 1977, o IEA-CTA iniciou a construção e teste de uma série de modelos de 5m de diâmetro e potência nominal de 1kW. Esses protótipos eram construídos e testados com o objetivo de resolver os problemas elétricos e

estruturais de forma progressiva. Entre os melhoramentos alcançados, com esta metodologia, estão o controle eletrônico do gerador e o projeto de novas pás com maior eficiência aerodinâmica. Devido a problemas de durabilidade dos materiais do rotor, nenhum dos protótipos operou por mais de um ano e os projetos foram sendo gradativamente abandonados.

Em 1981, o CTA firmou um acordo de cooperação tecnológica com o DFVLR (Centro Aeroespacial da Alemanha) para o desenvolvimento de uma turbina eólica de 100kW, com 25 m de diâmetro, denominado, na época, de projeto DEBRA (Deutsche-Brasil). No CTA foram fabricados os moldes das pás, inteiramente de materiais compostos, e toda a parte de otimização aerodinâmica. Todo o resto do projeto foi realizado em conjunto com a Alemanha, exceto o projeto mecânico, que foi realizado pelos Alemães, porque os componentes produzidos em ambos os países apresentavam características diferentes. Em abril de 1983, os moldes para a fabricação das pás foram embarcados para a Alemanha, onde foi construído e montado o primeiro protótipo para teste em julho de 1984 [10]. Este protótipo foi montado no campo de teste de Schnittlingen. No final de 1983, o projeto foi encerrado no CTA, por motivos de diretrizes internas.

Durante a década de 90, várias entidades nacionais firmaram acordo de cooperação com entidades estrangeiras para o desenvolvimento de fontes alternativas no Brasil, principalmente, durante a conferência do Rio de Janeiro em 92. Os primeiros projetos experimentais de energia eólica foram implementados na Região Norte e Nordeste, onde a carência de abastecimento elétrico era mais acentuada. A maioria destes projetos visava à descentralização da geração de energia elétrica no Brasil. Os principais projetos implementados em âmbito de cooperação internacional foram:

- 1- Projeto eólico-diesel da Ilha de Fernando de Noronha.

A Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), em convenio com a entidade Dinamarquesa Folkcenter e o Grupo de Energia Eólica da UFPE, instalou, em julho de 1992, na Ilha de Fernando de Noronha, a primeira turbina eólica de grande porte em operação comercial na América Latina (Figura 2-20). O

equipamento produziu, no período de 1992-1995, uma energia acumulada de 152.926kWh. Este equipamento apresentava as seguintes características:

- Passo fixo (*passive stall*)
- 3 pás, com 17m de diâmetro
- Torre, com 23m de altura
- Tensão Nominal:  $3\phi$  - 380 V rms/60Hz
- Potência Nominal: 90 kVA/75 kW (FP=0.93)
- Transformador de acoplamento a rede: 90kVA/380/13800V rms
- Velocidade do vento:
  - Nominal: 12 m/s
  - Partida: 3.5 m/s.



Figura 2-20. Turbina Eólica de 75 kW instalada na Ilha de Fernando de Noronha [11].

Com o aumento da demanda de energia, na Ilha de Fernando de Noronha, a participação da energia eólica no consumo de energia reduziu significativamente, chegando a aproximadamente 3% da demanda total de energia da Ilha [9],[11]. Para dar continuidade ao aproveitamento eólico da Ilha, foi instalada, em 2000, uma nova turbina de 300 kW.

## 2- Parque Eólico Experimental de Morro do Camelinho –MG:

A companhia elétrica de Minas gerais (CEMIG) em parceria com o governo Alemão, que assumiu 70% dos custos totais do projeto, instalaram, em agosto de 1994, o parque eólico de 1MW do Morro do Camelinho, mostrado na Figura 2-21. As turbinas foram fabricadas pela empresa Alemã *Tacke Windtechnik* e apresentavam as seguintes características [11]:

- 4 Turbinas Eólicas, de 250 kW cada.
- 3 pás, com diâmetro do rotor de 26 m.
- Torre tubular cônica, de 30 m de altura
- Gerador Assíncrono de pólos chaveados
  - Potência: 80/250 kW
  - Rotação: 900/1200 rpm
  - Tensão: 3 $\phi$  - 380 V rms/60 Hz
- Velocidade do vento:
  - Nominal: 14 m/s
  - Partida: 3 m/s

Este foi o primeiro parque eólico na escala de megawatt instalado no Brasil.



Figura 2-21. Parque Eólico do Morro do Camelinho. [11]

## 3 - Projeto eólico de Mucuripe – CE

O parque eólico de Mucuripe foi inaugurado em novembro de 1996 com uma potência instalada de 1.2 MW. O parque foi construído com quatro

turbinas eólicas de 300 kW, modelo TV 300, da empresa alemã *Tacke Windtechnik*. Esse projeto foi desenvolvido através de uma parceria entre a Companhia Energética do Ceará (COELCE), a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) e o governo Alemão, através do Programa Eldorado. O projeto do parque eólico de Mucuripe apresenta as seguintes especificações técnicas:

- 4 Turbinas Eólicas, de 300 kW cada.
- 3 pás, com diâmetro do rotor de 33 m.
- Torre cônica, de 40 m de altura
- Gerador Assíncrono de pólos chaveados (6/4 pólos)
- Tensão: 400 V rms/60 Hz
- Potência Nominal: 100 kW no 1º estágio e 300 kW no 2º estágio (FP=0.92)
- Velocidade do vento:
  - Nominal: 14 m/s
  - Partida: 3 m/s

Esse projeto apresentou alguns problemas devidos à corrosão causada pela maresia em alguns componentes da turbina. Foram verificados pontos de corrosão na torre, vazamento de óleo lubrificante na caixa de engrenagem, defeito nos sensores de temperatura e mau funcionamento dos computadores. As soluções destes problemas se tornaram mais difíceis com a falência da Tacke.

Em 1999, surgem os primeiros projetos implementados pela iniciativa privada. Esses projetos foram impulsionados, principalmente, pela instalação da primeira fábrica de turbinas eólicas de grande porte da América Latina, a Wobben Windpower. Os principais projetos desenvolvidos pela iniciativa privada no Brasil foram:

#### 1 - Parque Eólico de Taiba e Prainha – CE

Em 29 de abril de 1999, foi instalado o maior parque eólico da América Latina, no município de Aquiraz, no Ceará. O parque eólico de Prainha,

mostrado na Figura 2-22, é composto por 20 turbinas eólicas de 500 kW, produzidas pela *Wobben Windpower*, totalizando uma potência instalada de 5 MW [11].



Figura 2-22. Parque Eólico de Prainha.

O parque eólico de Taíba, no município de São Gonçalo do Amarante no Ceará foi inaugurado em Janeiro de 1999. Este parque é composto por 10 turbinas de 500 kW, produzidas pela *Wobben Windpower*, totalizando uma potência instalada de 5 MW. A Figura 2-23, mostra uma visão geral do parque de Taíba.



Figura 2-23. Parque Eólico de Taíba.

Uma característica interessante destes dois parques eólicos é que ambos foram construídos sobre dunas, sendo esta a primeira experiência mundial na construção de uma fundação para este tipo de terreno [9].

## 2- Parque eólico de Palmas – Paraná

O primeiro parque eólico instalado na Região Sul do Brasil foi instalado em 1999, em Palmas, no Paraná (Figura 2-24). O parque eólico de Palmas é composto por cinco turbinas de 500 kW, fabricadas pela *Wobben Windpower*, totalizando uma potência instalada de 2.5 MW.

Além dos dois parques eólicos mencionados acima, a iniciativa privada também desenvolveu mais três parques eólicos até o final de 2003. Em 2002 foi construído o primeiro parque eólico em Santa Catarina, na cidade Bom Jardim da Serra, com uma potência instalada de 600 kW. E, em 2003, foram construídos os parques eólico de Horizonte, em Santa Catarina, com um potência instalada de 2.4 MW, e o parque eólico de Macau, no Rio Grande do Norte, com uma potência instalada de 1.8 MW, sendo este último pertencente a Petrobrás. Em todos estes parques foram utilizadas turbinas eólicas E-40 de 600 kW produzidas pela *Wobben Windpower*.

Como pode ser observada, a história da energia eólica no Brasil iniciou-se através do desenvolvimento de projetos experimentais, sendo que a maioria destes projetos foi realizada em parceria com instituições internacionais, que totalizam uma potência instalada de aproximadamente 2.6 MW, e, mais recentemente, através da iniciativa privada, que instalou uma potência de aproximadamente 20 MW até o final de 2003.



Figura 2-24. Parque Eólico de Palmas.

## 2.5. Sumário

Neste capítulo, inicialmente, são apresentadas as principais motivações do uso da energia eólica, para suprir a demanda crescente por energia. Dentre estas motivações, pode-se destacar: o baixo impacto ambiental, a geração distribuída de energia elétrica, a rápida instalação e a baixa quantidade de terra utilizada para instalação, além disso, do fato de que o local onde é instalada uma turbina eólica também pode ser usado para outras atividades, como por exemplo, a agricultura e pecuária.

Também são abordados os principais motivos para o rápido crescimento da energia eólica nos últimos anos, que são os incentivos governamentais e o alto grau de desenvolvimento das turbinas eólicas. Este alto grau de tecnológico se deve ao desenvolvimento histórico desta tecnologia, que iniciou com os moinhos de vento, utilizados para moer grãos e bombear água, e alcançou as modernas turbinas eólicas, utilizadas para a geração de eletricidade. E, finalmente, a história da energia eólica no Brasil, que, como em muitos países, teve como principal estímulo a crise do petróleo de 1973.

### **Bibliografia**

- [1] Dodge, Darrell M. Illustrated History of Wind Power Development. Colorado Renewable Energy Society. <http://telosnet.com/wind>
- [2] Gasch, R.; Tvele, J. Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation. Solarpraxis AG, 2002
- [3] Stokhuyzen, Frederick. The Dutch Windmill(1891-1976).  
<http://webserv.nhl.nl/~smits/windmill.htm>.
- [4] Krohn, Soren. Wind Energy Pioneer: Charles F. Brush. Danish Wind Turbine Manufacturers Association.  
<http://www.windpower.org/en/pictures/brush.htm>
- [5] Krohn, Soren. Wind Energy Pioneer: Poul la Cour. Danish Wind Turbine Manufacturers Association.  
<http://www.windpower.org/en/pictures/lacour.htm>
- [6] Eggleston, Eric. What Are Vertical-Axis Wind Turbines (VAWTs). American Wind Energy Association. <http://www.awea.org/faq/vawt.html>

- [7] Dodge, Darrell M. Part 3 - Government-Sponsored R&D. Colorado Renewable Energy Society. <http://telosnet.com/wind/govprog.html>
- [8] Hoffmann, Rolf. Comparisons of control concepts for Wind turbines in terms of energy capture. 2002
- [9] Dutra, R. M.; Tolmasquim, M. T. Viabilidade Técnico-Econômico da Energia Eólica Face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro. 2001.
- [10] CHESF/BRASCEP. 1987. Fontes Energéticas Brasileiras. BRASCEP Engenharia Ltda., Rio de Janeiro.
- [11] Centro Brasileiro de Energia Eólica. <http://www.eolica.com.br/projetos>.
- [12] Wobben Windpower. <http://www.wobben.com.br/usinas.htm>
- [13] Legget, J. "Global Warming" The green peace Report, Oxford University Press, 1990.
- [14] Shell, 1998.
- [15] Wind Force 12: A Blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020. EWEA.
- [16] DEWI Magazin. NR. 21 August 2002.
- [17] German Wind Energy Association. Wind Energy 2003
- [18] Kjaer, Christian. Policy Support Mechanisms. Renewable Energy World. March-April 2004.

# Capítulo 3

## **TURBINAS EÓLICAS: CONCEITOS E COMPONENTES**

---

### **3.1. Introdução**

Nesta seção, demonstra-se o fundamento físico para a transformação da energia do vento em energia mecânica. Para compreender o mecanismo usado na conversão da potência disponível no vento para potência mecânica, no eixo da turbina eólica, é necessário conhecer as forças que atuam nas pás, ou seja, a força de arrasto e a força de sustentação.

Também são abordadas as configurações do rotor e os principais componentes das turbinas eólicas modernas<sup>7</sup>. Além disso, os conceitos de velocidade fixa e variável e os métodos de limitação de potência.

### **3.2. Conversão da Energia do Vento em Energia Mecânica**

A energia disponível para uma turbina eólica é a energia cinética associada a uma coluna de ar que se desloca a uma velocidade uniforme e constante  $v$ (m/s) [1], isto é, como o ar possui massa e se move em forma de vento, pode-se calcular a sua energia cinética, da seguinte forma:

---

<sup>7</sup> O conceito de turbinas eólicas modernas é utilizado nessa dissertação para se referir a turbinas cuja aplicação é a conexão a rede elétrica.

$$E = \frac{1}{2} m v^2, \quad (3.1)$$

Onde:  $E$  = Energia cinética (joules);  $m$  = massa do ar (Kg) e  $v$  é a velocidade do vento (m/s). Como uma turbina eólica é classificada, normalmente, pela potência e não pela energia, tem-se que:

$$P = \frac{E}{t} = \frac{1}{2} \dot{m} v^2, \quad (3.2)$$

Onde  $P$  = potência disponível no vento (W),  $t$  = tempo (s) e  $\dot{m}$  = taxa de variação da massa. Quando uma massa de ar ( $m$ ) passa através de uma Área ( $A$ ) em um dado intervalo de tempo ( $t$ ), conforme mostrado na Figura 3-1, a taxa de variação da massa é dada por:

$$\dot{m} = \rho A \frac{dx}{dt} = \rho A v, \quad (3.3)$$

Onde  $\rho$  = densidade do ar ( $1.225 \text{ kg/m}^3$  ao nível do mar) e  $A$  = área de varredura. Substituindo (3.3) em (3.2), tem-se a equação da potência disponível no vento.

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3, \quad (3.4)$$

A potência do vento é convertida em potência mecânica no rotor da turbina pela redução da velocidade do vento. Entretanto, a turbina eólica não pode extrair completamente a potência disponível no vento. Pois, isso significa que a velocidade do vento, atrás da área de varredura ( $A$ ), deveria ser zero, ou seja,  $v_2$  é igual a zero (Figura 3-2). Entretanto, isto não é possível, pois esta condição viola a lei da continuidade da energia. Por outro lado, se a velocidade do vento, atrás da área de varredura, for à mesma velocidade da frente da área de varredura não houve redução da velocidade do vento e, conseqüentemente, a potência extraída pela turbina do vento é zero ( $v_1=v_2$  na Figura 3-2) [1][3]. Deste modo, entre estes dois extremos, deve haver um ponto ótimo de operação que garanta a máxima extração possível de energia, pela turbina eólica. Em 1926, Betz e Glauert descobriram que a máxima potência que pode ser extraída por uma turbina eólica é dada por [4]:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 c_{p,Betz}, \quad (3.5)$$

Onde, o coeficiente de potência  $c_{p,Betz} = 0.593$ .

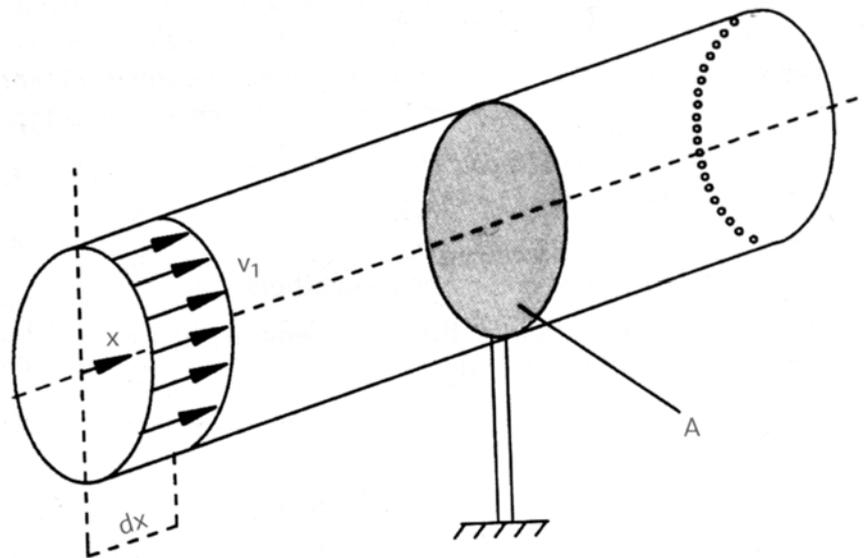


Figura 3-1. Variação da massa através da área de varredura A.

Isto significa que, se o processo de extração de energia do vento não tiver perdas, somente 59,3% da energia disponível no vento pode ser convertida em potência mecânica por uma turbina eólica. Na realidade o  $c_p$  é menor do que 0.593. Para turbinas que utilizam a força de arrasto para movimentar o rotor  $c_p$  é menor que 0.2, enquanto que, para turbinas que utilizam a força de sustentação para o movimento do rotor  $c_p$  pode alcançar 0.5 [1].

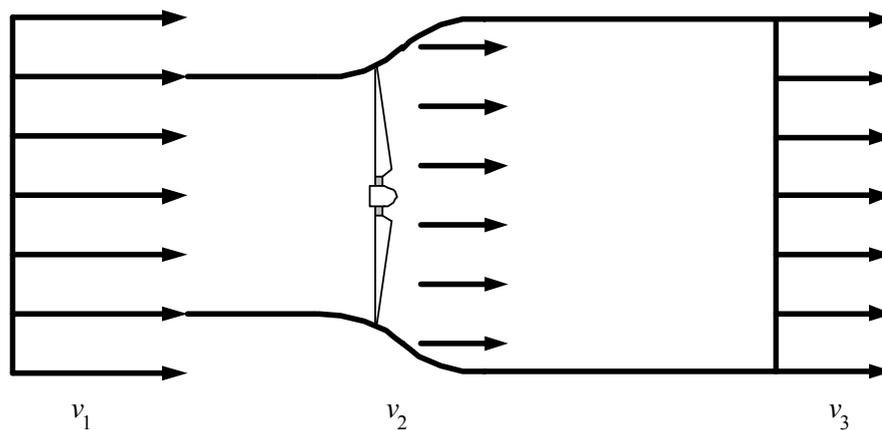


Figura 3-2. Variação da velocidade do vento através do rotor da turbina.

### 3.2.1) Força de arrasto

Esses tipos de turbinas utilizam a força que atua sobre uma área perpendicular á direção do vento (Figura 3-3). Essa força é denominada como força de arrasto e é dada por [3]:

$$D = c_D \frac{\rho}{2} A v^2, \quad (3.6)$$

onde,  $c_D$  é o coeficiente de arrasto. O coeficiente de arrasto é uma constante de proporcionalidade, que depende da geometria da pá (Figura 3-3) e descreve o desempenho aerodinâmico da turbina. Um exemplo de turbina eólica que utiliza a força de arrasto é o moinho de vento do tipo Pérsia.

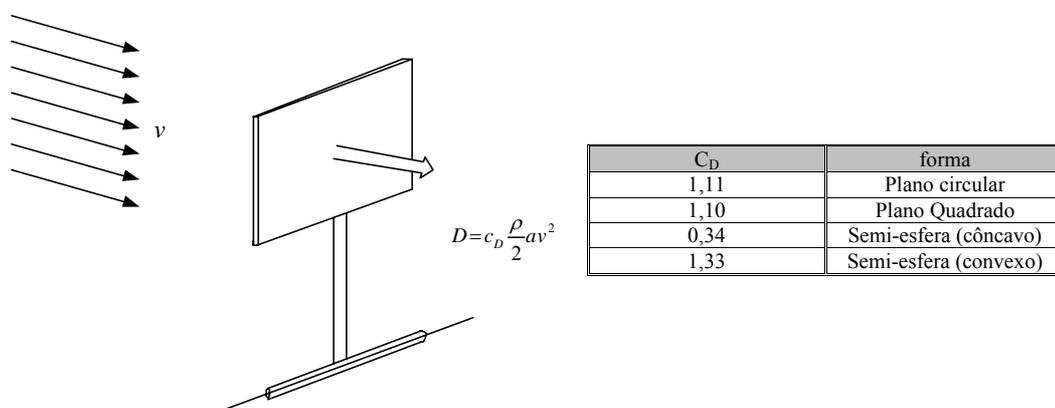


Figura 3-3. Utilização da força de arrasto e  $c_D$  para diferentes tipo de pás.

O torque, a velocidade do eixo e a potência de um moinho de vento do tipo Pérsia, podem ser obtidos através do modelo simplificado dado pela Figura 3-4, o qual considera que o torque do sistema simplificado é equivalente ao torque real do moinho de vento do tipo Pérsia. A velocidade relativa do vento  $w$  é uma composição da velocidade do vento  $v$  e a velocidade das pás  $u$ , onde  $u = \omega \cdot R$ , sendo  $R$  o raio da área de varredura da turbina. A força de arrasto será dada por [1]:

$$D = c_D \frac{\rho}{2} A w^2 = c_D \frac{\rho}{2} A (v - u)^2. \quad (3.7)$$

A potência mecânica da turbina pode ser expressa por:

$$P_m = D u, \quad (3.8)$$

Substituindo (3.7) em (3.8), tem-se:

$$P_m = c_D \frac{\rho}{2} A v^3 \left\{ c_D \left(1 - \frac{u}{v}\right)^2 \frac{u}{v} \right\}, \quad (3.9)$$

como

$$c_p = c_D \left(1 - \frac{u}{v}\right)^2 \frac{u}{v}, \quad (3.10)$$

Tem-se que:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A v^3 c_p \left(\frac{u}{v}\right), \quad (3.11)$$

onde, coeficiente de potência  $c_p$  determina a quantidade de potência disponível no vento que pode ser convertida em potência mecânica por uma turbina eólica. Normalmente, é utilizado para comparar a eficiência aerodinâmica de diferentes tipos de turbinas eólicas [3].

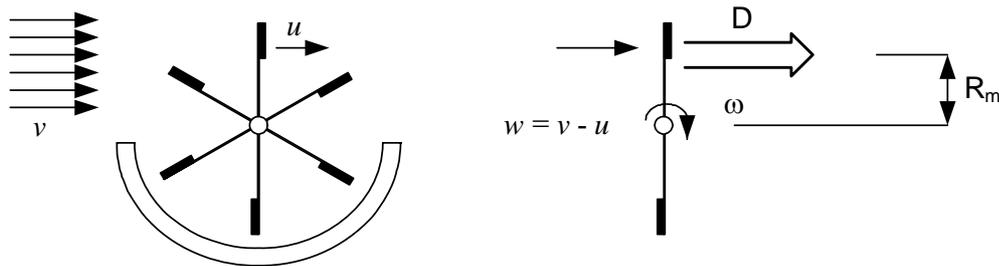


Figura 3-4. Modelo simplificado da turbina do tipo Pésia.

Como pode ser observado, através de (3.10), o  $c_p$  depende da relação entre a velocidade na ponta da pá  $u$  e a velocidade do vento  $v$ . Esta relação denominada *tip speed ratio* (TSR) e é dada por [4]:

$$\lambda = \frac{\omega R}{v}, \quad (3.12)$$

A curva de  $c_p(\lambda)$ , de uma turbina do tipo Pésia é mostrada na Figura 3-5, onde pode-se observar que, quando a turbina está parada ( $\lambda=0$ ), ou quando a velocidade na ponta da pá for igual a velocidade do vento ( $\lambda=1$ ), a potência extraída do vento é nula. E, entre estes dois extremos,  $c_p$  atinge seu máximo valor, ou valor ótimo, quando  $\lambda_{opt}=0.33$ . Portanto, considerando que a turbina opera no ponto ótimo de

operação, somente 16% da potência disponível no vento pode ser convertida em potência mecânica por uma turbina do tipo Pérsia.

A relação entre o torque mecânico e a potência mecânica é dada por [3].

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_m}, \quad (3.13)$$

onde,  $\omega_m$  = velocidade angular do eixo da turbina (rad/s). Substituindo (3.12) em (3.13) e, considerando a relação de engrenagem ( $G$ )<sup>8</sup>, a equação resultante do torque mecânico será:

$$T_m = \frac{1}{2} \frac{\rho \pi R^3}{G} v^2 c_t(\lambda) \quad (3.14)$$

sendo,  $c_t = (c_p/\lambda)$  e é definido como coeficiente de torque.  $G$  = relação de engrenagem da turbina. Através da característica torque/potência da turbina eólica, é possível selecionar a velocidade do rotor onde a potência gerada é máxima. Isso caracteriza a operação em velocidade variável que será abordada na seção 3.4.

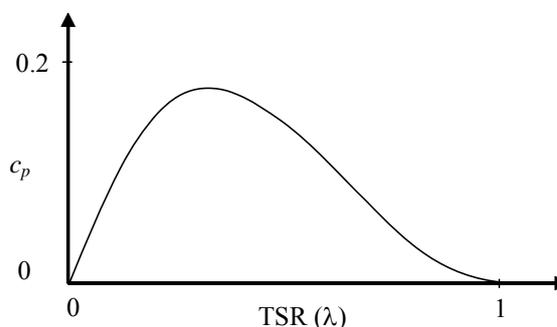


Figura 3-5. Coeficiente de potência ( $c_p$ ) em função do *tip speed ratio* ( $\lambda$ ) para uma turbina do tipo Pérsia.

### 3.2.2) Força de Sustentação

Este tipo de turbina utiliza pás com perfil aerodinâmico, cuja força resultante da interação do vento com o rotor não possui somente a componente de

<sup>8</sup> Caixa de engrenagem: Algumas configurações de turbina eólica utilizam gerador que necessitam de uma caixa de engrenagem para adequar a velocidade do eixo à velocidade de operação do gerador elétrico. Este assunto será abordado com maior detalhe no Capítulo 4.

arrasto na mesma direção da velocidade relativa ( $w$ ), mas também uma componente perpendicular à velocidade relativa, denominada de força de sustentação [2][5], mostrada na Figura 3-6. Onde, velocidade relativa é a soma vetorial da velocidade do vento ( $v$ ) e a velocidade das pás ( $u$ ). A força de sustentação é dada por:

$$L = c_L \frac{\rho}{2} A v^2 \quad (3.15)$$

onde,  $c_L$  = coeficiente de sustentação. Considerando que, a força de sustentação atua, aproximadamente, em  $\frac{1}{4}$  do comprimento da corda e o perfil opera na região normal de operação, ou seja, o perfil não atingiu a região de perda aerodinâmica (*stall*), a força de sustentação será proporcional ao ângulo de ataque ( $\alpha$ ), conforme pode ser vista na Figura 3-7 [2][4].

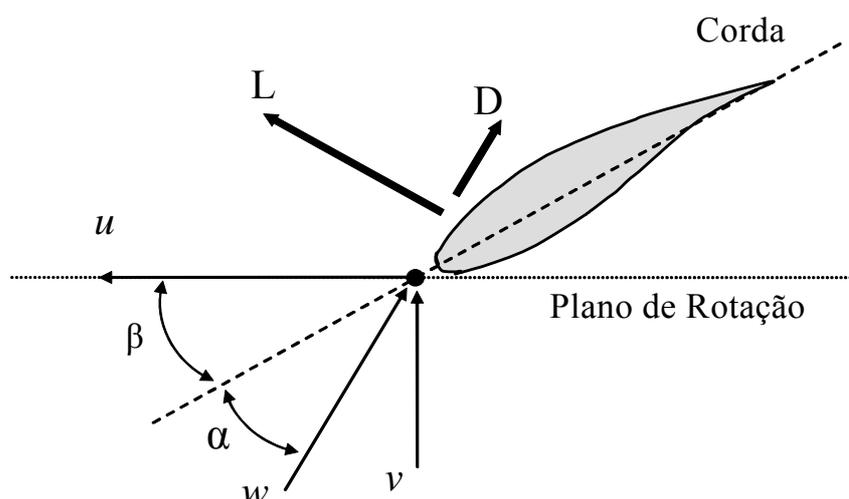


Figura 3-6. Definição da força de sustentação e arrasto considerando uma representação em 2-D.

Na Figura 3-7, observa-se que o coeficiente de sustentação ( $c_L$ ) varia linearmente com o ângulo de ataque ( $\alpha$ ) para  $\alpha$  entre 0 e  $10^\circ$ . Esta região é definida como região normal de operação e é caracterizada por apresentar um fluxo laminar sobre o perfil das pás (Figura 3-8). Por outro lado, na medida em que se aumenta o ângulo de ataque ( $\alpha > 10^\circ$ ), o perfil entra na região de perda aerodinâmica e o fluxo sobre o perfil passa a ser turbulento (Figura 3-8) [2]. Como na região de

perda aerodinâmica, a força de arrasto ( $D$ ) aumenta rapidamente com o aumento do ângulo de ataque ( $\alpha$ ), esta região, normalmente, é utilizada para limitar as forças sobre a turbina eólica, quando a velocidade do vento é muito alta, conforme vê-se com maior detalhe na seção 3.5.

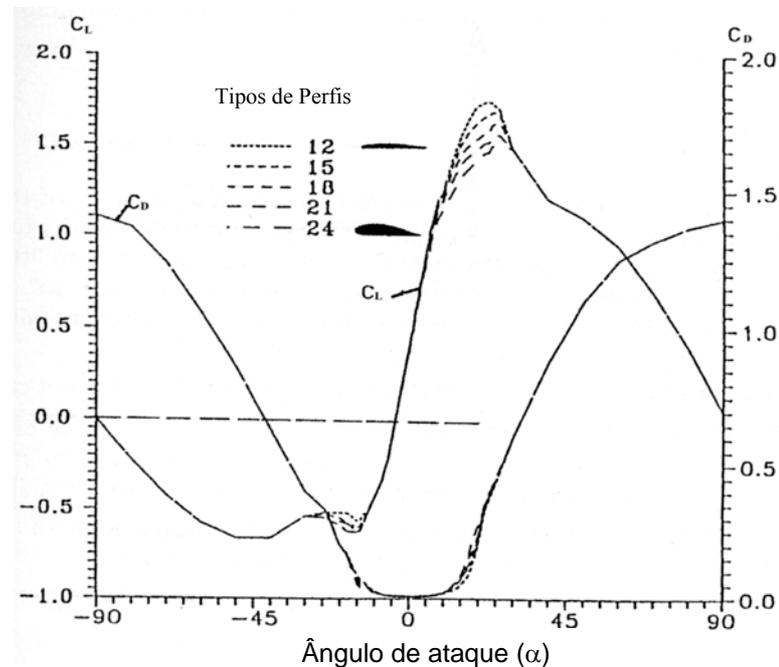


Figura 3-7. Coeficientes  $c_L$  e  $c_D$  em função do ângulo de ataque ( $\alpha$ ) [1]

A potência mecânica que pode ser extraída do vento, por uma turbina eólica que utiliza a força de sustentação, é dada por:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A v^3 c_{p,real}(\lambda, \beta) \quad (3.16)$$

onde,  $c_{p,real}$  depende TSR ( $\lambda$ ), do ângulo de passo ( $\beta$ ) da relação  $c_L/c_D$  do perfil selecionado e do número de pás da turbina [1]. Do mesmo modo que, na seção anterior, o torque mecânico será dado por:

$$T_m = \frac{1}{2} \frac{\rho \pi R^3}{G} v^2 c_{t,real}(\lambda, \beta) \quad (3.17)$$

sendo,  $c_{t,real} = c_{p,real}/\lambda$ . Como a questão de projeto das pás está fora do escopo deste trabalho, a dependência de  $c_{p,real}$ , com os parâmetros acima mencionados, não são abordados com maior detalhe.

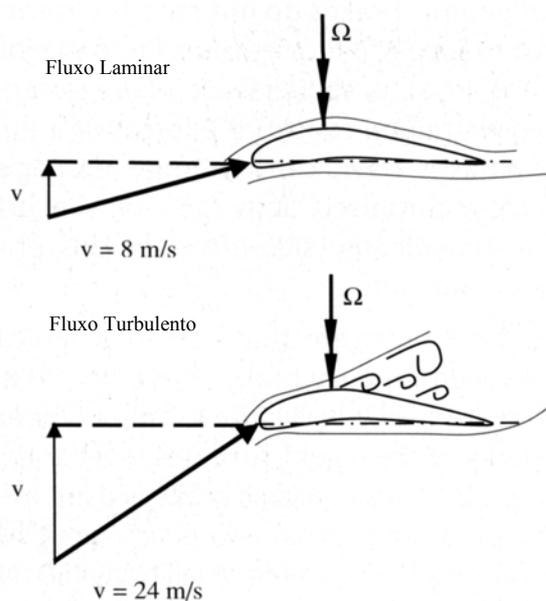


Figura 3-8. Fluxo laminar e fluxo turbulento sobre o perfil de uma pá [1].

As turbinas eólicas de eixo horizontal, *upwind* e três pás, utilizadas, atualmente, pela indústria eólica possuem, coeficiente de potência ( $c_p$ ) que pode chegar a 0.5 [1]. Esse é um valor próximo ao máximo valor calculado por Betz e Glauert ( $c_{p,Betz} = 0.593$ ). A questão do número de pás de uma turbina eólica e as definições de uma turbina *Downwind* e *Upwind* são abordadas na seção 3.3.

Normalmente, como as turbinas que são movidas pela força de arrasto, possuem baixa velocidade de rotação e alto torque, elas são utilizadas, principalmente, para moer grãos e bombear água. Enquanto que, as turbinas que utilizam a força de sustentação possuem alta velocidade e baixo torque, desta forma, sendo mais adequadas para a geração de eletricidade [1][3][25].

### 3.3. Configurações do Rotor e Principais componentes das Turbinas Eólicas Modernas

Nesta seção, são abordados os conceitos relativos à posição do eixo de rotação, posição do rotor em relação à torre e o número de pás de uma turbina eólica.

Quanto à posição do eixo de rotação, as turbinas podem ser classificadas como turbinas de eixo horizontal e turbinas de eixo vertical [7]. Como, atualmente, todas as turbinas eólicas conectadas à rede elétrica são turbinas de eixo horizontal, todas as classificações e consideração descritas, no restante desta seção, são para turbinas de eixo horizontal.

As turbinas de eixo horizontal podem ser classificadas, baseadas na posição do rotor<sup>9</sup> em relação à torre, em *upwind* e *downwind* [2][8]. Nas turbinas *downwind* o vento incide na área de varredura do rotor por trás da turbina eólica (Figura 3-9). As turbinas *downwind* possuem uma vantagem teórica que é o fato de não necessitarem de um mecanismo para direcionamento da turbina com relação ao vento. Entretanto, esta vantagem é utilizada somente para turbinas eólicas de pequena escala [1], pois para turbinas de grande escala, devido maior flexibilidade do rotor<sup>10</sup>, durante fortes rajadas de vento, as pás podem colidir com a torre. A principal desvantagem desta configuração é a turbulência causada no vento pela torre da turbina. Essa turbulência gera ruídos audíveis que dificultam a autorização e a aceitação deste tipo de turbina, principalmente, em áreas próximas a cidades [2][8].

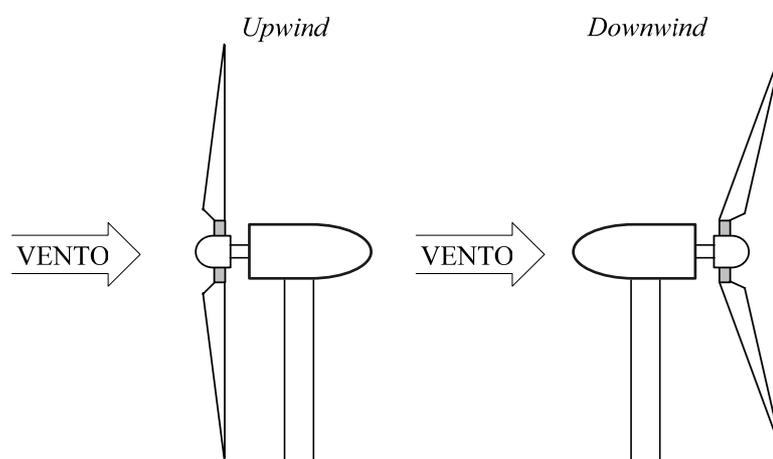


Figura 3-9. Direção do vento para turbinas *upwind* e *downwind*.

<sup>9</sup> Rotor é composto das pás e o cubo do rotor.

<sup>10</sup> quando comparadas com as turbinas *upwind*.

Nas turbinas *upwind*, o vento incide na área de varredura do rotor pela frente da turbina (Figura 3-9). A principal vantagem deste tipo de turbina é que elas evitam o distúrbio causado pela torre no vento. Devido a este fato, a maior parte das turbinas eólicas utilizadas atualmente é *upwind* [2]. As desvantagens das turbinas *upwind* são a passagem periódica das pás pela torre que causam pulsações de torque na turbina eólica e a necessidade do mecanismo de orientação direcional que provoca uma maior carga na torre se comparado com as turbinas *downwind* [11].

A questão do número de pás esta indiretamente relacionada ao TSR (Figura 3-10). Por exemplo, para os moinhos de vento americanos, devido ao seu baixo TSR ( $\lambda=1$ ), requer uma área de varredura bastante sólida [1]. Por isso, estes são, normalmente, construído com 20 á 30 pás de metal. Por outro lado, as turbinas que operam em alta velocidade ( $\lambda>6$ ) são construídas, principalmente, com três pás, mas também podem ser construídas com uma ou duas pás.

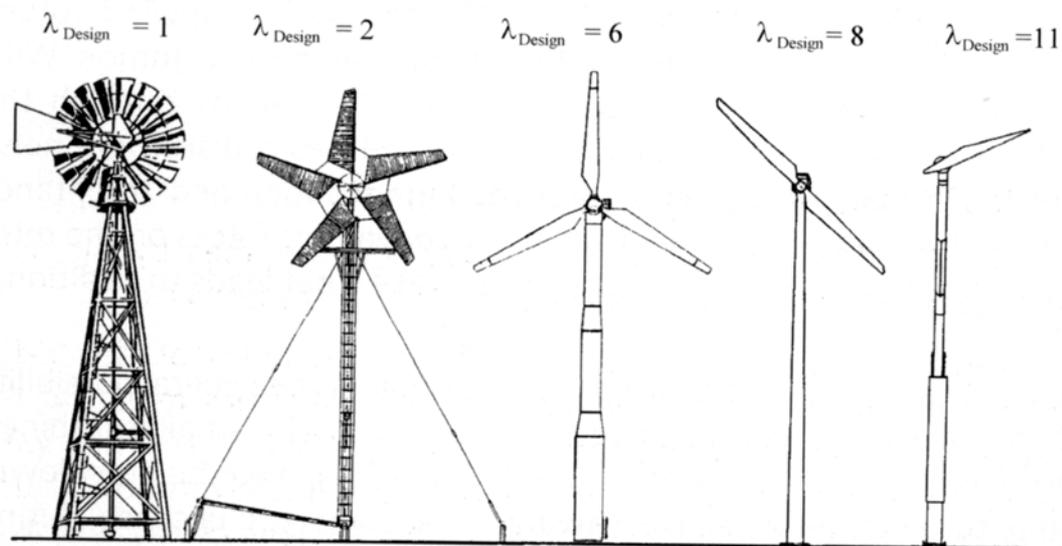


Figura 3-10. TSR para diferentes tipos de turbinas eólicas [1].

Outro fator importante que contribui para a utilização de um baixo número de pás é o alto custo deste componente. Tipicamente, o custo, do rotor com três pás, é de aproximadamente 20% do custo total da turbina [9]. Por esta razão a primeira geração de turbinas, na faixa de megawatts, foram construídas com rotor de duas

pás. Os rotores com uma e duas pás, embora tendo a vantagem de diminuir os custos da turbina, têm um projeto do rotor mais complexo para evitar os esforços causados pela passagem das pás pela torre [10], conforme mostrado na Figura 3-11. Além disso, os rotores com uma e duas pás também apresentam problemas de ruído, devido à necessidade de uma maior velocidade rotacional para produzir a mesma quantidade de potência que um rotor de três pás [2]. Por outro lado, os rotores com três pás possuem uma distribuição mais balanceada do peso sobre a área de varredura do rotor, desta forma são dinamicamente mais estáveis [1]

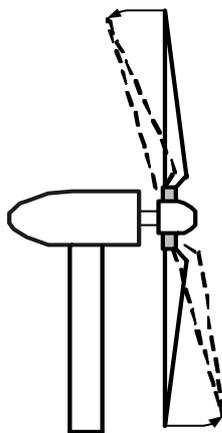


Figura 3-11. Desbalanceamento causado pela passagem das pás pela torre.

Portanto, a principal razão para usa-se um rotor com três pás é que, devido à melhor distribuição do peso sobre a área de varredura do rotor, elas são dinamicamente mais estáveis, reduzindo as cargas mecânicas nos componentes da turbina, principalmente, na torre e no conjugado de acionamento<sup>11</sup>.

Conforme pode ser observado nesta seção, as turbinas eólicas modernas possuem eixo horizontal, rotor com três pás, orientadas *upwind*, que é basicamente denominado de conceito dinamarquês, cujos principais componentes da turbina são mostrados na Figura 3-12.

---

<sup>11</sup> O conjugado de acionamento é composto pelo eixo de alta e baixa velocidade, a caixa de engrenagem e o cubo do rotor.

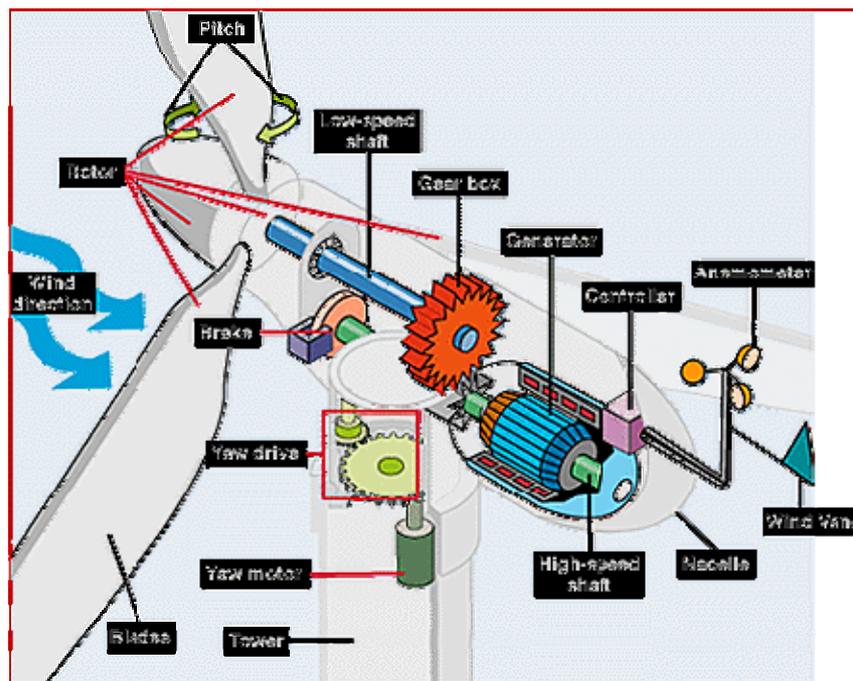


Figura 3-12. Principais componentes de uma turbina eólica moderna [12].

### 3.3.1) Glossário da turbina eólica (Figura 3-12)

**Anemômetro** (*Anemometer*): Mede a velocidade do vento e transmite para o controlador.

**Pás** (*Blades*): O vento incide sobre as pás gerando uma força de sustentação, que irá mover o rotor.

**Freio** (*Brake*): O freio a disco pode ser mecânico, elétrico ou hidráulico, e é utilizado como um sistema auxiliar<sup>12</sup> parar a turbina em condições adversas de operação.

**Controlador** (*Controller*): É utilizado para a partida e/ou desligamento da turbina, através do monitoramento de todas as partes da turbina.

**Caixa de engrenagem** (*Gear Box*): Conecta o eixo de baixa velocidade com o eixo de alta velocidade e aumenta a velocidade rotacional de, aproximadamente, 10-60 rpm para, aproximadamente 1200-1800 rpm, que é a velocidade requerida

<sup>12</sup> O freio principal de turbina eólica é o freio aerodinâmico.

para os geradores assíncronos. Existem configurações que não utilizam caixa de engrenagem, devido à utilização de geradores síncronos que operam em baixa velocidade<sup>13</sup>.

**Gerador (*Generator*):** O gerador mais utilizado para turbinas é o gerador assíncrono, embora algumas turbinas utilizem geradores síncronos.

**Eixo de alta velocidade (*Low-speed shaft*):** Aciona o gerador assíncrono.

**Eixo de baixa velocidade (*High-speed shaft*):** Devido ao TSR das turbinas eólicas, a velocidade de rotação do rotor está na faixa de 10 a 60 rpm.

**Casa de máquinas (*Nacelle*):** Protege todos os componentes da turbina incluindo o conjugado de acionamento, o gerador, mancais e demais acoplamentos (dependem da configuração da turbina).

**Passo (*Pitch*):** Utilizado para limitar a potência<sup>14</sup> de saída para valores do vento acima da velocidade nominal da turbina eólica.

**Rotor (*Rotor*):** As pás e o cubo do rotor<sup>15</sup> são chamados de rotor.

**Torre (*Tower*):** As torres podem ser feitas de aço tubular, de treliças ou de concreto. Como a velocidade do vento aumenta com a altura, as torres são altas para capturar mais energia.

**Medidor de direção do vento (*Wind vane*):** Mede a direção do vento e comunica com o mecanismo de orientação direcional.

**Mecanismo de orientação direcional (*Yaw drive*):** Turbinas *Upwind* operam com o rotor de frente para o vento. O mecanismo de orientação direcional é usado para manter o rotor de frente para o vento quando o vento mudar de direção.

Além dos conceitos mostrados acima, as turbinas eólicas podem ser classificadas quanto à velocidade de rotação do eixo em turbinas de velocidade constante ou variável, e também, através do método de limitação de potência.

---

<sup>13</sup> A questão dos tipos de geradores utilizados em turbinas eólica será abordada no Capítulo 4.

<sup>14</sup> Os métodos de Limitação de potência serão abordados na seção 3.4.

<sup>15</sup> O cubo do rotor conecta as pás ao eixo de baixa velocidade.

Estes conceitos são baseados na região de operação da turbina e são abordados com maiores detalhes na próxima seção.

### 3.4. Modos de Operação de uma Turbina Eólica

Para uma melhor compreensão dos conceitos de velocidade fixa e velocidade variável, bem como os métodos de limitação de potência, as turbinas eólicas são divididas em regiões de operação [13], conforme está demonstrado na Figura 3-13.

A região I ou região de partida determina a velocidade mínima do vento necessário para partir a turbina eólica. Normalmente, as turbinas eólicas são projetadas para partirem com velocidades do vento entre 3-5 m/s. Na região II ou região de operação normal a turbina eólica pode operar em velocidade constante ou velocidade variável, dependendo do tipo de gerador e do sistema de controle utilizado.

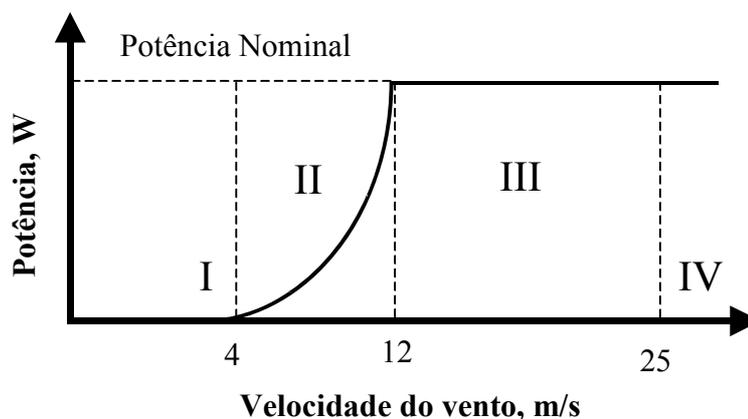


Figura 3-13. Regiões de operação de uma turbina eólica.

A região III, ou região de limitação de potência é utilizada para limitar a potência de saída no valor nominal da turbina eólica para velocidades do vento entre 12-25 m/s. Os principais métodos de limitação de potência são: Perda Aerodinâmica passiva e ativa e a Regulação por passo<sup>16</sup> [2]. A região IV ou região de desligamento da turbina determina a máxima velocidade de operação da turbina

<sup>16</sup> Pitch regulation.

eólica. Não é viável dimensionar todos os componentes da turbina eólica para extrair a potência contida em altas velocidades do vento ( $>25$  m/s), pois o custo desta produção extra de energia será muito alto, visto que altas velocidades de vento acontecem esporadicamente [13][14]. Então, para altas velocidades do vento, a turbina eólica deve ser desligada de modo a não danificar os componentes desta turbina. A velocidade típica de desligamento da turbina eólica é na faixa de 20-25 m/s. A maioria das turbinas eólicas utilizam sistemas de frenagem que pode atuar, mecanicamente, no eixo da turbina, ou aerodinamicamente, no rotor. Por questões de segurança, é requerido por normas que as turbinas eólicas tenham no mínimo dois sistemas de freio. Normalmente, o freio principal é o freio aerodinâmico e o sistema de freio auxiliar é o freio mecânico que atua no eixo de alta velocidade.

### 3.4.1) Operação em velocidade Constante

A maioria das turbinas eólicas, que operam em velocidade constante, utilizam o chamado conceito dinamarquês. Neste conceito, o gerador de indução em gaiola de esquilo é conectado diretamente com a rede elétrica. Conseqüentemente, a velocidade do rotor será quase constante, pois os geradores de indução em gaiola de esquilo (GIGE) possuem um escorregamento entre 1-2%, e será dada pela frequência da rede elétrica e pelo número de pólos do gerador [1][15][17]. A Figura 3-14, mostra a característica<sup>17</sup> de uma turbina eólica, operando na região normal de operação, com velocidade constante. A partir desta característica pode-se observar que existe um único ponto de operação onde a potência de saída é máxima. Ou seja, como o TSR da turbina eólica varia com a velocidade do vento, conforme mostrado por (3.12), este atingira seu valor máximo somente para uma particular velocidade do vento, desde de que a velocidade do rotor seja constante. Portanto, quando se opera em velocidade constante a turbina terá uma perda de eficiência. A dimensão das perdas vai depender do projeto da turbina e da variação da velocidade do vento no local de instalação da turbina eólica [13].

---

<sup>17</sup> A característica de uma turbina eólica na região normal de operação é dada pela equação (3.16)

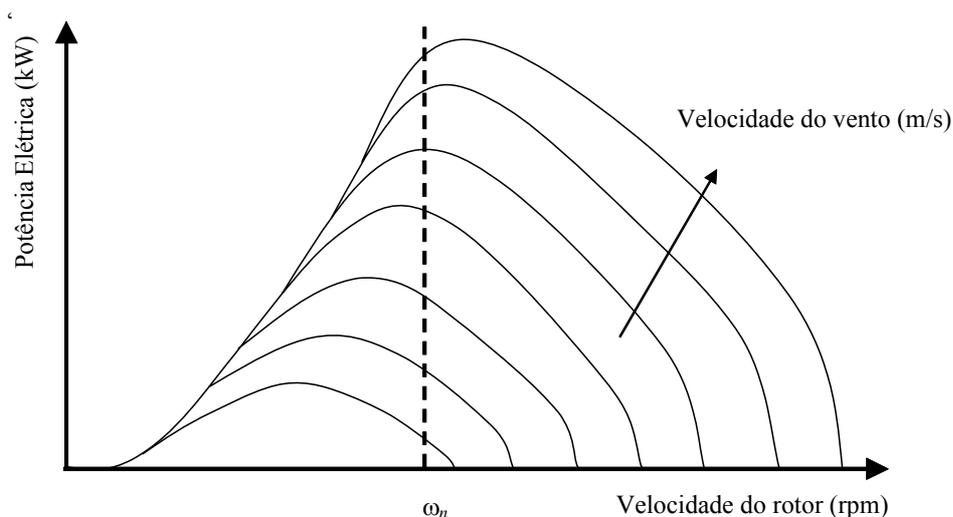


Figura 3-14. Característica de uma turbina eólica operando em velocidade constante [1].

Uma alternativa para aumentar a eficiência desse tipo de configuração é a utilização da operação com duas velocidades [21]. Neste conceito, a turbina eólica é equipada com dois geradores de indução em gaiola de esquilo ou um gerador com chaveamento de pólos, cuja característica é mostrada na Figura 3-15. Onde, pode-se observar que a utilização de um gerador de menor potência ou a troca de pólos para baixas velocidades permite aumentar a eficiência da turbina para baixas velocidades do vento e, conseqüentemente, aumentando a eficiência da turbina eólica. As vantagens da utilização de turbinas de velocidade fixa ou de duas velocidades é a simplicidade do sistema de controle e a utilização do gerador de indução em gaiola de esquilo, que é um gerador barato e robusto. Tanto a simplicidade do sistema de controle quanto a utilização do gerador em gaiola, diminuem o preço da turbina eólica e aumentam a confiabilidade do sistema. Por outro lado, as desvantagens deste conceito são as elevadas cargas nos componentes mecânicos da turbina, principalmente, no conjugado de acionamento, que provoca fadiga nos componentes mecânicos diminuindo o tempo de operação da turbina [2]. Além disso, como não é possível armazenar as turbulências do vento na inércia da turbina, pois a velocidade do eixo é fixa, qualquer variação da velocidade do vento será convertida em variação na potência

de saída da turbina, conseqüentemente, podendo gerar problemas de qualidade de energia no ponto de acoplamento<sup>18</sup> da turbina com a rede elétrica [17].

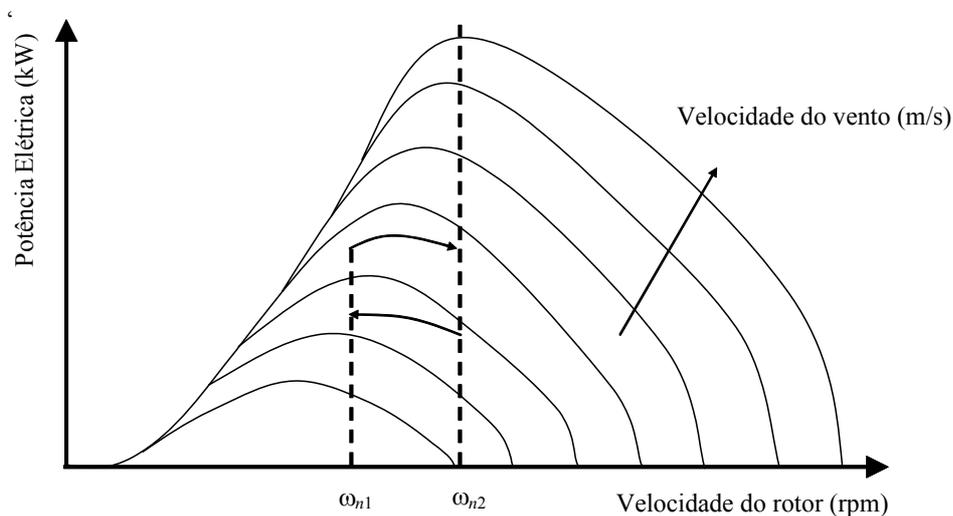


Figura 3-15. Característica de uma turbina eólica operando em duas velocidades [1].

Outra alternativa, para aumentar a eficiência de uma turbina eólica e diminuir as cargas mecânicas, é a operação em velocidade variável, que será abordada na próxima seção.

### 3.4.2) Operação em Velocidade Variável

Para turbinas eólicas de grande porte é desejável desacoplar a velocidade do rotor da frequência da rede, no sentido de manter as cargas mecânicas e a flutuação de potência dentro dos limites. Este desacoplamento pode ser alcançado através da inserção de um conversor de frequência entre a turbina e a rede elétrica, permitindo, assim, o controle da velocidade do gerador [2]. Neste sentido, as flutuações na potência de saída causadas pela variação do vento podem ser parcialmente absorvidas pela mudança de velocidade. Conseqüentemente, as variações de potência e das cargas mecânicas da turbina podem ser reduzidas. A

<sup>18</sup> O local onde é conectada a turbina com a rede é denominado ponto de acoplamento comum.

Figura 3-16, mostra que a idéia da operação em velocidade variável é adaptar continuamente a velocidade de rotação da turbina com a velocidade do vento, de modo a extrair a máxima potência possível.

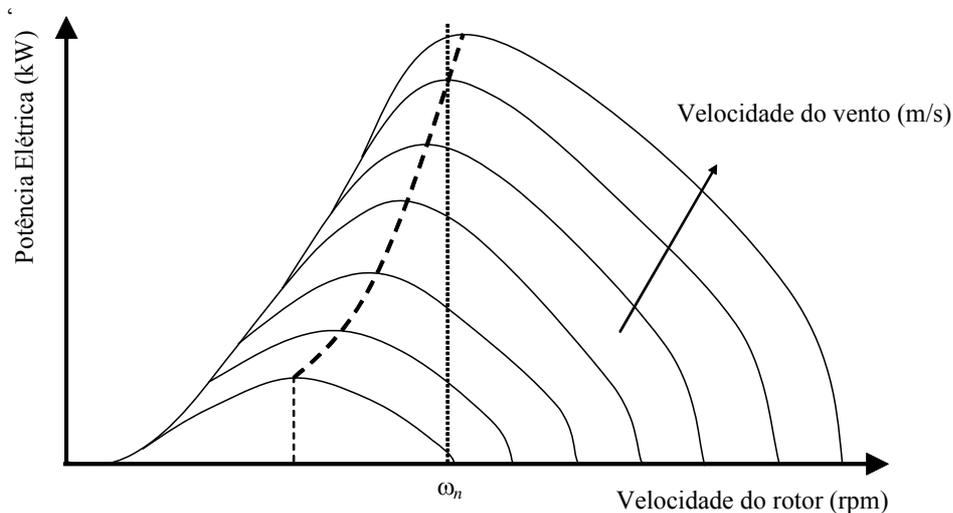


Figura 3-16. Característica de uma turbina eólica operando em velocidade variável [1].

Para extrair a máxima potência de uma turbina eólica deve-se manter o TSR ( $\lambda$ ) constante em seu valor ótimo, ou seja, de acordo com (3.12) se aumentar a velocidade do vento deve-se também aumentar a velocidade de rotação, de modo a manter TSR constante. De acordo com a característica  $C_p(\lambda)$ <sup>19</sup>, se TSR for ótimo,  $C_p$  será máximo, e conseqüentemente a potência de saída também será máxima, conforme pode ser observado através de (3.16). Baseado nesta idéia foram desenvolvidos vários algoritmos de maximização de potência, denominados de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). Os algoritmos de maximização de potência estão fora do escopo deste trabalho, sendo que maiores informações podem ser obtidas em [18][19][20][22][25].

Portanto, a operação em velocidade variável, além de maximizar a eficiência da turbina, também diminui as cargas mecânicas e melhora a qualidade da energia no ponto de acoplamento comum. A desvantagem do conceito de

<sup>19</sup> A característica  $C_p(\lambda)$  é mostrada na Figura 3-5.

velocidade variável é introdução do conversor de frequência, que aumenta o custo e a complexidade da turbina eólica.

Na região normal de operação, o ângulo de passo<sup>20</sup> é mantido, praticamente constante, de modo que o controle tenha com objetivo principal controlar a velocidade para maximizar a eficiência da turbina eólica. Por outro lado, quando a potência de saída atinge seu valor nominal, o objetivo do controle é limitar as cargas nos componentes mecânicos da turbina eólica e manter a potência de saída no seu valor nominal, de modo a evitar uma sobrecarga no gerador. Esta região de operação é denominada de região de limitação de potência, e os principais métodos utilizados para limitar a potência de saída são apresentados na próxima seção.

### **3.5. Métodos de Limitação de Potência.**

Para velocidades do vento acima da velocidade nominal de operação é necessário limitar a potência mecânica da turbina. Esse processo é denominado de limitação aerodinâmica de potência. A limitação de potência pode ser efetuada por meios passivos, isto é, o perfil das pás é projetado, de modo que essa entre em perda aerodinâmica, a partir de uma determinada velocidade do vento, sem necessidade de variação do passo, ou por meios ativos, ou seja, variando o passo das pás [1][15][17]. Teoricamente, seria possível efetuar a limitação de potência desviando a turbina da direção do vento, por intermédio do mecanismo de orientação direcional. Contudo, essa operação dá origem a elevadas cargas aerodinâmicas, que geram problemas de fadiga nos componentes da turbina. Portanto, não sendo utilizada para este propósito [1].

#### **3.5.1) Perda Aerodinâmica Passiva**

No método de perda aerodinâmica passiva, as pás são montadas fixas no rotor, ou seja, não existe nenhum mecanismo para girar as pás em torno do seu próprio eixo. De acordo com a Figura 3-17, isto significa que o ângulo de

---

<sup>20</sup> Ver Figura 3-6.

passo é praticamente constante. Este método utiliza o fato de que o ângulo de ataque ( $\alpha$ ) aumenta com o aumento da velocidade do vento (Figura 3-17). Deste modo, o ângulo de ataque ( $\alpha$ ), onde o fenômeno de perda aerodinâmica ocorre, é alcançado quando a velocidade do vento atinge seu valor nominal. Isto significa que no método de perda aerodinâmica passiva a regulação de potência é auto-induzida pelo vento.

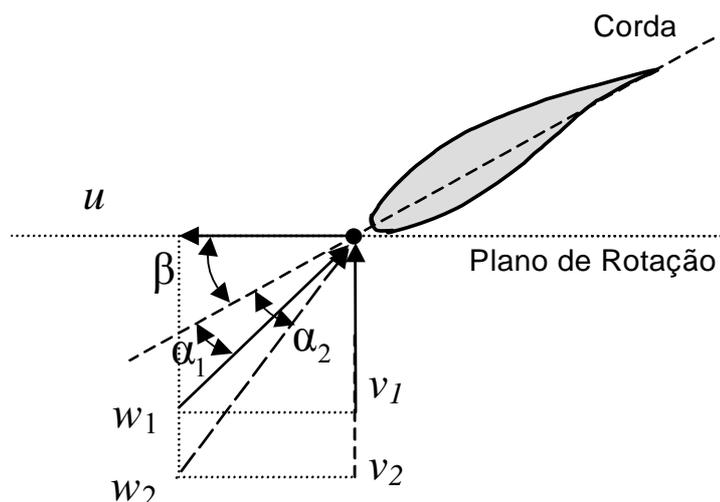


Figura 3-17. Variação do ângulo de ataque( $\alpha$ ) com a velocidade do vento.

Observa-se, a partir da Figura 3-17, que, para o ângulo de ataque aumentar com a velocidade do vento, a velocidade de rotação ( $u$ ) deve ser mantida praticamente constante, independentemente da velocidade do vento. Isto significa que este método é mais propício para turbinas que operam em velocidade constante, ou seja, turbinas que utilizam o conceito dinamarquês. A curva de potência típica para uma turbina, cujo método de limitação de potência é obtido pelo efeito da perda aerodinâmica, é mostrada na Figura 3-18.

A vantagem do método de perda aerodinâmica passiva é a simplicidade do sistema, pois este não possui nenhum sistema de atuação, para limitar a potência de saída da turbina eólica. Por outro lado, a sua implementação necessita de complicados métodos de cálculo aerodinâmico para definir o ângulo de ataque para o qual a pá entra em perda aerodinâmica [1]. Este aspecto é crucial para o desempenho deste método.

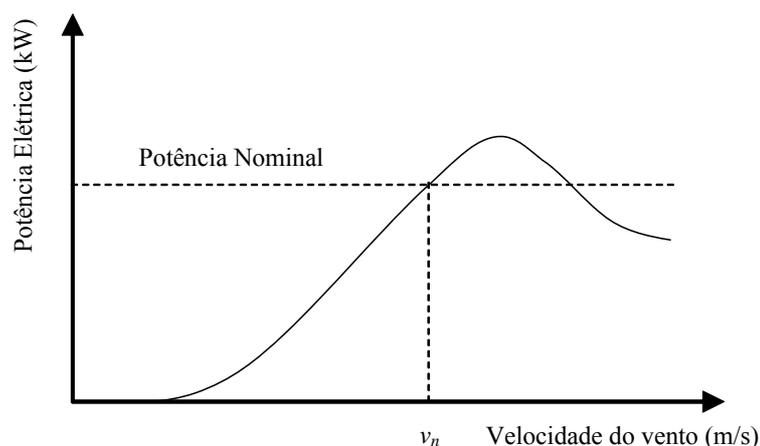


Figura 3-18. Curva de potência para uma turbina com perda aerodinâmica passiva [1].

A desvantagem da regulação por perda aerodinâmica passiva relaciona-se com a incapacidade de estas turbinas auxiliarem nos processos de partida e frenagem [17]. Na partida, quando a velocidade do vento é muito baixa, a turbina de pás fixas e não tem torque inicial suficiente. Torna-se necessário utilizar-se um motor ou o próprio gerador no modo motor, para levar o rotor até à velocidade adequada. No processo de frenagem, não é possível colocar as pás na posição ideal de frenagem, a chamada posição de bandeira, por isto é exigido um sistema complementar de travagem por meios aerodinâmicos, por exemplo, deflexão de *spoilers*<sup>21</sup> [2][23]. Além disto, a regulação por perda aerodinâmica não permite uma regulação fina da potência na região de limitação, o que implica em alguns casos, como uma rajada de vento por exemplo, numa sobrecarga na turbina, conforme pode ser observado na Figura 3-18.

### 3.5.2) Regulação por Passo

Outra maneira de limitar-se a potência mecânica da turbina, para altas velocidades do vento, consiste em permitir a rotação de toda a pá em torno do seu eixo longitudinal; neste caso, diz-se que o controle é feito por variação do

<sup>21</sup> A deflexão de *spoilers* é a dobra das pontas das pás da turbina. Esta técnica é utilizada para a frenagem das turbinas quando a velocidade do vento for maior que 25 m/s.

passo das pás, exatamente porque atua sobre o ângulo de passo  $\beta$ . Se as pás são giradas no sentido de diminuir o ângulo de ataque ( $\alpha$ ), e conseqüentemente, diminuindo as forças aerodinâmicas, este conceito é denominado de regulação por passo. Conforme pode ser observado na Figura 3-19.

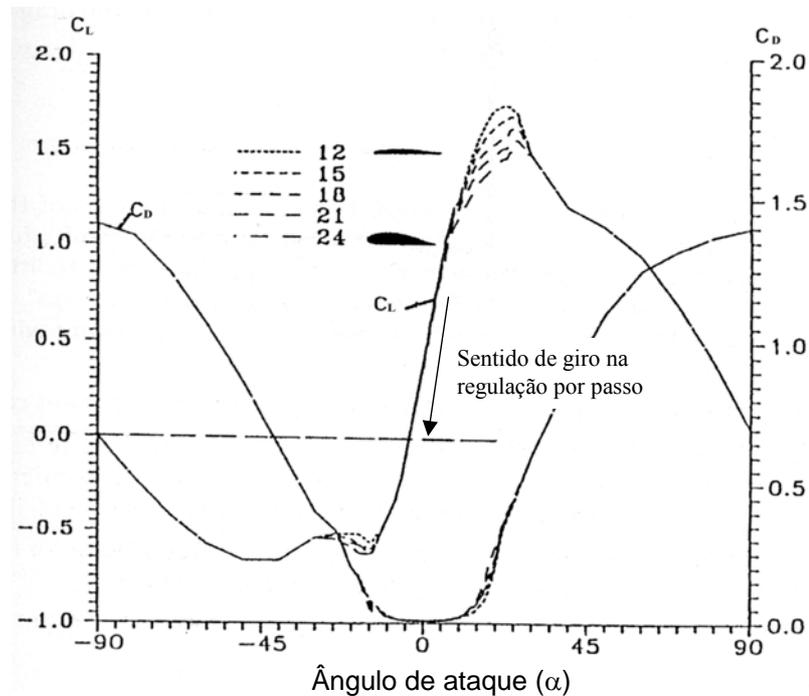


Figura 3-19. Regulação por passo.

Como na regulação por passo é possível girar as pás em torno do próprio eixo, o coeficiente de potência ( $c_p$ ) não será função somente do TSR ( $\lambda$ ), mas também do ângulo de passo ( $\beta$ ) (Figura 3-20).

As vantagens da regulação por passo, quando comparadas com a regulação por perda aerodinâmica passiva, são a regulação mais precisa da potência na região de limitação de potência (Figura 3-21), e o fato do processo de partida ser assistido, isto é, o ângulo de passo pode ser variado, de modo a conseguir uma máxima força aerodinâmica. A frenagem também é melhorada, porque se o passo das pás for tal que  $\phi = 90^\circ$  (posição de bandeira), o rotor move-se lentamente, e o sistema de frenagem aerodinâmica pode ser dispensado [17][23].

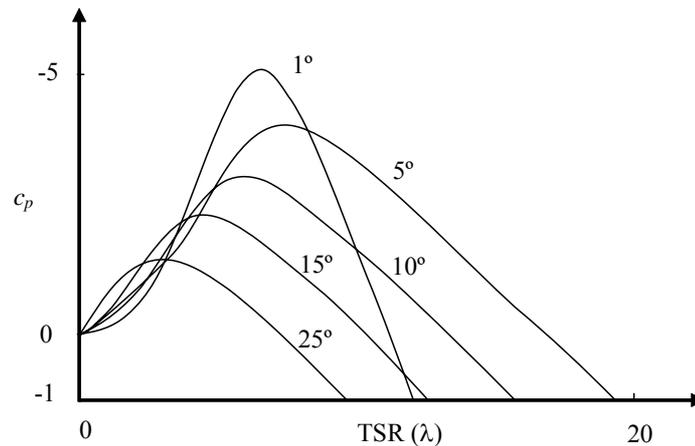


Figura 3-20. Coeficiente de potência para diferentes ângulos de passo.

Normalmente, os atuadores de cada pá são tão independentes quanto possível, de modo a criar redundância para casos de falha de alguns dos atuadores, principalmente em condições adversas, como, por exemplo, uma tempestade [15]. No entanto, o grande acréscimo de complexidade e o correspondente aumento de custo, que esta solução acarreta, são inconvenientes que têm de ser ponderados [1].

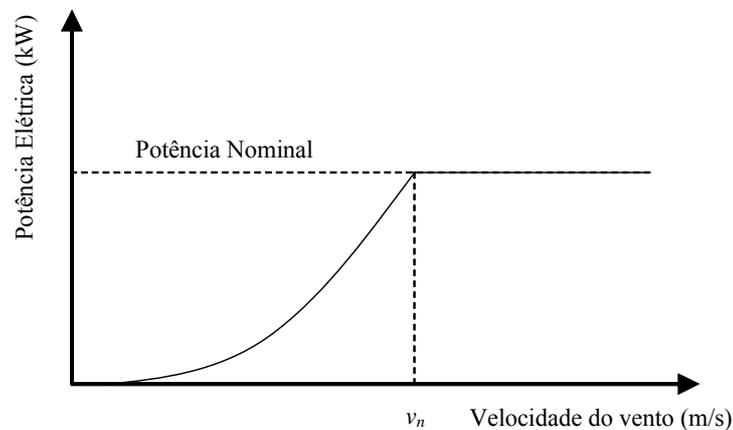


Figura 3-21. Curva de potência para uma turbina com regulação por passo.

### 3.5.3) Perda Aerodinâmica Ativa

Este conceito tem por objetivo combinar as vantagens da regulação por passo com a robustez da regulação por perda aerodinâmica passiva. Para isso,

é requerido um sistema de atuação nas pás de modo a girá-las no sentido de induzir o efeito de perda aerodinâmica, ou seja, aumentar o ângulo de ataque ( $\alpha$ ) e, conseqüentemente, diminuir a força de sustentação e aumentar a força de arrasto (Figura 3-22). As vantagens da regulação por perda aerodinâmica ativa em relação à regulação por passo é que a regulação por passo requer um ângulo de passo maior que a regulação por perda aerodinâmica ativa, para obter a mesma diminuição de potência. Isso significa que, para as mesmas condições de vento, a regulação por passo deve girar as pás mais rapidamente que a regulação por perda aerodinâmica ativa, para obter a mesma regulação de potência. Conseqüentemente, a regulação por passo requer atuadores de maior potência.

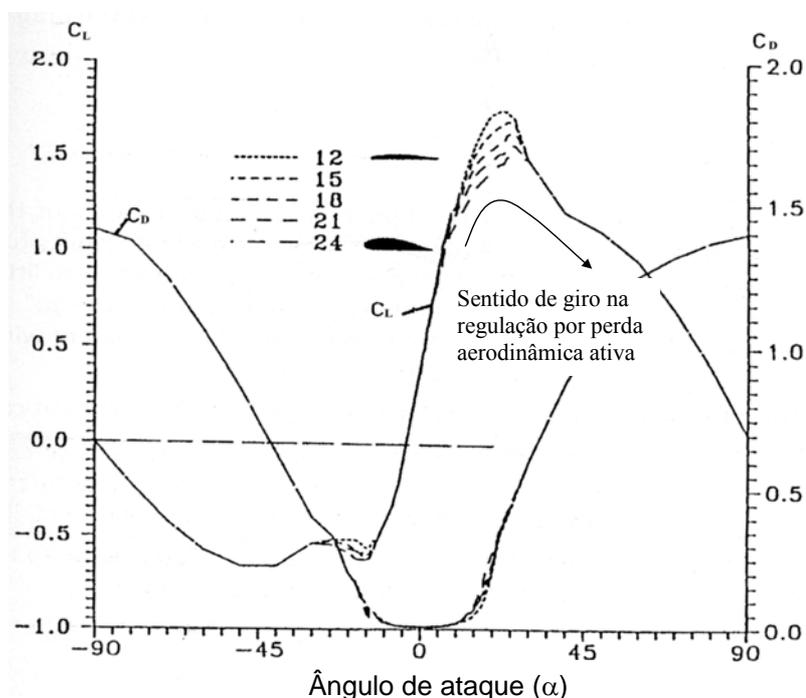


Figura 3-22. Regulação por perda aerodinâmica ativa.

Por outro lado, a desvantagem da perda aerodinâmica ativa é a determinação das cargas que atuam na turbina eólica na faixa de operação de limitação de potência. Isto está relacionado com a dimensão dos componentes mecânicos da turbina. Normalmente, para turbinas que utilizam esta técnica, os componentes mecânicos devem ser sobre dimensionados, conseqüentemente, aumentando o custo da

turbina eólica. Além disso, a precisão do controlador é menor que a da regulação por passo [1].

### 3.6. Sumário

Todos os conceitos mencionados acima são independentes entre cada região de operação. Assim, pode-se criar diferentes configurações de turbinas eólicas, simplesmente, combinando estes conceitos entre si. Conforme pode ser observado na Tabela 3-1.

Normalmente, a operação em velocidade constante ou duas velocidades utilizam um gerador de indução em gaiola de esquilo (GIGE), diretamente acoplado à rede elétrica independente do método de limitação de potência. Enquanto que, a operação em velocidade variável utilizar um gerador de indução com dupla alimentação (GIDA) com caixa de engrenagem ou um gerador síncrono com o eixo do rotor diretamente acoplado ao gerador.

		Velocidade de Operação		
		Velocidade fixa	Duas Velocidades	Velocidade Variável
Limitação de Potência	Perda Aerodinâmica Passiva	GIGE e caixa de engrenagem	GIGE com troca de pólos e caixa de engrenagem	GIDA e caixa de engrenagem ou GS sem caixa de engrenagem
	Perda Aerodinâmica Ativa			
	Regulação por Passo.			

Tabela 3-1. Configurações possíveis de turbinas eólicas utilizando a combinação dos conceitos.

A Tabela 3-2 mostra o desenvolvimento técnico dos fabricantes e a parte do mercado que cada uma das características descritas, nesta seção, ocupa. Pode-se observar que um claro desenvolvimento é a combinação do uso de turbinas *upwind* com três pás, enquanto as outras configurações de rotor desapareceram do mercado. Além disso, pode-se observar que, nos últimos anos, a utilização de turbinas de velocidade variável, limitação da potência por regulação de passo e o

uso de GIDA aumentaram consideravelmente. Os tipos de geradores elétricos mais utilizados nas turbinas eólicas conectadas a rede elétrica e os sistemas de controle associados são tratados com maior detalhe no próximo capítulo.

	Bis1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Número de novas turbinas instaladas por ano WEA															
	134	72	245	257	386	516	716	901	712	724	895	1530	1385	1974	2264
Número de pás															
2-pás	40%	21%	11%	16%	9%	9%	7%	3%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3-pás	58%	75%	88%	82%	90%	90%	92%	97%	98%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
4-pás	2%	0%	1%	3%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Posição do rotor															
Vertical	7%	18%	8%	5%	4%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Horizontal	93%	82%	92%	95%	96%	98%	98%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Método de limitação de potência															
Stall	51%	40%	51%	57%	62%	70%	64%	62%	62%	49%	45%	41%	37%	31%	19%
Pitch	49%	60%	49%	43%	38%	30%	36%	38%	38%	51%	55%	59%	63%	69%	81%
Tipos de geradores															
GIGE	63%	50%	74%	72%	70%	81%	72%	66%	63%	52%	49%	51%	46%	38%	24%
GIDE	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	8%	15%	25%	34%	42%
GSRB	37%	50%	26%	28%	30%	19%	28%	34%	37%	46%	43%	34%	29%	29%	35%
Velocidade do rotor															
Constante	55%	36%	64%	65%	66%	75%	67%	63%	62%	51%	48%	50%	43%	34%	0%
Variável	45%	64%	36%	35%	34%	25%	33%	37%	38%	49%	52%	50%	57%	66%	100%

Tabela 3-2. Características das Turbinas eólicas em relação ao n° de turbinas instaladas por ano [9].

## Bibliografia

- [1] Gasch, R.; Twele, J. Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation. Solarpraxis AG, 2002.
- [2] Burton, T., Sharpe, D. Wind Energy Handbook. John Wiley and Son, LTD. 2001.
- [3] Jasen, W.A.M.; Smulders, P.T. Rotor Design for Horizontal Axis windmills. S.W.D, Netherlands, 1977.
- [4] Hansen, M.O.L. Basic Rotor Aerodynamics applied to Wind Turbines. Department of Energy Engineering Fluid Mechanics, Technical University of Denmark, January 1998.
- [5] Park, J “ The Wind Power Book”, Cheshire Books, Palo Alto, California, 1981.
- [6] Leithead, W.E.; Salle, S.; Reardon, D. “Role and objectives of control for wind turbines “ Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C, Volume: 138 Issue: 2, pp: 135-148, March 1991.
- [7] Krohn, Soren. Wind Turbines: Horizontal or Vertical Axis Machines. Danish Wind Industry Association  
<http://www.windpower.org/en/tour/design/horver.htm>
- [8] Krohn, Soren. Wind Turbines: Upwind or Downwind Machines. Danish Wind Industry Association

- <http://www.windpower.org/en/tour/design/updown.htm>
- [9] Enßlin, C; Hahn, B. Wind Energy Report Germany 2003. ISET
- [10] Krohn, Soren. Wind Turbines: How many blades. Danish Wind Industry Association  
<http://www.windpower.org/en/tour/design/concepts.htm>
- [11] Castro, R M.G. Introdução a Energia Eólica. Universidade Técnica de Lisboa. Janeiro de 2003
- [12] How Wind Turbines Work. U.S. Department of Energy.  
[http://www.eere.energy.gov/windandhydro/wind\\_how.html](http://www.eere.energy.gov/windandhydro/wind_how.html)
- [13] Novak, P. On The Modelling and Partial-Load Control of Variable-Speed Wind Turbines. Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, August 1995.
- [14] Weigand, C.H., Lauw, H.K. and Marckx, D.A. Variable-Speed Generation Subsystem Using the Doubly Fed Generator. NREL, April 1999.
- [15] Hoffman, R. A comparison of control concepts for wind turbines in terms of energy captures. Dissertation, January 2002.
- [16] Petersson, A. Analysis, Modeling and Control of Doubly Fed Induction Generators for Wind Turbines. Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2003.
- [17] Heier, S. Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems.
- [18] M. G. Simões, B. K. Bose and R. J. Spiegel, Fuzzy Logic Based Intelligent Control of a variable Speed Cage Machine Wind Generation System. IEEE Transactions on power electronics, Vol. 12, N°. 1, pp. 87-95, January 1997.
- [19] Nakamura, T.; Morimoto, S.; Sanada, M.; Takeda, Y. Optimum control of IPMSG for wind generation system. Presented at Power Conversion Conference, 2002. PCC-Osaka 2002. Proceedings of the, Volume: 3, 2002, Page(s): 1435 –1440 vol.3.
- [20] Spée et al. Performance Optimization Controller and Control Method for Doubly-Fed Machines. United States Patent. N° 5,798,631. Aug. 25 1998.
- [21] Muljadi, E.; Butterfield, C.P. and Handman, D. “ Dual-Speed Wind Turbine Generation.” NREL, June 1996.
- [22] Wertheim et al. Wind Turbine Maximum Power Tracking Device. United States Patent. N° 4,525,633. Jun 25, 1985.
- [23] Castro, R. M. G. Introdução a Energia Eólica. Universidade Técnica de Lisboa. Janeiro de 2003.
- [25] Maques, J.; Pinheiro, H.; Pinheiro, J.; Gründling, H.; Hey. H. “Survey on Variable Speed Wind Turbine System. COBEP, 2003.

# Capítulo 4

## TIPOS DE GERADORES E SISTEMAS DE CONTROLE

---

### 4.1. Introdução

Nesta seção são apresentados os principais tipos de geradores elétricos e sistemas de controle, normalmente, utilizados em turbinas eólicas conectadas a rede elétrica, bem como as características destes sistemas. Os principais tipos de geradores são: (i) o GIGE; (ii) o GIDA; e (iii) o gerador síncrono com rotor bobinado (GSRB).

### 4.2. Gerador de Indução em Gaiola de Esquilo (GIGE)

A utilização do GIGE, conectado diretamente á rede elétrica (conceito Dinamarquês), é o conceito mais comum usado em turbinas eólicas conectadas à rede elétrica. As principais razões são o baixo custo e a robustez do GIGE [1]. Uma evolução do conceito dinamarquês é a operação em duas velocidades. Na operação em duas velocidades, para uma faixa de potência de 30 a 450 kW as turbinas eólicas são equipadas com dois GIGE, enquanto que para turbinas eólicas na faixa de 2 MW é mais comum a utilização do GIGE com troca de pólos [4]. O sistema de geração eólica com um GIGE é mostrado na Figura 4-1. Onde, o bando de capacitores AC é utilizado para a compensação do fator de potência do GIGE. Normalmente, o fator de potência é compensado em toda faixa de operação e o comutação dos capacitores é feito em função da média da

potência reativa medida em um certo período [3,5]. O sistema de supervisão é utilizado para proteger a turbina eólica, principalmente, quando há uma falta na rede elétrica. E os *Spoilers* são utilizados para proteger a turbina eólica contra sobre-velocidade.

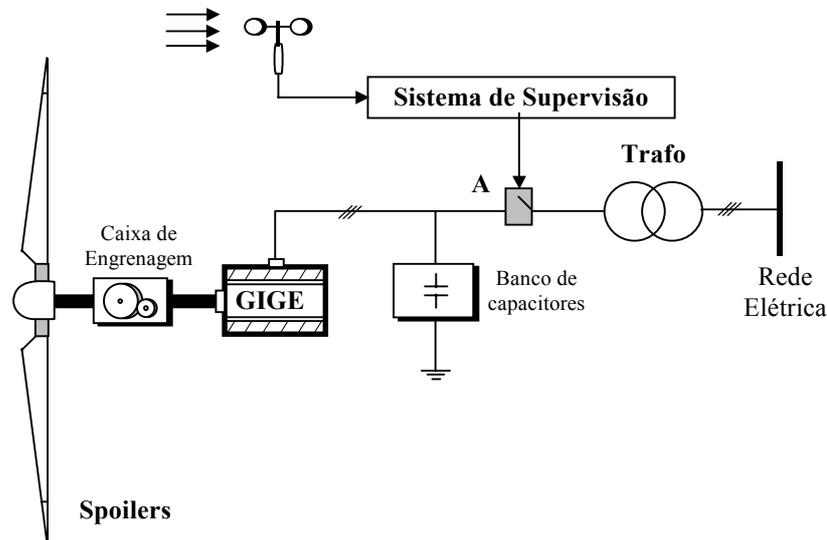


Figura 4-1. Sistema de geração eólica com GIGE.

A operação da turbina eólica em duas velocidades é mostrada na Figura 4-2, através da característica torque-velocidade. Esse sistema parte com o gerador de menor velocidade (gerador 1), operando no modo motor, ou seja, consumindo potência da rede elétrica. Quando a velocidade do vento aumentar, até que a velocidade do rotor passe da velocidade síncrona, o gerador 1 passa para o modo gerador, e, conseqüentemente, a turbina eólica começa a enviar potência para a rede elétrica. Se a velocidade do vento continuar aumentando até que o gerador 1 alcance sua máxima potência, o gerador 1 é desligado. Caso a velocidade do vento continue aumentando, a energia do vento continuará aumentando a velocidade do rotor e a energia do vento é completamente convertida em energia cinética e será armazenada na inércia do rotor. Quando a velocidade do rotor alcançar a velocidade síncrona do gerador de maior velocidade (gerador 2), este será conectado a rede elétrica e a turbina eólica passa a gerar energia novamente. Portanto, a transição de um gerador para o outro não é instantânea e, nesta região de transição, a turbina eólica não fornece energia para a

rede elétrica [6]. Uma diferença entre a configuração com dois geradores e a com mudança de pólos está na partida. Na configuração com dois geradores, o gerador de menor velocidade é projetado para uma potência em torno de 20 % da potência nominal da turbina. Dessa forma, a corrente de partida da turbina será, aproximadamente, de 4 a 8 vezes a corrente nominal do gerador de menor velocidade. Sendo assim, a corrente de partida será, aproximadamente, a corrente nominal do gerador de maior velocidade. Portanto, nessa configuração não é necessário um sistema de partida suave para limitar a corrente de partida da turbina eólica [2]. Por outro lado, para o caso da troca de pólos, como a potência do gerador não muda entre a operação de baixa velocidade para alta velocidade, a corrente de partida será aproximadamente de 4 a 8 vezes a corrente nominal da turbina. Dessa forma, um circuito de partida suave é necessário para a conexão e a desconexão da turbina eólica com a rede elétrica [7].

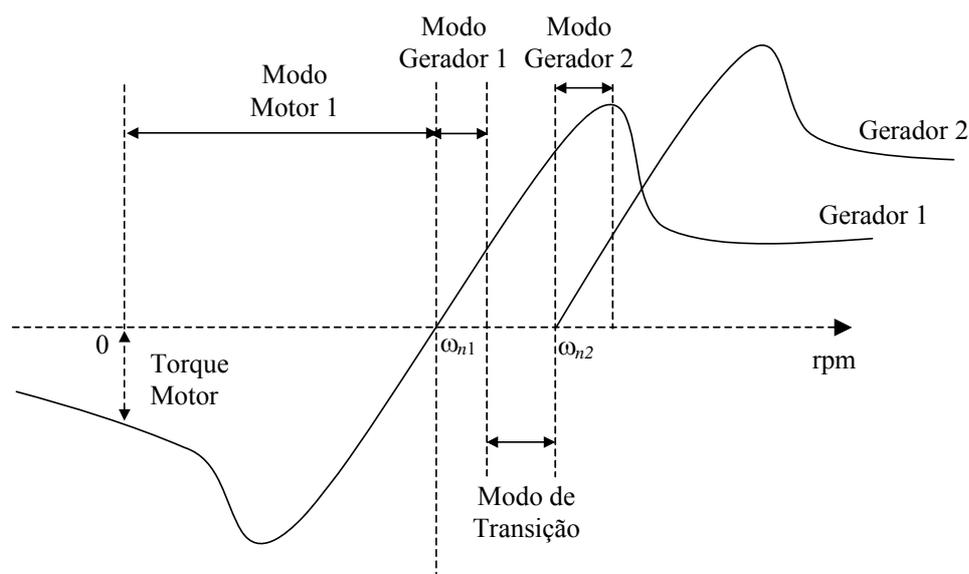


Figura 4-2. Característica torque x velocidade do rotor para operação em duas velocidades.

As vantagens do conceito dinamarquês, operando em duas velocidades, são a simplicidade, o baixo custo e a robustez. As desvantagens são as elevadas cargas dos componentes mecânicos, especialmente, na caixa de engrenagem e no rotor durante a troca de geradores ou mudança de pólos. Além disso, a energia capturada pela turbina eólica, operando em duas velocidades, é,

normalmente, menor que a energia capturada por uma turbina eólica de velocidade variável, conforme mostrado no Capítulo 3.

Os fabricantes que produzem turbinas eólicas com GIGE, operando em duas velocidades, são NEG Micon, AN Bônus, Repower, Fuhrländer e a Nordex AG [11].

### **4.3. Gerador Síncrono com rotor Bobinado (GSRB).**

O gerador síncronos de pólos salientes e rotor bobinado é bastante adequado para aplicações em turbinas eólicas conectadas á rede elétrica, devido a possibilidade de ser construído com elevado número de pólos e alta potência [2,14]. Desta forma, permitindo a conexão direta do rotor da turbina eólica ao gerador. Para operação em turbinas eólicas é preferível que o GSRB seja alimentado através de um conversor de potência, projetado para a potência nominal da turbina eólica, conforme mostrado na Figura 4-3. Esse sistema permite a operação da turbina eólica em velocidade variável. Além disso, irá atuar com um armazenador das flutuações de potência, gerada pelas variações na velocidade do vento, e, também, para os transientes oriundos da rede elétrica. Normalmente, na Figura 4-3, o circuito de excitação controla o torque eletromagnético do gerador, enquanto o inversor controla a potência ativa e reativa enviadas pelo sistema á rede elétrica. A potência do circuito de excitação é na faixa de 0.5% da potência nominal do gerador [10].

As vantagens do conceito de turbina eólica com GSRB são: (i) a operação em velocidade variável numa faixa de velocidade maior ( $0.5-1.1\omega_n^{22}$ ). Conseqüentemente, a capacidade de armazenar energia cinética na massa girante é utilizada para uma faixa maior de operação, e, deste modo a energia produzida pode ser mais bem explorada; (ii) a eliminação da caixa de engrenagem diminui os custos e as perdas do conjugado de acionamento; e (iii) conexão com a rede

---

<sup>22</sup>  $\omega_n$  é a velocidade nominal do gerador.

elétrica é mais suave, pois o conversor de potência desacopla a turbina eólica da rede elétrica. Conseqüentemente, permitindo que as perturbações na turbina não sejam completamente transferidas para a rede elétrica e, por outro lado, que as perturbações na rede elétrica não sejam completamente transferidas para a turbina eólica.

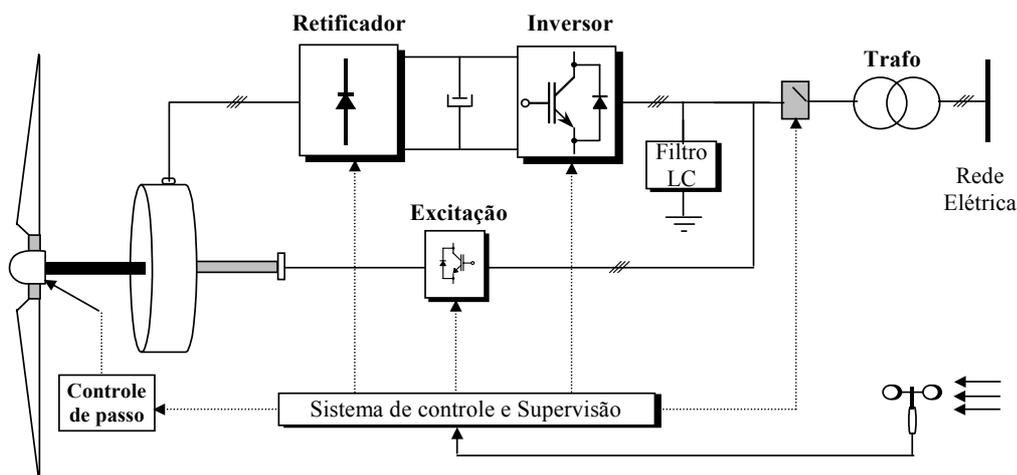


Figura 4-3. Sistema de geração eólica com GSRB.

As desvantagens deste conceito são: (i) para incorporar um elevado número de pólos é necessário um grande diâmetro do gerador, que resulta em um gerador de elevado peso. Isso é uma desvantagem, visto que o gerador é colocado no topo da torre; (ii) a necessidade de conversor adicional para a excitação do gerador; (iii) Alto custo do gerador e do conversor de potência.

Atualmente, o principal fabricante que produz turbinas eólicas com GSRB é a Enercon [11].

#### 4.4. Gerador Indução com Dupla Alimentação (GIDA)

O GIDA vem sendo, amplamente, utilizado em turbinas eólicas conectadas a rede elétrica, principalmente por permitir a operação em velocidade variável através da inserção de um conversor de potência no circuito rotórico. A razão para se introduzir um conversor no circuito rotórico é a reduzida potência

deste conversor, tipicamente  $\frac{1}{4}$  da potência nominal do gerador [13]. Isso é devido ao fato do conversor controlar apenas a potência de escorregamento do rotor, ou seja, a potência do conversor depende diretamente da faixa de variação da velocidade do rotor com relação a velocidade síncrona do gerador e da potência reativa necessária para magnetizar o gerador [12]. Normalmente, para uma faixa de variação de velocidade é de aproximadamente 10% é necessário um conversor com 30% da potência nominal do gerador, para controlar a potência ativa e reativa, fornecida pela turbina eólica à rede elétrica [14]. O sistema de geração eólica com GIDA é mostrado na Figura 4-4.

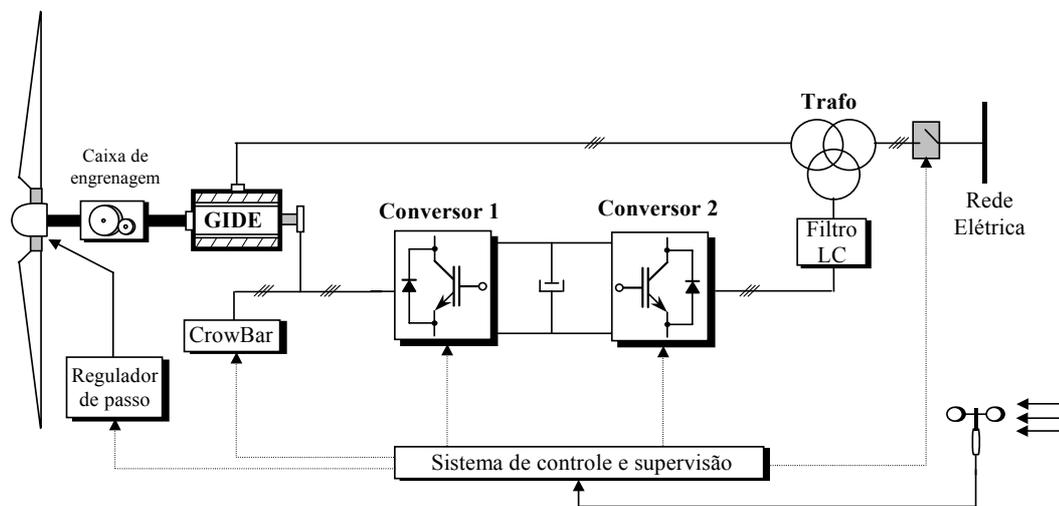


Figura 4-4. Sistema de geração eólica com GIDA.

Geralmente, o conversor 1 controla a potência ativa e reativa do circuito estático, enquanto o conversor 2 regula o barramento CC e controla o fator de potência entre o circuito rotórico e a rede elétrica [14]. Além disso, se o gerador é rapidamente desconectado da rede elétrica, por exemplo, quando acontece uma falta, uma elevada corrente ocorrerá no circuito estático e estas irão induzir altas tensões no circuito rotórico [2]. Para prevenir isso, um circuito de proteção contra sobre-tensão deve ser colocado, no rotor. Este circuito é denominado *crowbar*.

As principais vantagens das turbinas eólicas com GIDA são: (i) reduzida potência dos conversores de potência do circuito rotórico,

conseqüentemente diminuindo o custo do sistema; (ii) alta eficiência do sistema, devido à diminuição das perdas do conversor [13]. Por outro lado, as desvantagens deste sistema são: a necessidade de uma manutenção periódica, devido à utilização de escovas no circuito rotórico; (ii) a operação deste sistema é dependente das características da rede, devido à conexão direta do estator á rede elétrica; (iii) a necessidade da caixa de engrenagem.

Atualmente, os principais fabricantes que produzem turbinas eólicas com GIDA são a Vestas, DeWind, GE Wind Energy, Fuhrläder, Nordex AG, Pfleiderer, Repower e NEG Micon. Principalmente para potência acima de 1.5 MW.

## 4.5. Sumário

Os três principais conceitos para turbinas eólicas são: o conceito com o GIGE operando em duas velocidades; o conceito do GSRB sem caixa de engrenagem e o conceito com o GIDA. Ainda não se tem uma resposta sobre qual destes conceitos é o melhor para aplicação em turbinas eólicas conectadas a rede elétrica, pois cada um tem suas vantagens e desvantagens. Uma tendência clara é que, para turbinas eólicas com potência acima de 2 MW, o conceito do GIGE tende a não ser mais utilizado. Além disso, para potências acima de 1.5 MW, a maioria dos fabricantes utiliza o GIDA. Devido a este fato, surge um grande interesse por este conceito e o restante deste trabalho aborda o controle do GIDA aplicado em turbinas eólicas. Normalmente, para o controle do GIDA são utilizados controladores vetoriais, conforme é tratado, com maiores detalhes, nos próximos capítulos.

## Bibliografia

- [1] Carlin, P.; Laxson, A.; Muljadi, E. The History and State of the Art of Variable-Speed Wind Turbine Technology. National Renewable Energy Laboratory, Feb. 2001.
- [2] Heier, S. Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems. John Wiley & Sons. 1998.
- [3] Hansen, L et al. Conceptual survey of Generator and Power Electronics for

Wind Turbines. Riso National Laboratory. Dec. 2001.

- [4] Gasch, R.; Twele, J. Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation. Solarpraxis AG, 2002.
- [5] Ezzeldin S. A.; Wilson X. Control Design and Dynamic Performance Analysis of a Wind Turbine-Induction Generator Unit. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 15, No 1, Mar. 2000.
- [6] Muljadi, E.; Butterfield, C.; Handman, D. Dual-Speed Wind Turbine Generation. National Renewable Energy Laboratory. Oct. 1996.
- [7] Zenginobuz, G.; Çadircı, I.; Ermis, M.; Barlak, B. Soft Starting of Large Induction Motors at Constant Current With Minimized Starting Torque Pulsations. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 37, No. 5, Sep./Oct. 2001.
- [8] Muljadi, E.; Butterfield, C. Dynamic Simulation of Dual-Speed Wind Turbine Generation. National Renewable Energy Laboratory. Sep. 1996.
- [9] Nicolas, C.; Iglesias, M. Guidelines for Design and Control of Electrical Generator Systems for new Grid connected Wind Turbine Generators. IEEE 2002.
- [10] Jahns, T.; De Doncker, R. Control of Electrical Generators. The Control Handbook, IEEE Press.
- [11] Wind Energy 2003. German Wind Energy Association.
- [12] Niiranen, J. Voltage dip ride through of a doubly-fed generator equipped with an active crowbar. Nordic Wind Power Conference, March 2004.
- [13] Müller, S.; Deicke, M.; De Doncker, R. Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbine. IEEE Industry Application Magazine. May/June 2002.
- [14] - Maques, J.; Pinheiro, H.; Pinheiro, J.; Gründling, H.; Hey, H. "Survey on Variable Speed Wind Turbine System. COBEP, 2003.

# Capítulo 5

## MODELO DO GERADOR DE INDUÇÃO COM DUPLA ALIMENTAÇÃO

---

### 5.1. Introdução

Para o projeto do controlador vetorial, do gerador de indução trifásico com dupla alimentação (GIDA), é necessário obter um modelo matemático que descreva o comportamento dinâmico do GIDA. O modelo que é apresentado nesta seção está representado em eixo síncrono  $qd0$ . Para obter este modelo, será utilizada a transformação linear ortogonal  $qd0$ , a partir do modelo em eixos estacionários  $abc$ . Para facilitar a análise e o projeto dos controladores, o modelo no referencial genérico é apresentado, pois, a partir deste, é possível obter o modelo no referencial do fluxo estatórico, que é, freqüentemente, utilizado no projeto de controladores vetoriais para GIDA [2].

### 5.2. Histórico

Em 1920, R. H. Park introduziu uma nova abordagem para a análise de máquinas elétricas. Ele referiu as variáveis estatóricas de uma máquina síncrona para um referencial fixado no rotor. Esta transformação ou troca de variável eliminou a variação das indutâncias com o tempo nas equações das tensões da máquina síncrona, que ocorrem devido ao movimento relativo dos circuitos elétricos e a variação da relutância magnética.

Em 1930, H. C. Stanley empregou uma troca de variáveis na análise da máquina de indução. Ele mostrou que a variação das indutâncias com o tempo nas equações da tensão da máquina de indução, devido ao movimento relativo dos circuitos elétricos, podem ser eliminadas, pela transformação das variáveis rotóricas para um referencial fixado no estator.

G. Kron introduziu uma troca de variáveis, que eliminou a variação das indutâncias com o tempo em uma máquina de indução simétrica, através da transformação de ambas as variáveis estatóricas e rotóricas, para um referencial girante em sincronismo com o campo magnético girante.

D. S. Brereton empregou uma troca de variáveis que também eliminou a variação das indutâncias com o tempo, para uma máquina de indução simétrica, transformando as variáveis estatóricas para um referencial fixado no rotor.

Em 1965, foi observado que, todas as transformações ou troca de variáveis conhecidas para a análise da máquina de indução estão contidas em uma transformação geral. Esta transformação geral elimina a variação das indutâncias com o tempo pela transformação das variáveis estatóricas e rotóricas para um referencial que pode girar em qualquer velocidade ou permanecer estacionário. A transformação geral é conhecida como transformação para um referencial genérico. A partir desta, é possível obter qualquer uma das transformações mencionadas acima, simplesmente, fixando a velocidade de rotação de referencial [1].

### **5.3. Modelo do Gerador de Indução com Dupla Alimentação em $qd0$**

Nesta seção, uma transformação linear ortogonal que transforma as variáveis do estator e do rotor de  $abc$  para  $qd0$ , no referencial genérico, é apresentada, bem como as equações das tensões, da potência ativa e reativa, do fluxo e do torque eletromagnético em função das variáveis em  $qd0$  que,

normalmente, são as variáveis utilizadas para analisar o comportamento do GIDA. A partir das equações das tensões, dos fluxos, das potências e do torque em  $qd0$ , representadas num referencial genérico serão obtidas as equações das tensões, dos fluxos, das potências ativas e reativas e do torque no referencial do fluxo estático.

Para obter-se o modelo matemático em  $qd0$ , que descreve o comportamento dinâmico do GIDA no referencial genérico, as seguintes hipóteses devem ser consideradas [1][3]:

- (i) Os três enrolamentos estáticos são iguais entre si e distribuídos senoidalmente;
- (ii) Os três enrolamentos rotóricos são iguais entre si e distribuídos senoidalmente;
- (iii) Os ângulos elétricos entre os enrolamentos são iguais, tanto no estator quanto no rotor;
- (iv) O entreferro é considerado constante;
- (v) O circuito magnético é considerado ideal, ou seja, não existe saturação;
- (vi) A distribuição da densidade de fluxo magnético no entreferro é radial e senoidal;
- (vii) Não serão consideradas perdas magnéticas.

### 5.3.1 Transformações Lineares Ortogonais

Embora seja possível utilizar uma transformação linear ortogonal para transformar, tanto as variáveis rotóricas quanto as estáticas para um referencial genérico, por questão de simplicidade, é preferível utilizar uma transformação para as variáveis do estator, e outra para as variáveis do rotor.

A transformação linear ortogonal que transforma as variáveis estáticas para um referencial genérico é dada por:

$$\mathbf{f}_{qd0s} = \mathbf{K}_s \mathbf{f}_{abcs} \quad (5.1)$$

$$(\mathbf{f}_{qd0s})^T = [f_{qs} \ f_{ds} \ f_{0s}] \quad (5.2)$$

$$(\mathbf{f}_{abcs})^T = [f_{as} \ f_{bs} \ f_{cs}] \quad (5.3)$$

$$\mathbf{K}_s = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \sin \theta & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

$$\theta = \int_0^t \omega(\xi) d\xi + \theta(0). \quad (5.5)$$

onde,  $\mathbf{f}_{qd0s}$  e  $\mathbf{f}_{abcs}$  podem representar tanto as tensões, como as correntes ou os fluxos em eixos síncronos  $qd0$  e em eixos estacionários  $abc$ , os quais são descritos em (5.2) e (5.3), respectivamente;  $\mathbf{K}_s$  é a matriz de transformação de  $abc$  para  $qd0$ ;  $\theta$  é o deslocamento angular;  $\omega$  a velocidade do referencial; e o subscrito  $s$  representa que a variável, ou a transformação é associada ao circuito estacionário ou estatórico.

Embora a transformação para um referencial genérico seja uma troca de variáveis e não necessite de uma conotação física, é conveniente visualizar as equações de transformação como uma relação trigonométrica entre as variáveis em  $qd0$  e  $abc$ , como mostra a Figura 5-1.

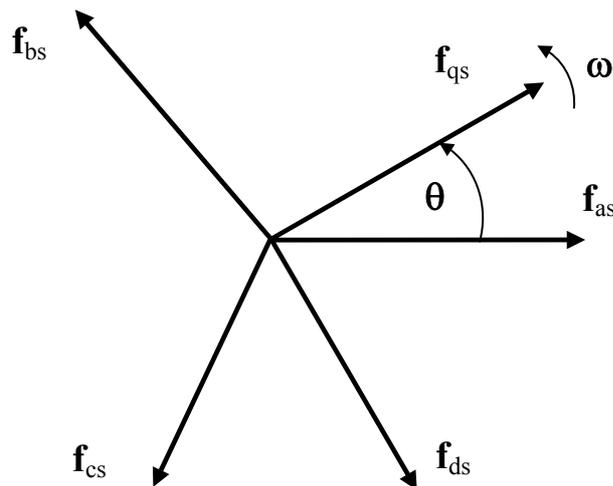


Figura 5-1 – Representação Trigonométrica da Transformação para o circuito estacionário .

As equações de transformação podem ser analisadas como: as variáveis  $\mathbf{f}_{qs}$  e  $\mathbf{f}_{ds}$ , sendo ortogonais e girando a uma velocidade angular  $\omega$  e as variáveis  $\mathbf{f}_{as}$ ,  $\mathbf{f}_{bs}$  e  $\mathbf{f}_{cs}$ , como sendo defasadas de  $120^\circ$  elétricos e estacionárias, é importante notar que a variável  $0_s$ , não está associada com o referencial genérico, pois, apesar de estar relacionada aritmeticamente com as variáveis em  $abc$ , esta variável é independente de  $\theta$ . A representação das transformações como mostrado na Figura 5-1 é conveniente, quando aplicada na análise de máquinas AC, onde as direções de  $\mathbf{f}_{as}$ ,  $\mathbf{f}_{bs}$  e  $\mathbf{f}_{cs}$  podem ser imaginadas com as direções dos eixos magnéticos dos enrolamentos estatóricos e  $\mathbf{f}_{qs}$  e  $\mathbf{f}_{ds}$  imaginados com as direções dos eixos magnéticos do “novo” enrolamento criado pela troca de variáveis.

Para a análise completa do GIDA, além da transformação para as variáveis estacionárias, é necessário obter uma transformação para as variáveis associadas com os enrolamentos do rotor. A transformação linear ortogonal que transforma as variáveis rotóricas de  $abc$  para um referencial genérico em  $qd0$  é dada por:

$$\mathbf{f}_{qd0r} = \mathbf{K}_r \mathbf{f}_{abcr} \quad (5.6)$$

onde,  $\mathbf{f}_{qd0r}$  e  $\mathbf{f}_{abcr}$  podem representar tanto as tensões, como as correntes ou os fluxos em eixos síncronos  $qd0$  e em eixos estacionários  $abc$ , descritos por (5.7) e (5.8), respectivamente;  $\mathbf{K}_r$  é a matriz de transformação de  $abc$  para  $qd0$ ;  $\beta_r$  é o deslocamento angular; e o subscrito  $r$  representa que a variável, ou a transformação é associada com o circuito rotórico.

$$(\mathbf{f}_{qd0r})^T = [f_{qr} \ f_{dr} \ f_{0r}] \quad (5.7)$$

$$(\mathbf{f}_{abcr})^T = [f_{ar} \ f_{br} \ f_{cr}] \quad (5.8)$$

$$\mathbf{K}_r = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \beta_r & \cos(\beta_r - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\beta_r + \frac{2\pi}{3}) \\ \sin \beta_r & \sin(\beta_r - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\beta_r + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

$$\beta_r = \theta - \theta_r, \quad (5.10)$$

onde o deslocamento angular  $\theta$  foi definido pela equação (5.5) e  $\theta_r$  é definido como:

$$\theta_r = \int_0^t \omega_r(\xi) d\xi + \theta_r(0). \quad (5.11)$$

sendo,  $\omega_r$  a velocidade angular elétrica do circuito rotórico.

A equação (5.9) também pode ser representada como uma relação trigonométrica entre as variáveis em  $qd0$  e  $abc$ , conforme mostra a Figura 5-2.

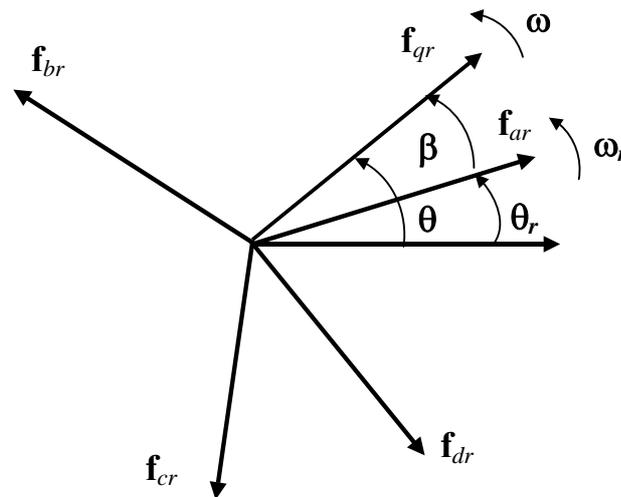


Figura 5-2 - Representação Trigonômica da Transformação para o circuito rotórico.

Através da análise do referencial genérico, pode-se observar que este pode girar a uma velocidade constante, ou uma velocidade variável ou permanecer estacionário, dependendo do valor dado a  $\omega$ . A conotação de genérico se origina do fato de que a velocidade da transformação não é especificada e pode ser selecionada arbitrariamente para facilitar a interpretação do funcionamento da máquina ou mesmo o projeto do controlador. A transformação pode ser aplicada a variáveis com qualquer forma de onda e seqüência temporal. Entretanto as matrizes de transformação dadas pelas equações (5.4) e (5.9) é apropriada para uma seqüência  $abc$  [1]. Além disso, outra observação importante é que a transformação para as variáveis do circuito rotórico dada pela equação (5.9) é a mesma utilizada para o circuito estático dada pela equação (5.4), sendo  $\beta_r$

usado como o deslocamento angular ao invés de  $\theta$ . Portanto, a transformação para o circuito rotórico e estatórico é um caso particular de uma transformação geral, que pode ser utilizada tanto para as variáveis estatóricas quanto rotóricas, conforme mencionada no início desta seção.

### 5.3.2 Equações das Tensões em $qd0$ no Referencial Genérico

Para obter as equações das tensões em  $qd0$  no referencial genérico, é necessário obter as equações das tensões no estator e no rotor em  $abc$ . As equações da tensão em  $abc$  são obtidas a partir do circuito equivalente mostrado na Figura 5-3.

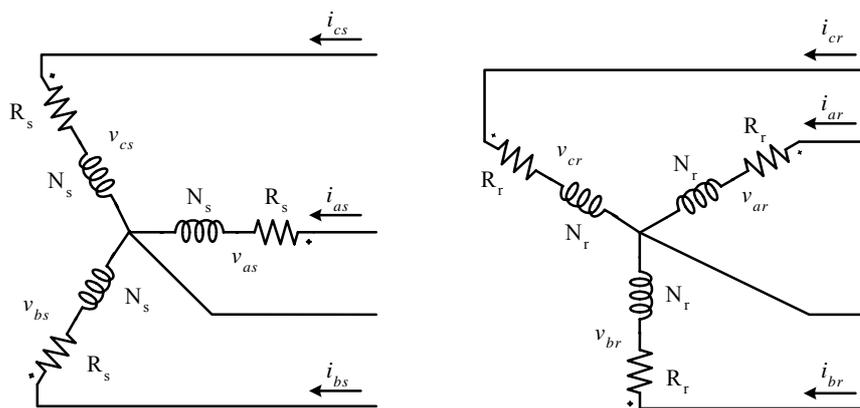


Figura 5-3 – Circuito Equivalente do Gerador de Indução trifásico com dupla alimentação.

Aplicando as leis de Kirchhoff no circuito equivalente, mostrado na Figura 5-3, obtém-se as equações das tensões estatóricas e rotóricas em  $abc$ , dadas por:

$$\mathbf{v}_{abc} = \mathbf{r}_s \mathbf{i}_{abc} + \frac{d}{dt} \boldsymbol{\lambda}_{abc} \quad (5.12)$$

$$\mathbf{v}_{abc} = \mathbf{r}_r \mathbf{i}_{abc} + \frac{d}{dt} \boldsymbol{\lambda}_{abc} \quad (5.13)$$

onde,

$$\mathbf{v}_{abcs} = [v_{as} \ v_{bs} \ v_{cs}]^T \quad (5.14)$$

$$\mathbf{v}_{abcr} = [v_{ar} \ v_{br} \ v_{cr}]^T \quad (5.15)$$

$$\mathbf{i}_{abcs} = [i_{as} \ i_{bs} \ i_{cs}]^T \quad (5.16)$$

$$\mathbf{i}_{abcr} = [i_{ar} \ i_{br} \ i_{cr}]^T \quad (5.17)$$

Sendo que,  $\mathbf{v}_{abcs}$ ,  $\mathbf{v}_{abcr}$ ,  $\mathbf{i}_{abcs}$  e  $\mathbf{i}_{abcr}$  representam os vetores de tensão e corrente no estator e no rotor, respectivamente. E  $\mathbf{r}_s$  e  $\mathbf{r}_r$  representam as resistências estatóricas e rotóricas.

$$\mathbf{r}_s = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \quad (5.18)$$

$$\mathbf{r}_r = \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix}. \quad (5.19)$$

Além disso, os vetores  $\lambda_{abcs}$  e  $\lambda_{abcr}$  representam o fluxo total que envolve os enrolamentos do estator e do rotor e são dados por:

$$\begin{bmatrix} \lambda_{abcs} \\ \lambda_{abcr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{L}_s & \mathbf{L}_{sr} \\ (\mathbf{L}_{sr})^T & \mathbf{L}_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{i}_{abcs} \\ \mathbf{i}_{abcr} \end{bmatrix} \quad (5.20)$$

onde,  $\mathbf{L}_s$ ,  $\mathbf{L}_r$  e  $\mathbf{L}_{sr}$  representam as indutâncias no estator, no rotor, e a indutância mútua entre os enrolamentos do estator e do rotor, respectivamente.

As indutâncias dos enrolamentos são derivadas a partir de [1], e são dadas por:

$$\mathbf{L}_s = \begin{bmatrix} L_{ls} + L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} \\ -\frac{1}{2}L_{ms} & L_{ls} + L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} \\ -\frac{1}{2}L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} & L_{ls} + L_{ms} \end{bmatrix} \quad (5.21)$$

$$\mathbf{L}_r = \begin{bmatrix} L_{lr} + L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} \\ -\frac{1}{2}L_{mr} & L_{lr} + L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} \\ -\frac{1}{2}L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} & L_{lr} + L_{mr} \end{bmatrix}, \quad (5.22)$$

$$\mathbf{L}_{sr} = L_{sr} \begin{bmatrix} \cos \theta_r & \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & \cos \theta_r & \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & \cos \theta_r \end{bmatrix} \quad (5.23)$$

Sendo que,  $L_{ls}$  e  $L_{ms}$  são as indutâncias de dispersão e de magnetização do enrolamento estatórico, respectivamente;  $L_{lr}$  e  $L_{mr}$  são as indutâncias de dispersão e de magnetização do enrolamento rotórico, respectivamente;  $L_{sr}$  é amplitude da indutância mútua entre os enrolamentos do estator e do rotor.

Para obter a circuito equivalente e facilitar a análise do GIDA em  $qd0$ , é conveniente referir a equação das tensões rotóricas em (5.13), para o estator. Referindo as variáveis do rotor para o estator, tem-se:

$$\mathbf{i}'_{abcr} = \frac{N_r}{N_s} \mathbf{i}_{abcr} \quad (5.24)$$

$$\mathbf{v}'_{abcr} = \frac{N_s}{N_r} \mathbf{v}_{abcr} \quad (5.25)$$

$$\boldsymbol{\lambda}'_{abcr} = \frac{N_s}{N_r} \boldsymbol{\lambda}_{abcr}, \quad (5.26)$$

onde,  $N_s$  e  $N_r$  são o número de espiras do enrolamento do estator e do rotor, respectivamente, e o símbolo (') indica que as variáveis estão referidas para o estator. Como as indutâncias de magnetização e mútua estão associadas ao mesmo fluxo magnético, tem-se:

$$L_{ms} = \frac{N_s}{N_r} L_{sr}, \quad (5.27)$$

Definindo-se que [1]

$$\mathbf{L}'_{sr} = \frac{N_s}{N_r} \mathbf{L}_{sr}, \quad (5.28)$$

e substituindo (5.23) e (5.27) em (5.28), tem-se que:

$$\mathbf{L}'_{sr} = L_{ms} \begin{bmatrix} \cos \theta_r & \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & \cos \theta_r & \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & \cos \theta_r \end{bmatrix} \quad (5.29)$$

Além disso, como:

$$L_{mr} = \left(\frac{N_r}{N_s}\right)^2 L_{ms}, \quad (5.30)$$

$$L'_r = \left(\frac{N_s}{N_r}\right)^2 L_r, \quad (5.31)$$

Tem-se, através da substituição de (5.22) e (5.31) em (5.31) que:

$$\mathbf{L}'_r = \begin{bmatrix} L'_{lr} + L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} \\ -\frac{1}{2}L_{ms} & L'_{lr} + L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} \\ -\frac{1}{2}L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} & L'_{lr} + L_{ms} \end{bmatrix}, \quad (5.32)$$

onde,

$$L'_{lr} = \left(\frac{N_s}{N_r}\right)^2 L_{lr}. \quad (5.33)$$

Substituindo-se as equações (5.24), (5.26), (5.29) e (5.32) em (5.20), obtém-se o fluxo total da máquina refletido para o estator, expresso por:

$$\begin{bmatrix} \lambda_{abcs} \\ \lambda'_{abcr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{L}_s & \mathbf{L}'_{sr} \\ (\mathbf{L}'_{sr})^T & \mathbf{L}'_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{i}_{abcs} \\ \mathbf{i}'_{abcr} \end{bmatrix}. \quad (5.34)$$

As equações das tensões refletidas para o estator são obtidas substituindo (5.34) em (5.12) e (5.13), que resulta em:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{v}_{abcs} \\ \mathbf{v}'_{abcr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{r}_s + \frac{d}{dt}\mathbf{L}_s & \frac{d}{dt}\mathbf{L}'_{sr} \\ \frac{d}{dt}(\mathbf{L}'_{sr})^T & \mathbf{r}'_r + \frac{d}{dt}\mathbf{L}'_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{i}_{abcs} \\ \mathbf{i}'_{abcr} \end{bmatrix}. \quad (5.35)$$

Sendo que,

$$\mathbf{r}'_r = \left( \frac{N_s}{N_r} \right)^2 \mathbf{r}_r, \quad (5.36)$$

Aplicando as transformações lineares ortogonais definidas na seção 2.2.1 pelas equações (5.4) e (5.9) em (5.35) é possível obter as equações das tensões em  $qd0$  no referencial arbitrário, conforme mostrado abaixo.

$$\mathbf{v}_{qd0s} = \mathbf{r}_s \mathbf{i}_{qd0s} + \omega \boldsymbol{\lambda}_{dq0s} + \frac{d}{dt} \boldsymbol{\lambda}_{qd0s} \quad (5.37)$$

$$\mathbf{v}'_{qd0r} = \mathbf{r}'_r \mathbf{i}'_{qd0r} + (\omega - \omega_r) \boldsymbol{\lambda}'_{dq0r} + \frac{d}{dt} \boldsymbol{\lambda}'_{qd0r} \quad (5.38)$$

onde,

$$\boldsymbol{\lambda}_{dq0s} = [\boldsymbol{\lambda}_{ds} \quad -\boldsymbol{\lambda}_{qs} \quad 0]^T \quad (5.39)$$

$$\boldsymbol{\lambda}'_{dq0r} = [\boldsymbol{\lambda}'_{dr} \quad -\boldsymbol{\lambda}'_{qr} \quad 0]^T. \quad (5.40)$$

As equações das tensões em  $qd0$  no referencial genérico são, freqüentemente, escritas na forma expandida. Deste modo, a partir de (5.37) e (5.38), tem-se:

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + \omega \lambda_{ds} + \frac{d}{dt} \lambda_{qs} \quad (5.41)$$

$$v_{ds} = R_s i_{ds} - \omega \lambda_{qs} + \frac{d}{dt} \lambda_{ds} \quad (5.42)$$

$$v_{0s} = R_s i_{0s} + \frac{d}{dt} \lambda_{0s} \quad (5.43)$$

$$v'_{qr} = R'_r i'_{qr} + (\omega - \omega_r) \lambda'_{dr} + \frac{d}{dt} \lambda'_{qr} \quad (5.44)$$

$$v'_{dr} = R'_r i'_{dr} - (\omega - \omega_r) \lambda'_{qr} + \frac{d}{dt} \lambda'_{dr} \quad (5.45)$$

$$v'_{0r} = R'_r i'_{0r} + \frac{d}{dt} \lambda'_{0r} \quad (5.46)$$

Para facilitar a análise das equações (5.37) e (5.38) a expressão para o fluxo total em  $qd0$  referido para o estator deve ser determinada. Substituindo as equações (5.4) e (5.9) na equação (5.34), obtém-se que:

$$\begin{bmatrix} \boldsymbol{\lambda}_{qd0s} \\ \boldsymbol{\lambda}'_{qd0r} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{K}_s \mathbf{L}_s (\mathbf{K}_s)^{-1} & \mathbf{K}_s \mathbf{L}'_{sr} (\mathbf{K}_s)^{-1} \\ \mathbf{K}_r (\mathbf{L}'_{sr})^T (\mathbf{K}_r)^{-1} & \mathbf{K}_r \mathbf{L}'_r (\mathbf{K}_r)^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{i}_{qd0s} \\ \mathbf{i}'_{qd0r} \end{bmatrix}, \quad (5.47)$$

onde

$$\mathbf{K}_s \mathbf{L}_s (\mathbf{K}_s)^{-1} = \begin{bmatrix} L_{ls} + M & 0 & 0 \\ 0 & L_{ls} + M & 0 \\ 0 & 0 & L_{ls} \end{bmatrix} \quad (5.48)$$

$$\mathbf{K}_r \mathbf{L}'_r (\mathbf{K}_r)^{-1} = \begin{bmatrix} L'_{lr} + M & 0 & 0 \\ 0 & L'_{lr} + M & 0 \\ 0 & 0 & L'_{lr} \end{bmatrix} \quad (5.49)$$

$$\mathbf{K}_s \mathbf{L}'_{sr} (\mathbf{K}_s)^{-1} = \mathbf{K}_s (\mathbf{L}'_{sr})^\top (\mathbf{K}_s)^{-1} = \begin{bmatrix} M & 0 & 0 \\ 0 & M & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (5.50)$$

sendo

$$M = \frac{3}{2} L_{ms}, \quad (5.51)$$

Representando a equação (5.47) na forma expandida, tem-se:

$$\lambda_{qs} = (L_{ls} + M)i_{qs} + Mi'_{qr} \quad (5.52)$$

$$\lambda_{ds} = (L_{ls} + M)i_{ds} + Mi'_{dr} \quad (5.53)$$

$$\lambda_{0s} = L_{ls}i_{0s} \quad (5.54)$$

$$\lambda'_{qr} = (L'_{lr} + M)i'_{qr} + Mi_{qs} \quad (5.55)$$

$$\lambda'_{dr} = (L'_{lr} + M)i'_{dr} + Mi_{ds} \quad (5.56)$$

$$\lambda'_{0r} = L'_{lr}i'_{0r} \quad (5.57)$$

Desta forma, a partir das equações das tensões (5.41)-(5.46) e do fluxo total (5.52)-(5.57) pode-se obter o circuito equivalente do GIDA em  $qd0$ , conforme mostrado na Figura 5-4.

As equações das tensões (5.41)-(5.46) podem ser obtidas em outro referencial, simplesmente, fixando a velocidade  $\omega$  no referencial desejado, entretanto existem três referenciais que são normalmente utilizados na análise da máquina de indução. Os três principais referenciais utilizados são o referencial estacionário ou  $\alpha\beta$  que é obtido fixando  $\omega = 0$ . O referencial rotórico que é obtido fixando  $\omega = \omega_r$ , e o referencial síncrono que é obtido fixando  $\omega = \omega_e$ . Embora o comportamento da GIDA poder ser descrito em qualquer referencial, normalmente as condições de operação irão determinar o referencial mais conveniente para o propósito de análise e/ou simulação [2].

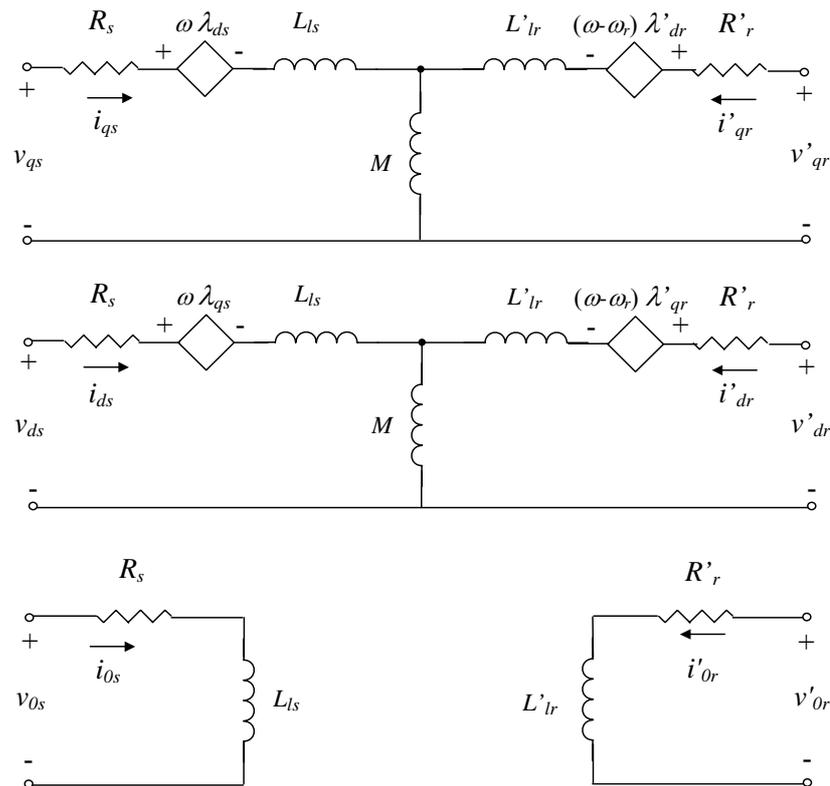


Figura 5-4 – Circuito equivalente do GIDA no referencial genérico.

### 5.3.3 Equação do Torque eletromagnético e da Potência Ativa e reativa em $qd0$ no Referencial genérico

O torque eletromagnético para o gerador trifásico com dupla alimentação do sistema elétrico e uma entrada para o sistema mecânico é dado por [1][3]:

$$T_e = \left( \frac{p}{2} \right) (\mathbf{i}_{abc})^T \frac{\partial}{\partial \theta_r} [\mathbf{L}'_{sr}] \mathbf{i}'_{abc} \quad (5.58)$$

onde,  $p$  é o número de pólos do gerador e o torque eletromagnético é dado em N.m. A expressão para o torque eletromagnético, em termos do referencial genérico, pode ser obtida substituindo-se as equações de transformação (5.4) e (5.9) na (5.58), que resulta em:

$$T_e = \left(\frac{3}{2}\right) \left(\frac{P}{2}\right) M (i_{qs} i'_{dr} - i_{ds} i'_{qr}) \quad (5.59)$$

ou de forma equivalente, substituindo (5.55) em (5.59) tem-se que:

$$T_e = \left(\frac{3}{2}\right) \left(\frac{P}{2}\right) (\lambda'_{qr} i'_{dr} - \lambda'_{dr} i'_{qr}) \quad (5.60)$$

ou ainda, substituindo (5.52) em (5.60) obtém-se:

$$T_e = \left(\frac{3}{2}\right) \left(\frac{P}{2}\right) (\lambda_{ds} i_{qs} - \lambda_{qs} i_{ds}) \quad (5.61)$$

Através de (5.59)-(5.61), observa-se que o torque pode ser controlado através das correntes rotóricas e estatóricas em  $qd0$ .

Para o GIDA, normalmente, é preferível utilizar como variável de controle a potência ativa e reativa no estator, ao invés do torque eletromagnético e do fluxo que são, freqüentemente, utilizados no motor de indução. A potência ativa em  $qd0$  é dada por [1]:

$$P_s = v_{qs} i_{qs} + v_{ds} i_{ds} \quad (5.62)$$

e a potência reativa por:

$$Q_s = v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs} \quad (5.63)$$

Para o caso do GIDA, a potência ativa e reativa no estator pode ser controlada através das correntes rotóricas, como será mostrado na seção 5.3.4

### 5.3.4 Referencial no Fluxo Estatórico

O modelo do GIDA no referencial do fluxo estatórico é obtido a partir do modelo no referencial genérico, simplesmente, substituindo  $\omega = \omega_e$ , nas equações (5.41)-(5.46) e (5.52)-(5.57), onde  $\omega_e$  é a velocidade angular elétrica do fluxo estatórico. Considerando que, com o referencial no fluxo estatórico o fluxo no estator está alinhado com o eixo  $q$  do referencial, pode-se concluir que  $\lambda_{ds} = 0$ . Pelas considerações acima, as equações das tensões, no referencial do fluxo estatórico, são simplificadas para:

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d}{dt} \lambda_{qs} \quad (5.64)$$

$$v_{ds} = R_s i_{ds} - \omega_e \lambda_{qs} \quad (5.65)$$

$$v'_{qr} = R'_r i'_{qr} + (\omega_e - \omega_r) \lambda'_{dr} + \frac{d}{dt} \lambda'_{qr} \quad (5.66)$$

$$v'_{dr} = R'_r i'_{dr} - (\omega_e - \omega_r) \lambda'_{qr} + \frac{d}{dt} \lambda'_{dr} \quad (5.67)$$

Da mesma forma, as equações dos fluxos estatóricos e rotóricos no referencial do fluxo estatórico, tornam-se:

$$\lambda_{qs} = (L_{ls} + M) i_{qs} + M i'_{qr} \quad (5.68)$$

$$0 = (L_{ls} + M) i_{ds} + M i'_{dr} \quad (5.69)$$

$$\lambda'_{qr} = (L'_{lr} + M) i'_{qr} + M i_{qs} \quad (5.70)$$

$$\lambda'_{dr} = (L'_{lr} + M) i'_{dr} + M i_{ds} \quad (5.71)$$

A representação vetorial das variáveis estatóricas e rotóricas no referencial do fluxo estatórico é mostrada na Figura 5-5. Com o objetivo de generalizar a representação das variáveis, no referencial do fluxo estatórico, o vetor  $\mathbf{f}$  é utilizado, sendo que  $\mathbf{f}$  pode representar a tensão, ou a corrente, ou o fluxo do gerador.

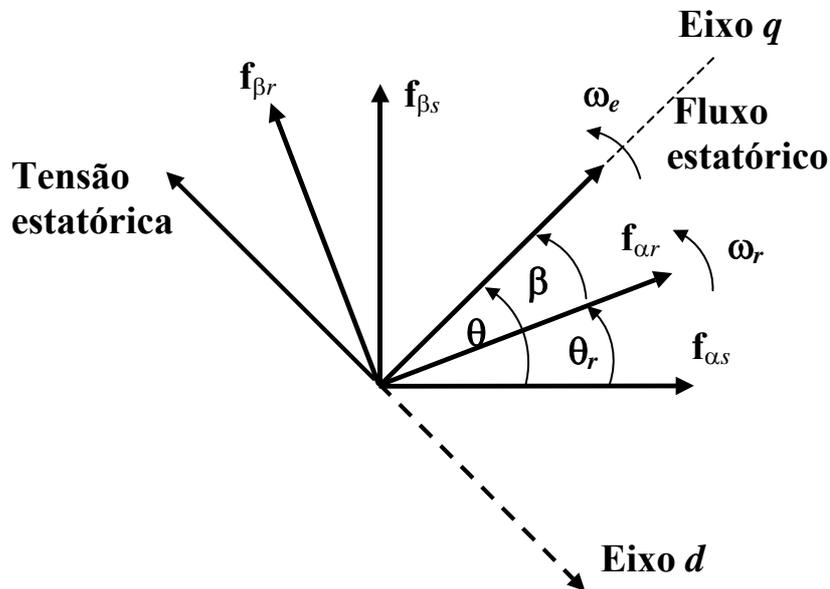


Figura 5-5 – Variáveis do estator e do rotor no referencial do fluxo estatórico.

Através de Figura 5-5, observa-se que o fluxo apresenta apenas a componente na direção do eixo  $q$ , conforme considerado anteriormente. A tensão estatórica apresenta apenas a componente no eixo  $d$  adiantada de  $90^\circ$  do fluxo estatórico, conforme observado pela equação (5.64) e, considerando que a queda de tensão sobre resistência estatórica  $R_s$  é desprezada. As variáveis  $\mathbf{f}_{\alpha\beta s}$  e  $\mathbf{f}_{\alpha\beta r}$  representam as variáveis estatóricas e rotóricas no referencial estacionário, respectivamente.

Para obter a representação das variáveis do estator e do rotor no referencial do fluxo estatórico, dado pelos eixo  $q$  e  $d$  da Figura 5-5, é necessário obter a posição angular do fluxo estatórico  $\theta_e$  e a posição angular das variáveis rotóricas  $\theta_r$ . A posição do fluxo estatórico é obtida através de um estimador do tipo PLL (phase locked loop) [4][5], onde o sinal de erro é dado por:

$$\varepsilon = \frac{-v_{qs} + R_s i_{qs}}{\sqrt{v_{qs}^2 + v_{ds}^2}}. \quad (5.72)$$

E, a frequência e a posição do fluxo estatórico são obtidas através de:

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \hat{\omega}_e &= \gamma_1 \varepsilon \\ \frac{d}{dt} \hat{\theta}_e &= \hat{\omega}_e + \gamma_2 \varepsilon \end{aligned} \quad (5.73)$$

sendo,  $\hat{\omega}_e$  e  $\hat{\theta}_e$  a frequência e a posição angular estimada do fluxo estatórico, respectivamente. Os parâmetros  $\gamma_1$  e  $\gamma_2$  são os ganhos do estimador, e são calculados a partir de:

$$\begin{aligned} \gamma_1 &= B_{wes}^2 \\ \gamma_2 &= 2B_{wes} \end{aligned} \quad (5.74)$$

onde,  $B_{wes}$  é a banda passante do estimador.

Por outro lado, a posição angular das variáveis rotóricas  $\theta_r$  pode ser obtida através da utilização de um encoder ou através de técnicas de estimação da posição angular do rotor [2].

Além da obtenção das variáveis estatóricas e rotóricas, no referencial do fluxo estatórico, mostradas acima, é necessário, para o projeto do controlador vetorial, obter a expressão para a potência ativa e reativa do estator no referencial do fluxo estatórico. A potência ativa, no referencial do fluxo, é obtida substituindo-se a equação (5.69), na equação (5.62) e considerando  $v_{qs} \approx 0$ , que resulta em:

$$P_s \approx \frac{M}{L_{ls} + M} v_{ds} i'_{qr} \quad (5.75)$$

Como no GIDA a magnitude e a frequência da tensão estatórica são fixas, então  $v_{ds}$  permanece aproximadamente constante. Portanto, de acordo com a equação (5.75), a potência ativa pode ser controlada através da corrente  $i_{dr}$ .

A expressão para a potência reativa, no referencial do fluxo, é obtida substituindo-se a equação (5.68) em (5.63) e considerando-se que  $v_{qs} \approx 0$ , que resulta em:

$$Q_s \approx -\frac{v_{ds}}{(L_{ls} + M)} (\lambda_{qs} - M i'_{qr}) \quad (5.76)$$

Como a tensão da rede elétrica é praticamente constante, o fluxo estatórico, ou seja,  $\lambda_{qs}$  também é praticamente constante. Desta forma, a potência reativa do estator pode ser controlada pela corrente  $i'_{qr}$ .

Através de (5.75) e (5.76), observa-se que a potência ativa e a potência reativa no estator podem ser controladas, independentemente, quando utiliza-se o referencial no fluxo estatórico. Esse desacoplamento entre a potência ativa e reativa estatórica será de grande importância para o projeto dos controladores para o GIDA, que é tratado no Capítulo 6.

## 5.4. Sumário

Neste capítulo, foi apresentado o modelo do GIDA em  $qd0$  no referencial genérico. E, a partir deste, foi obtido o modelo do GIDA no referencial

do fluxo estatórico que é, normalmente, utilizado para o projeto dos controladores vetoriais do GIDA.

O modelo do GIDA no referencial do fluxo estatórico apresenta a potência ativa, dependente apenas da corrente rotórica de eixo  $d$ , e a potência reativa dependente da corrente de eixo  $q$ . Portanto, a motivação para usar-se o referencial no fluxo estatórico e não outro referencial qualquer é que, no referencial do fluxo estatórico é possível controlar a potência ativa e reativa independentemente. Este desacoplamento entre a potência ativa e reativa será de grande importância no projeto e análise dos controladores vetoriais do GIDA, que são mostrados nos próximos capítulos.

## **Bibliografia**

- [1] Krause, P. C. Analysis of Electric Machinery. McGraw-Hill, 1986
- [2] Leonard, W. Control of Electric Drives. Springer-Verlag, 2<sup>nd</sup> Edition, 1996.
- [3] Barbi, I. Teoria Fundamental do Motor de Indução, Editora da UFSC, Eletrobrás, 1985.
- [4] Petersson, A. Analysis, Modeling and Control of Doubly Fed Induction Generators for Wind Turbine. Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden 2003.
- [5] Harnefors, L. A General Algorithm for Speed and Position Estimation of AC Motors. IEEE Transactions on Industrial Electronics 2000.

## Capítulo 6

# PROJETO DOS CONTROLADORES VETORIAIS

### 6.1. Introdução

No Capítulo 5 é apresentado o modelo do GIDA em eixos síncronos  $qd0$  que é utilizado, neste capítulo, para o projeto e análise do controlador do lado do rotor, mostrado na Figura 6-1.

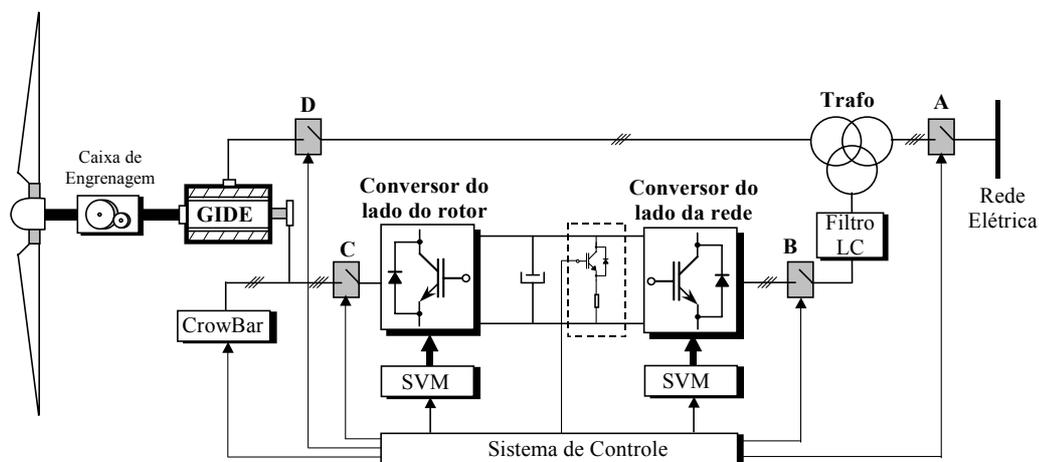


Figura 6-1 – Diagrama de blocos do GIDA e do sistema de controle.

O sistema de geração eólica mostrado na Figura 6-1, apresenta, basicamente, três modos de operação, denominados como modo de sincronização, modo sub-síncrono e o modo sob-síncrono. O modo de sincronização tem por objetivo a sincronização do sistema de geração eólico com a rede elétrica. O processo de sincronização inicia com o fechamento das contactoras A e B até que

o barramento CC alcance o nível de tensão estabelecido pelo projeto. Depois de alcançado o nível de tensão do barramento CC desejado, a contactora C é fechada e a corrente de excitação é injetada no rotor. Quando a amplitude, a frequência e a fase da tensão estatórica forem à mesma da tensão da rede a contactora D é fechada e o sistema de geração eólica é conectado à rede elétrica finalizando o modo de sincronização. No modo de operação sub-síncrono ou modo de motorização, a velocidade do rotor é menor que a velocidade síncrona do gerador. Nesse modo de operação, o conversor do lado da rede opera como um retificador, e o conversor do lado do rotor opera como um inversor. O fluxo de potência no rotor é menor que zero ( $P_r < 0$ ), ou seja, o rotor consome energia da rede. Por outro lado, o fluxo de potência no estator é maior que zero ( $P_s > 0$ ), ou seja, o estator entrega energia para rede. Portanto, no modo de operação sub-síncrono, a potência total ( $P_T$ ), entregue para a rede, será a potência fornecida pelo estator menos a potencia consumida pelo rotor, conforme mostra a Figura 6-2.

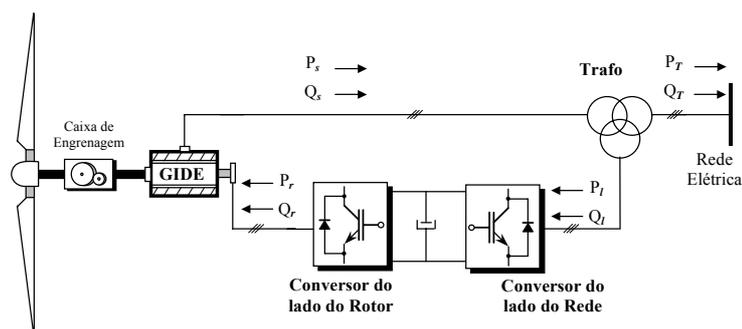


Figura 6-2 – Fluxos de potência ativa e reativa no modo de operação sub-síncrono.

No modo de operação sob-síncrono ou modo de geração, a velocidade do rotor é maior que a velocidade síncrona do gerador. Nesse modo de operação, as funções dos conversores são invertidas, com relação ao modo de operação sub-síncrono, e o fluxo de potência no rotor e no estator são maiores que zero, isto é,  $P_r > 0$  e  $P_s > 0$ . Nesse caso a potência total entregue à rede será a potência entregue pelo rotor mais a potência entregue pelo estator, conforme mostra a Figura 6-3.

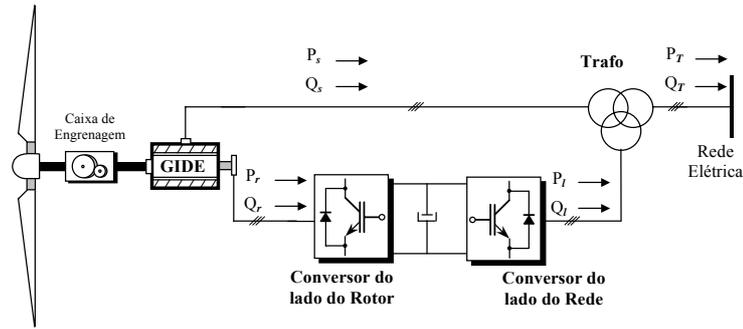


Figura 6-3 - Fluxos de potência ativa e reativa no modo de operação sob-síncrono.

Neste capítulo, são analisados os desempenhos dos controladores PI para o conversor do lado do rotor, com o objetivo de garantir a operação do sistema de geração eólica no modo sub-síncrono e sob-síncrono. O modo de sincronização não é abordado nesse trabalho.

## 6.2. Projeto dos Controladores de Corrente Rotórica

Nesta seção é desenvolvido um modelo simplificado do GIDA adequado para o projeto dos controladores PI das correntes rotóricas de  $q$  e  $d$ . A partir das equações (5.64)-(5.71), tem-se:

$$\frac{d}{dt} i'_{qr} = \left( \frac{R_s M}{(L_{ls} + M) \lambda_{qs}} i'_{dr} + \omega_r + \frac{v_{ds}}{\lambda_{qs}} \right) i'_{dr} - \frac{1}{L_{eq}} \left( \frac{R_s M^2}{(L_{ls} + M)^2} + R'_r \right) i'_{qr} + \frac{1}{L_{eq}} v'_{qr} - \frac{R_s M}{L_{eq} (L_{ls} + M)^2} \lambda_{qs} + \frac{M}{L_{eq} (L_{ls} + M)} v_{qs} \quad (6.1)$$

$$\frac{d}{dt} i'_{dr} = - \left( \frac{R_s M}{(L_{ls} + M) \lambda_{qs}} i'_{dr} + \omega_r + \frac{v_{ds}}{\lambda_{qs}} \right) i'_{qr} - \frac{1}{L_{eq}} \left( \frac{R_s M^2}{(L_{ls} + M)^2} + R'_r \right) i'_{dr} + \frac{1}{L_{eq}} v'_{dr} - \frac{M}{L_{eq} (L_{ls} + M)} v_{ds} + \frac{M}{L_{eq} (L_{ls} + M)} \omega_r \lambda_{qs} \quad (6.2)$$

onde,

$$\frac{1}{L_{eq}} = \frac{(L_{ls} + M)}{(L'_{lr} L_{ls} + L'_{lr} M + L_{ls} M)} \quad (6.3)$$

Considerando que  $R_s \approx 0$  em (6.1) e (6.2), o que é uma hipótese aceitável, principalmente, para máquinas de alta potência, tem-se:

$$\frac{d}{dt} i'_{qr} = \left( \omega_r + \frac{v_{ds}}{\lambda_{qs}} \right) i'_{dr} - \frac{1}{L_{eq}} R'_r i'_{qr} + \frac{1}{L_{eq}} v'_{qr} + \frac{M}{L_{eq}(L_{ls} + M)} v_{qs} \quad (6.4)$$

$$\frac{d}{dt} i'_{dr} = - \left( \omega_r + \frac{v_{ds}}{\lambda_{qs}} \right) i'_{qr} - \frac{1}{L_{eq}} R'_r i'_{dr} + \frac{1}{L_{eq}} v'_{dr} - \frac{M}{L_{eq}(L_{ls} + M)} (v_{ds} + \omega_r \lambda_{qs}) \quad (6.5)$$

Utilizando-se uma técnica de desacoplamento entre as correntes de eixo  $q$  e  $d$ , resulta em:

$$\frac{d}{dt} i'_{qr} = - \frac{1}{L_{eq}} R'_r i'_{qr} + \frac{1}{L_{eq}} v'_{qr} + \frac{M}{L_{eq}(L_{ls} + M)} v_{qs} \quad (6.6)$$

$$\frac{d}{dt} i'_{dr} = - \frac{1}{L_{eq}} R'_r i'_{dr} + \frac{1}{L_{eq}} v'_{dr} - \frac{M}{L_{eq}(L_{ls} + M)} (v_{ds} + \omega_r \lambda_{qs}) \quad (6.7)$$

ainda, substituindo (5.65) em (6.7) e considerando a rede elétrica como um distúrbio, obtém-se:

$$\frac{d}{dt} i'_{qr} = - \frac{1}{L_{eq}} R'_r i'_{qr} + \frac{1}{L_{eq}} v'_{qr} \quad (6.8)$$

$$\frac{d}{dt} i'_{dr} = - \frac{1}{L_{eq}} R'_r i'_{dr} + \frac{1}{L_{eq}} v'_{dr} \quad (6.9)$$

Então, a partir do sistema linear e invariante no tempo, descrito por (6.8) e (6.9), é possível projetar os controladores PI, utilizando uma técnica clássica.

#### *Projeto dos Controladores PI*

Para o projeto do controlador PI, utilizado nesse trabalho, deve-se reescrever a equação (6.8) na forma de função de transferência, dada por:

$$G(s) = \frac{1}{sL_{eq} + R'_r} \quad (6.10)$$

Considerando que, o zero do controlador PI irá cancelar o pólo de (6.10), tem-se as seguinte equações para o cálculo dos ganhos do controlador PI de eixo  $q$ .

$$K_{iq} = B_{wq} R'_r \quad (6.11)$$

$$K_{pq} = B_{wq} L_{eq} \quad (6.12)$$

onde,  $B_w$  é a banda passante do sistema em malha fechada. De forma similar, a partir de (6.9) tem-se as seguintes equações para os ganhos do controlador PI de eixo  $d$ .

$$K_{id} = B_{wd} R'_r \quad (6.13)$$

$$K_{pd} = B_{wd} L_{eq} \quad (6.14)$$

### 6.3. Análise do GIDA com Controladores PI na Malha Interna de Corrente.

O controlador Proporcional Integral (PI) é o controlador mais utilizado pela indústria, sendo, assim, de grande interesse a sua análise no desempenho do GIDA aplicado a conversores eólicos de energia. A partir das equações dinâmicas do GIDA, no referencial do fluxo estático, dadas pelas equações (5.64)-(5.71) e, considerando a equação dinâmica do controlador PI, pode-se obter as equações dinâmicas que representam o comportamento do GIDA em malha fechada. O diagrama de blocos do controlador PI proposto é mostrado pela Figura 6-4.

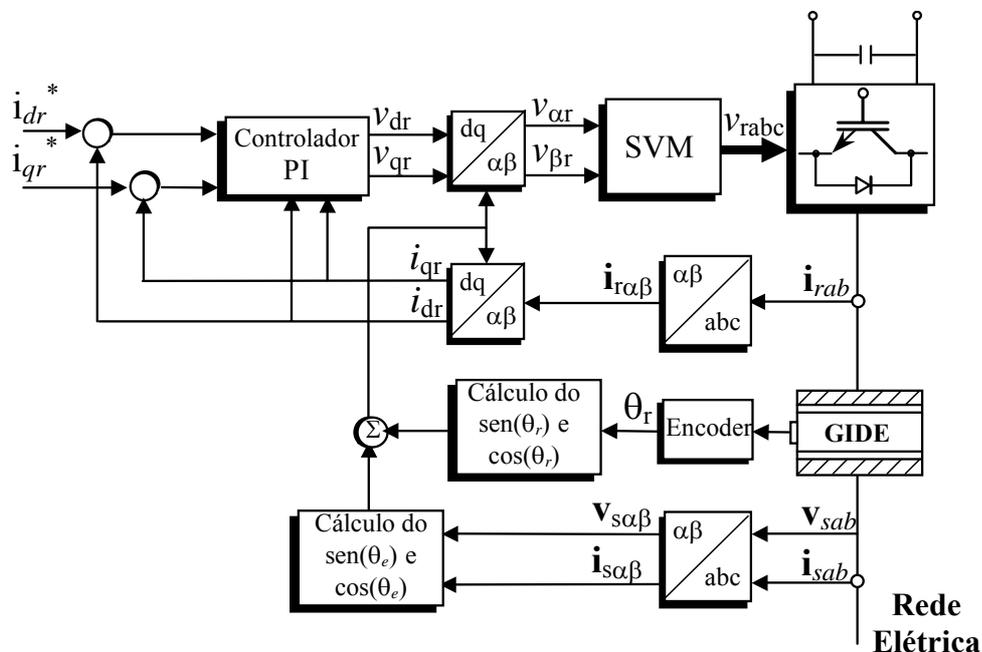


Figura 6-4 – Diagrama de blocos do controlador PI para o GIDA.

As equações dinâmicas do controlador PI em espaço de estados serão dadas por:

$$\begin{pmatrix} \frac{d}{dt} x_q \\ \frac{d}{dt} x_d \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} i'_{qref} \\ i'_{dref} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} i'_{qr} \\ i'_{dr} \end{pmatrix} \quad (6.15)$$

$$\begin{pmatrix} v'_{qr} \\ v'_{dr} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -K_p & 0 & K_i & 0 \\ 0 & -K_p & 0 & K_i \end{pmatrix} \begin{bmatrix} i'_{qr} \\ i'_{dr} \\ x_q \\ x_d \end{bmatrix} + \begin{pmatrix} K_p & 0 \\ 0 & K_p \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i'_{qref} \\ i'_{dref} \end{pmatrix}$$

onde  $K_p$  é o ganho proporcional e  $K_i$  é o ganho integral.

Desta forma, a partir de (5.64)-(5.71) e (6.15) tem-se as equações que descrevem o comportamento do sistema em malha fechada, dado por:

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} i'_{qr} = & \left( \frac{R_s M}{(L_{ls} + M) \lambda_{qs}} i'_{dr} + \omega_r + \frac{v_{ds}}{\lambda_{qs}} \right) i'_{dr} - \frac{1}{L_{eq}} \left( K_p + \frac{R_s M^2}{(L_{ls} + M)^2} + R'_r \right) i'_{qr} + \\ & + \frac{1}{L_{eq}} K_p i'_{qref} + \frac{1}{L_{eq}} K_i x_q + \frac{R_s M}{L_{eq} (L_{ls} + M)^2} \lambda_{qs} + \frac{M}{L_{eq} (L_{ls} + M)} v_{qs} \end{aligned} \quad (6.16)$$

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} i'_{dr} = & - \left( \frac{R_s M}{(L_{ls} + M) \lambda_{qs}} i'_{dr} + \omega_r + \frac{v_{ds}}{\lambda_{qs}} \right) i'_{qr} - \frac{1}{L_{eq}} \left( K_p + \frac{R_s M^2}{(L_{ls} + M)^2} + R'_r \right) i'_{dr} + \\ & + \frac{1}{L_{eq}} K_p i'_{dref} + \frac{1}{L_{eq}} K_i x_d - \frac{M}{L_{eq} (L_{ls} + M)} (v_{ds} + \omega_r \lambda_{qs}) \end{aligned} \quad (6.17)$$

$$\frac{d}{dt} x_q = i'_{qref} - i'_{qr} \quad (6.18)$$

$$\frac{d}{dt} x_d = i'_{dref} - i'_{dr} \quad (6.19)$$

$$\frac{d}{dt} \lambda_{qs} = - \frac{R_s}{(L_{ls} + M)} \lambda_{qs} + \frac{R_s M}{(L_{ls} + M)} i'_{qr} + v_{qs} \quad (6.20)$$

$$\frac{d}{dt} \Delta\theta = - \frac{R_s M}{(L_{ls} + M) \lambda_{qs}} i'_{dr} - \frac{1}{\lambda_{qs}} v_{ds} - \omega_s, \quad (6.21)$$

onde,

$$\begin{aligned} v_{qs} &= V_s \cos(\Delta\theta) \\ v_{ds} &= V_s \sin(\Delta\theta) \\ \Delta\theta &= \theta_e - \theta_s \end{aligned} \quad (6.22)$$

Sendo  $V_s$  a amplitude da tensão da rede,  $\theta_e$  a posição do fluxo estatórico e  $\theta_s$  a posição da tensão da rede elétrica.

$$\begin{aligned}\theta_s &= \int_0^t \omega_s(\xi) d\xi + \theta_s(0) \\ \theta_e &= \int_0^t \omega_e(\xi) d\xi + \theta_e(0)\end{aligned}, \quad (6.23)$$

sendo,  $\omega_e$  e  $\omega_s$  são a velocidade angular do fluxo estatórico e da tensão da rede elétrica, respectivamente.

O sistema não linear definido por (6.16)-(6.21), na forma compacta, pode ser representado por [1]:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (6.24)$$

onde,  $\mathbf{x}$  é o vetor de estados dado por:

$$\mathbf{x} = \left[ i'_{qr} \ i'_{dr} \ x_q \ x_d \ \lambda_{qs} \ \Delta\theta \right]^T, \quad (6.25)$$

$\mathbf{u}$  é o vetor de entrada, definido como:

$$\mathbf{u} = \left[ i'_{qref} \ i'_{dref} \ v_{qs} \ v_{ds} \ \omega_r \right]^T, \quad (6.26)$$

Ainda, o vetor função  $\mathbf{f}$  pode ser representado como:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = \begin{bmatrix} f_1(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \\ f_2(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \\ f_3(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \\ f_4(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \\ f_5(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \\ f_6(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \end{bmatrix}, \quad (6.27)$$

onde, os seus elementos do vetor função  $\mathbf{f}$  são funções escalares obtidas a partir de (6.16)-(6.21). Com o objetivo de investigar o comportamento deste sistema não linear, este é linearizado em torno de um ponto de equilíbrio, que é obtido a partir de:

$$\mathbf{0} = \mathbf{f}(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0). \quad (6.28)$$

Sendo que, a solução de (6.28), que corresponde ao ponto de equilíbrio de interesse é:

$$i'_{qro} = i'_{qref} . \quad (6.29)$$

$$i'_{dro} = i'_{dref} . \quad (6.30)$$

$$\Delta\theta_o = a \tan \left[ \frac{R_s}{\omega_s (L_{ls} + M)} \right] - a \cos \left[ - \left( \frac{R_s M}{(L_{ls} + M)} i'_{qref} + \frac{R_s^2 M}{(L_{ls} + M)} i'_{dref} \right) \frac{\omega_s (L_{ls} + M)}{V_s \sqrt{(\omega_s (L_{ls} + M))^2 + R_s^2}} \right], \quad (6.31)$$

$$\lambda_{qso} = - \frac{R_s M}{(L_{ls} + M) \omega_s} i'_{dref} - \frac{1}{\omega_s} v_{ds}, \quad (6.32)$$

$$x_{qo} = - \frac{1}{L_{eq} K_i (L_{ls} + M)} \left( \frac{R_s M}{(L_{ls} + M) \lambda_{qs}} i'_{dref} + \omega_r + \frac{1}{\lambda_{qs}} v_{ds} \right) i'_{dref} - \frac{R_s M}{K_i (L_{ls} + M)} \lambda_{qs} \\ + \frac{(R'_r M^2 + R'_r L_{ls}^2 + 2R'_r L_{ls} M + R_s M^2)}{K_i (L_{ls} + M)^2} i'_{qr} + \frac{M}{K_i (L_{ls} + M)} v_{qs} \quad (6.33)$$

$$x_{do} = - \frac{1}{L_{eq} K_i (L_{ls} + M)} \left( \frac{R_s M}{(L_{ls} + M) \lambda_{qs}} i'_{dref} + \omega_r + \frac{1}{\lambda_{qs}} v_{ds} \right) i'_{qref} + \frac{\omega_r M}{K_i (L_{ls} + M)} \lambda_{qs} \\ + \frac{(R'_r M^2 + R'_r L_{ls}^2 + 2R'_r L_{ls} M + R_s M^2)}{K_i (L_{ls} + M)^2} i'_{dr} + \frac{M}{K_i (L_{ls} + M)} v_{ds} \quad (6.34)$$

Então, uma vez definido o ponto de equilíbrio, pode-se obter a matriz Jacobiana do vetor função  $\mathbf{f}$ , ou seja:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right|_{\mathbf{x}_o, \mathbf{u}_o} & \dots & \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \right|_{\mathbf{x}_o, \mathbf{u}_o} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_1} \right|_{\mathbf{x}_o, \mathbf{u}_o} & \dots & \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \right|_{\mathbf{x}_o, \mathbf{u}_o} \end{bmatrix}. \quad (6.35)$$

ou

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} a_{11} & \dots & a_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{1n} & \dots & a_{nn} \end{bmatrix}. \quad (6.36)$$

Sendo que, os coeficientes da matriz  $\mathbf{A}$  são dados pela equação (6.37).

Na próxima seção a matriz  $\mathbf{A}$  é utilizada para investigar a estabilidade do GIDA com controladores PI, uma vez que são os autovalores da matriz  $\mathbf{A}$  que determinaram o comportamento e a estabilidade do sistema.

$$\begin{aligned}
a_{11} &= -\frac{K_p}{L_{eq}} - \frac{(R'_r M^2 + R'_r L_{ls}^2 + 2R'_r L_{ls} M + R_s M^2)}{(L_{ls} + M)^2 L_{eq}} \\
a_{12} &= \frac{2R_s M}{(L_{ls} + M)\lambda_{qso}} i'_{dro} + \omega_r + \frac{1}{\lambda_{qso}} v_{dso} \\
a_{13} &= \frac{K_i}{L_{eq}} \\
a_{14} &= 0 \\
a_{15} &= \frac{R_s M}{(L_{ls} + M)^2 L_{eq}} - \left( v_{dso} + \frac{R_s M}{(L_{ls} + M)} i'_{dro} \right) \frac{i'_{dro}}{\lambda_{qso}^2} \\
a_{16} &= \frac{M}{(L_{ls} + M)L_{eq}} v_{dso} + \frac{i'_{dro}}{\lambda_{qso}} v_{qso} \\
a_{21} &= -\omega_r - \left( v_{dso} + \frac{R_s M}{(L_{ls} + M)} i'_{dro} \right) \frac{1}{\lambda_{qso}} \\
a_{22} &= a_{11} - \frac{R_s M}{(L_{ls} + M)\lambda_{qso}} i'_{qro} \\
a_{23} &= 0 \\
a_{24} &= a_{13} \\
a_{25} &= \frac{\omega_r M}{(L_{ls} + M)L_{eq}} + \left( v_{dso} + \frac{R_s M}{(L_{ls} + M)} i'_{dro} \right) \frac{i'_{qro}}{\lambda_{qso}^2} \\
a_{26} &= -\left( \frac{i'_{qro}}{\lambda_{qso}} + \frac{M}{(L_{ls} + M)L_{eq}} \right) v_{qso} \\
a_{31} &= -1 \\
a_{32} &= a_{33} = a_{34} = a_{35} = a_{36} = 0 \\
a_{41} &= a_{43} = a_{44} = a_{45} = a_{46} = 0 \\
a_{42} &= -1 \\
a_{51} &= \frac{R_s M}{(L_{ls} + M)} \\
a_{52} &= a_{53} = a_{54} = 0 \\
a_{55} &= -\frac{R_s}{(L_{ls} + M)} \\
a_{56} &= -v_{dso} \\
a_{61} &= a_{63} = a_{64} = 0 \\
a_{62} &= -\frac{R_s M}{(L_{ls} + M)\lambda_{qso}} \\
a_{65} &= \left( v_{dso} + \frac{R_s M}{(L_{ls} + M)} i'_{dro} \right) \frac{1}{\lambda_{qso}^2} \\
a_{66} &= -\frac{v_{qso}}{\lambda_{qso}}
\end{aligned} \tag{6.37}$$

### 6.3.1 Análise dos Autovalores do GIDA em Malha Fechada

Nesta seção, o lugar das raízes é utilizado para investigar a trajetória dos autovalores da matriz **A** com as variações dos parâmetros do controlador e mudança no ponto de operação do GIDA. Os autovalores da matriz **A** serão determinados em função das seguintes grandezas: (i) banda passante do controlador; (ii) valor de  $R_s$ .

#### *a- Variação na Banda Passante do controlador*

A primeira análise do lugar das raízes será feita considerando a banda passante dos controladores de corrente variando de 1 a 1000 rad/s. Onde a tensão da rede é a tensão nominal,  $i'_{qref} = i_n$  e  $i'_{dref} = 0$  e  $\omega_r = \omega_s \cdot 0.75$ , e os demais parâmetros da máquina foram mantidos em seus valores nominais. Note que, este ponto de operação corresponde a um ponto onde a turbina eólica fornece somente potência reativa para a rede elétrica. Isso pode ser observado através de (5.76), visto que a potência Reativa ( $Q_s$ ) será proporcional a  $i'_{qref}$  e a potência ativa ( $P_s$ ) será proporcional a  $i'_{dref}$ . O lugar das raízes para este ponto de operação é mostrado na Figura 6-5.

A segunda análise do lugar das raízes será semelhante à primeira, sendo que a única diferença é a mudança nas correntes de referência, ou seja,  $i'_{qref} \approx (V_n / (\omega_s \cdot M))$  e  $i'_{dref} = -i_n$ . Deste modo, este ponto de operação corresponde ao ponto onde a turbina eólica fornece somente potência ativa para a rede elétrica, conforme pode ser observado através de (5.75). O Lugar das raízes para a operação com potência ativa é mostrado na Figura 6-6. De acordo com a Figura 6-5 e a Figura 6-6, o GIDA apresenta dois autovalores pouco amortecidos próximo a frequência da rede elétrica (60 Hz). Sendo que, tanto para o caso em que turbina entrega apenas potência reativa, como o caso onde é fornecida apenas potência ativa, estes autovalores tendem à instabilidade com aumento da banda

passante do controlador. Além disso, esta tendência é mais acentuada no primeiro caso, onde a turbina entrega apenas potência reativa para a rede elétrica.

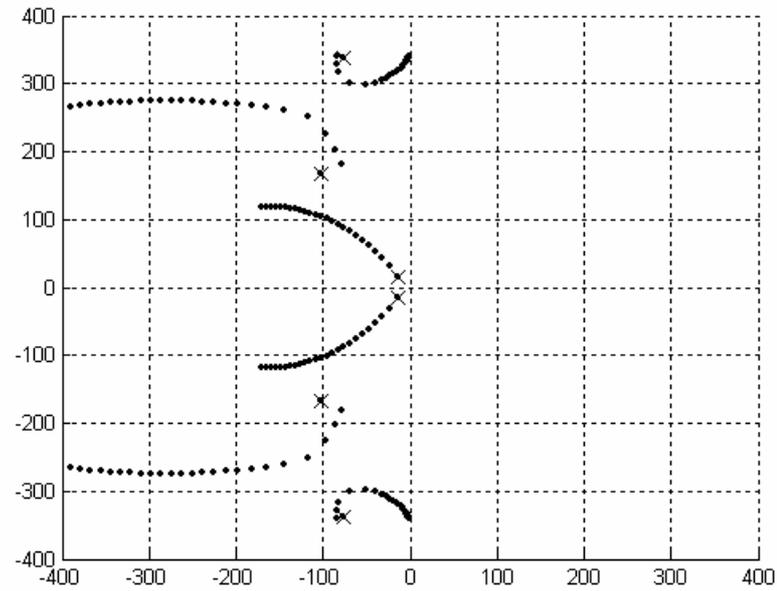


Figura 6-5. Lugar das Raízes para a variação da banda passante de 1 a 1000 rad/s. Para operação com potência reativa, sendo que a letra X indica o ponto inicial.

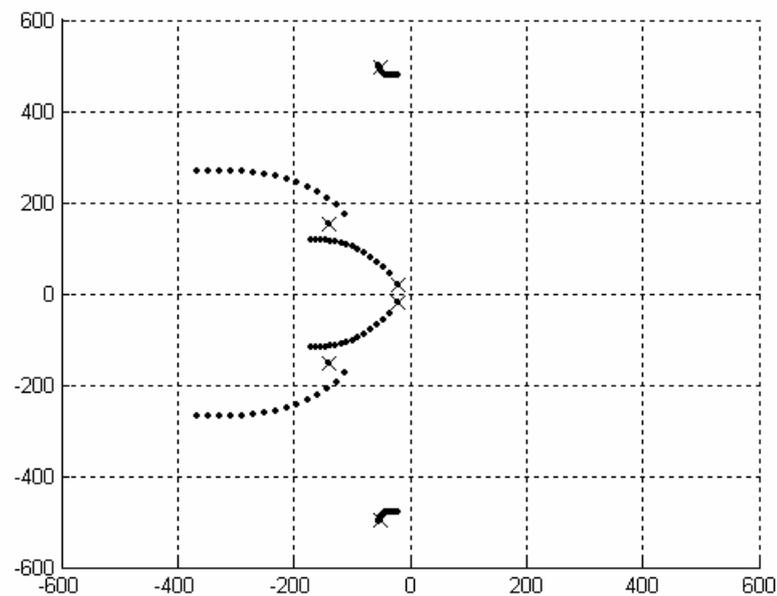


Figura 6-6. Lugar das Raízes para a variação da banda passante de 1 a 1000 rad/s, Para operação com potência ativa, sendo que a letra X indica o ponto inicial.

Considerando que, em operação normal, a turbina eólica entregue somente potência ativa para a rede elétrica, observa-se através da Figura 6-7 que a variação de  $R_s$ , não tem um impacto significativo neste ponto de operação.

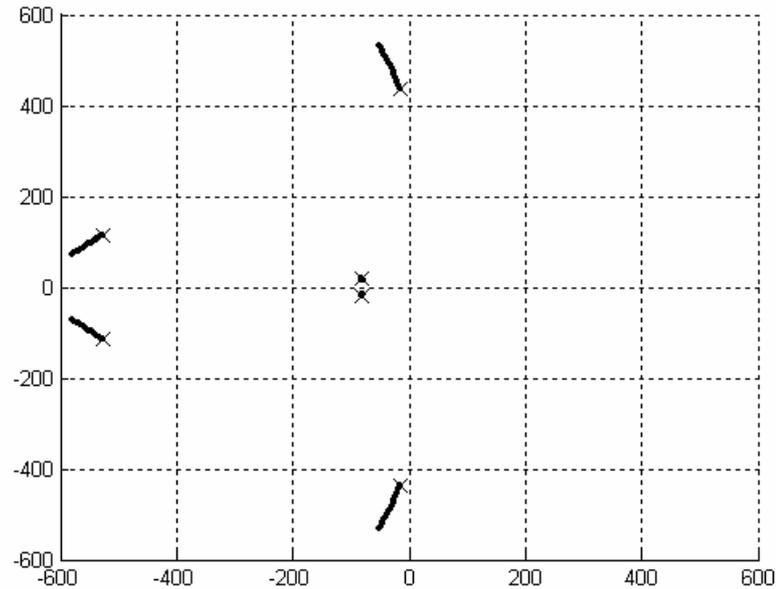


Figura 6-7. Lugar das raízes para  $R_s$ , variando de  $\pm 50\%$ , considerando a banda passante dos controladores de eixo  $q$  e  $d$  é de 500 rad/s.

Para a análise dos autovalores pouco amortecidos, deve-se considerar  $R_s \approx 0$  na equação (6.20) e (6.21), que resulta em:

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \lambda_{qs} &= v_{qs} \\ \frac{d}{dt} \Delta\theta &= -\frac{1}{\lambda_{qs}} v_{ds} - \omega_s \end{aligned} \quad (6.38)$$

O ponto de equilíbrio de (6.38) é dado por:

$$\begin{aligned} \lambda_{qs} &= \frac{V_s}{\omega_s} \\ \Delta\theta &= -\frac{\pi}{2} \end{aligned} \quad (6.39)$$

e, através da matriz Jacobiana de (6.38), os seguintes autovalores podem ser encontrados:

$$\lambda_1 = -j\omega_s \quad \text{e} \quad \lambda_2 = +j\omega_s \quad (6.40)$$

Portanto, a partir de (6.40) é possível observar que o GIDA tem dois autovalores oscilatórios, resultantes da variação da posição e da amplitude do fluxo estatórico, na frequência da rede elétrica. Além disso, pode-se dizer também que, se  $R_s \approx 0$  as oscilações no fluxo estatórico não podem ser controladas, pois estas não dependem de  $i'_{qr}$  e  $i'_{dr}$ , conforme pode ser observado em (6.38). Outra consideração importante é que, à medida que  $R_s$  aumenta, estes autovalores tornam-se mais amortecidos. Isso pode ser observado através de (6.20), onde as variáveis  $\lambda_{qs}$  e  $i'_{qr}$  podem criar um amortecimento adicional no fluxo estatórico.

Com o objetivo de analisar o desempenho do controlador PI, no comportamento transitório, e o impacto dos autovalores pouco amortecidos no GIDA, são mostrados, na próxima seção, alguns resultados de simulações.

### 6.3.2 Comportamento Transitório do GIDA com PI

Existem varias técnicas para amortecer as oscilações do fluxo estatórico do GIDA [7]. Em [2] foi concluído que, tanto a redução da banda passante dos controladores de corrente de eixo  $q$  e  $d$ , quanto a implementação de um amortecimento adicional no fluxo estatórico, podem amortecer as oscilações do fluxo. Note que, geralmente, é assumido que as malhas de corrente rotóricas são rápidas o suficiente, de modo que as suas dinâmicas possam ser desprezadas no projeto dos controladores de potência ativa e reativa [5]. Portanto, deve-se ter cuidado na redução da banda passante, para que esta hipótese não seja comprometida. Em [3][7], a realimentação da derivada do fluxo estatórico foi introduzida no sentido de criar um amortecimento adicional nos modos oscilatórios. A desvantagem da realimentação da derivada do fluxo é a necessidade de um filtro para a obtenção desta variável. Por outro lado, em [4][5], é analisado a inserção de um conversor em série com o estator para agregar um

amortecimento ao fluxo estatórico. A desvantagem deste método é a necessidade de um conversor adicional, que aumenta o custo do sistema.

Nesta seção, é analisado o impacto da banda passante dos controladores PI do desempenho transitório do GIDA, com o objetivo de diminuir as oscilações do fluxo estatórico. Inicialmente, é investigado o impacto da banda passante do controlador PI, durante transitórios causados por variações na amplitude da tensão da rede e na amplitude de  $i'_{dr}$ . O desempenho do GIDA é avaliado através dos transitórios em  $T_e$ ,  $Q_s$ ,  $\lambda_{qs}$  e no módulo das correntes rotóricas ( $M_{ir}$ ). As escolhas destas variáveis estão associadas ao fato de que: (i) as oscilações de  $T_e$  podem causar fadiga nos componentes da turbina eólica, principalmente no trem de acionamento; (ii) as oscilações de  $Q_s$  podem gerar problemas na qualidade de energia, como por exemplo, *flickers*; (iii) as oscilações de  $\lambda_{qs}$  podem levar o GIDA a saturação; (iv) as oscilações de  $i_{qr}$  e  $i_{dr}$  podem exigir uma corrente maior do que a capacidade do conversor para compensar as oscilações pouco amortecidas.

A primeira análise do impacto escolha da banda passante dos controladores PI, no desempenho do GIDA, será realizada considerando que os controladores PI de  $i'_{qr}$  e  $i'_{dr}$ , têm a mesma banda passante, conforme é mostrado nas Figura 6-8 e Figura 6-9. Onde pode-se observar que o aumento da banda passante do controlador de corrente de eixo  $q$  e  $d$  aumenta as oscilações nas variáveis do GIDA. Por outro lado, a diminuição da banda passante diminui as oscilações nas variáveis do GIDA, mas requer um esforço adicional de corrente do conversor. Isso pode ser observado através de  $M_{ir}$  na Figura 6-8. Normalmente, um circuito de *crowbar* é utilizado para proteger o conversor contra sobre-corrente e sobre-tensão. O circuito de *crowbar* faz curto-circuito no rotor desviando a corrente e a tensão do circuito rotórico [6].

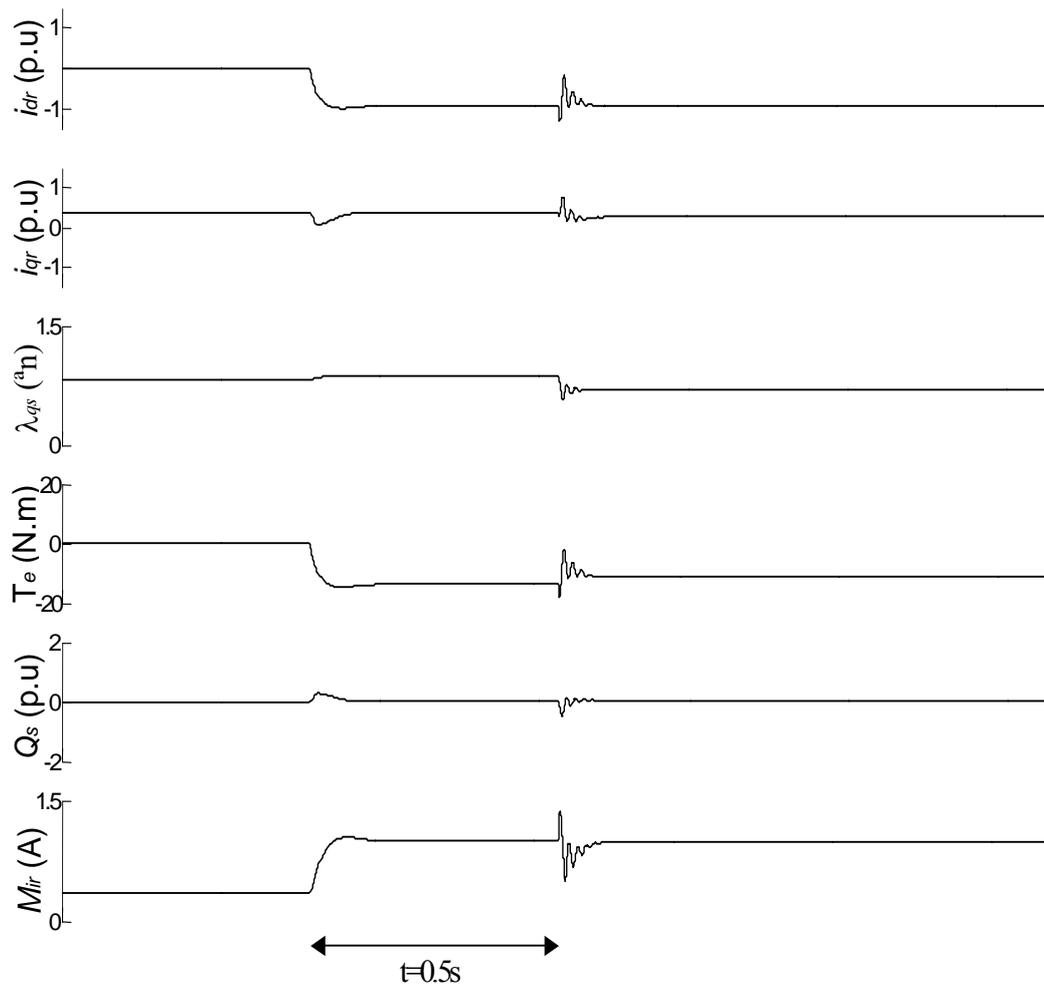


Figura 6-8. Comportamento transitório do GIDA para uma mudança de  $i'_{dr}$  de a para  $-i_n$ , e após 0.5 s houve uma queda de -20 % em  $V_n$ . Para  $\omega_r=0.7\omega_s$  e a banda passante do controlador de corrente de eixo  $q$  e  $d$  é igual a 100 rad/s.

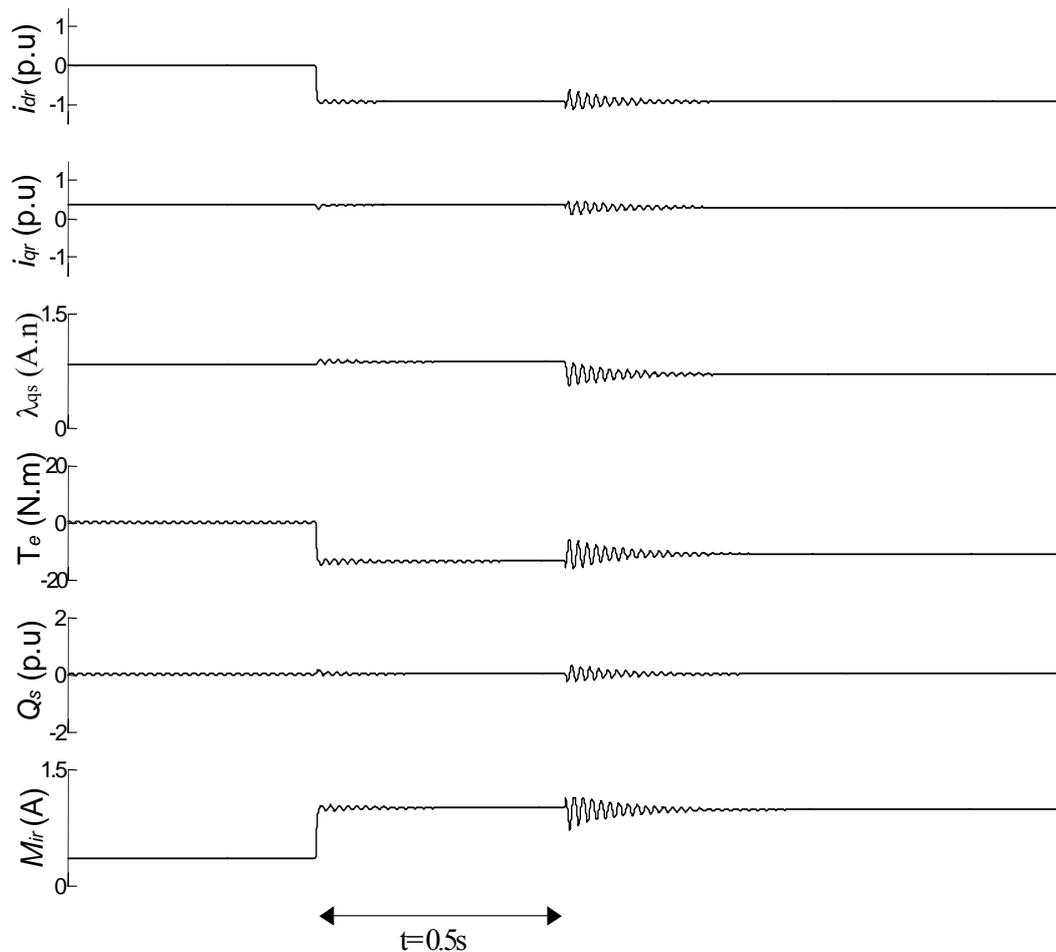


Figura 6-9. Comportamento transitório do GIDA para uma mudança de  $i'_{dr}$  de a para  $-i_n$ , e após 0.5 s houve uma queda de  $-20\%$  em  $V_n$ . Para  $\omega_r=0.7\omega_s$  e a banda passante do controlador de corrente de eixo  $q$  e  $d$  é igual a 100 rad/s.

Na segunda análise, é considerado que os controladores de  $i'_{qr}$  e  $i'_{dr}$ , não têm as mesmas bandas passantes, conforme é mostrado na Figura 6-10 e Figura 6-11. Onde, observar-se que a escolha dos controladores de  $i'_{qr}$  e  $i'_{dr}$ , com bandas passantes diferentes, pode diminuir essas oscilações nas variáveis dependente da corrente, cujo controlador apresenta uma maior banda passante. Por outro lado, a corrente rotórica relacionada ao controlador de menor banda passante terá uma maior oscilação, principalmente, em amplitude. Isso pode ser observado através das oscilações variáveis  $i'_{qr}$ ,  $\lambda_{qs}$  e  $Q_s$  na Figura 6-10, onde o controlador de corrente de eixo  $q$  tem uma menor banda passante se comparado ao controlador de corrente de eixo  $d$ . Um caso contrário a este é mostrado na

Figura 6-11, onde as variáveis  $i'_{dr}$  e  $T_e$ , apresentam uma maior oscilação, devido a menor banda passante de controlador de corrente de eixo  $d$ .

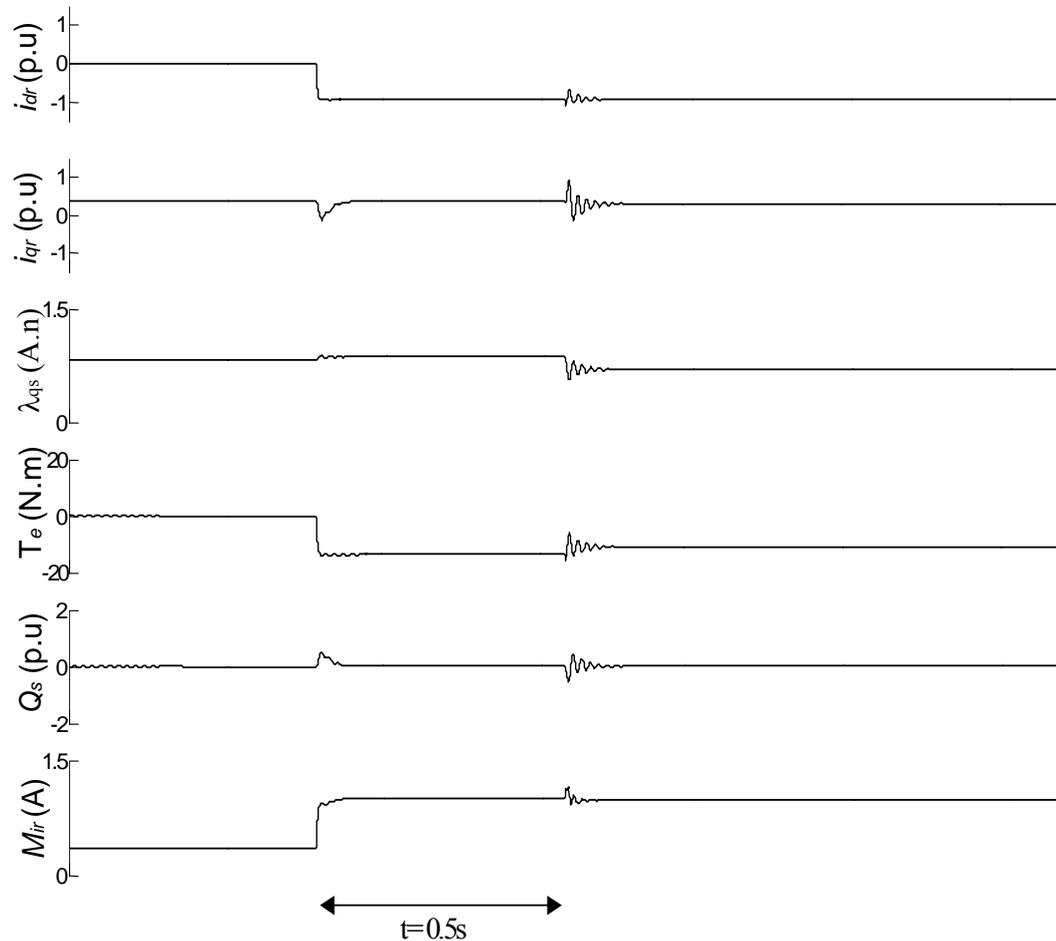


Figura 6-10. Comportamento transitório do GIDA para uma mudança de  $i'_{dr}$  de a para  $-i_n$ , e após 0.5 s houve uma queda de  $-20\%$  em  $V_n$ . Para  $\omega_r=0.7\omega_s$ , banda passante do controlador de corrente de eixo  $q$  é igual a 100 rad/s. e banda passante do controlador de corrente eixo de  $d$  igual a 1000 rad/s.

Portanto, a partir da análise do impacto da banda passante dos controladores PI, no comportamento transitório do GIDA, pode-se dizer que uma diminuição nas oscilações, causadas pela mudança de  $i'_{dr}$  e da variação da amplitude da tensão da rede, pode ser obtida através da diminuição da banda passante do controlador de corrente de eixo  $q$  e  $d$ , ao custo de um maior esforço das correntes rotóricas.

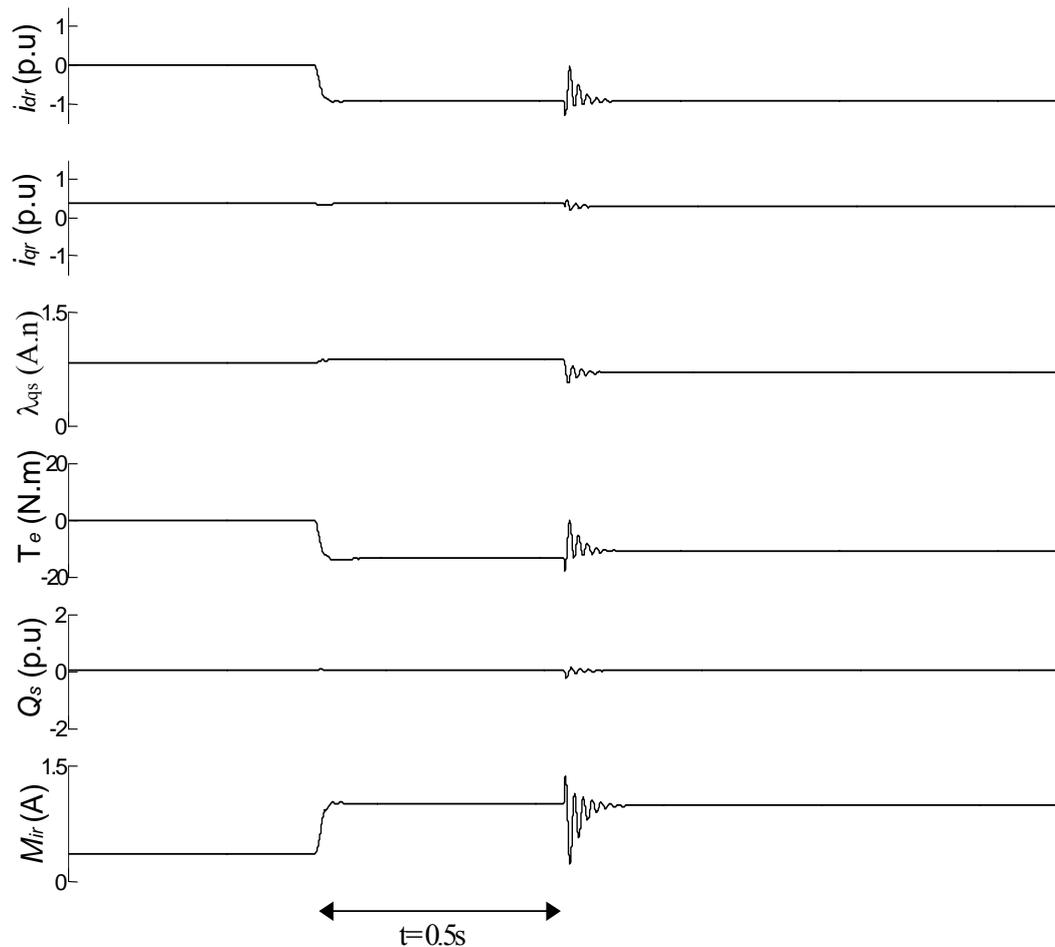


Figura 6-11. Comportamento transitório do GIDA para uma mudança de  $i'_{dr}$  de 0 para  $-i_n$ , e após 0.5 s houve uma queda de  $-20\%$  em  $V_n$ . Para  $\omega_r=0.7\omega_s$ , banda passante do controlador de corrente de eixo  $q$  é igual a 1000 rad/s. e banda passante do controlado de corrente eixo de  $d$  igual a 100 rad/s.

Além disso, a escolha adequada da banda passante dos controladores de corrente de eixo  $q$  e  $d$  podem diminuir as oscilações em  $i'_{qr}$ ,  $i'_{dr}$ ,  $\lambda_{qs}$ ,  $T_e$  e  $Q_s$ . Por exemplo, na Figura 6-10, uma diminuição no  $T_e$  foi obtida através do aumento da banda passante de  $i'_{dr}$ . Conseqüentemente, os esforços mecânicos nos componentes da turbina também foram reduzidos. Por outro lado, houve um aumento nas oscilações de potência reativa, que podem gerar num problema de qualidade de energia, dependendo do local onde for conectada a turbina eólica. De modo similar, uma redução nas oscilações de  $Q_s$  acontecerá, através do aumento da banda passante de  $i'_{qr}$ , conforme pode ser observado na Figura 6-11. Portanto, o

projeto dos controladores PI de eixo  $q$  e  $d$ , com diferentes bandas passantes, gera uma flexibilidade adicional, para diminuir as oscilações do fluxo estatórico, no projeto das turbinas eólicas.

## 6.4. Controlador PI da malha externa de Potência

Para o controle do GIDA, além da malha interna de corrente, é utilizada uma malha externa para regular a potência ativa e outra para regular a potência reativa, conforme mostrado na Figura 6-13. As equações dinâmicas do controlador PI em espaço de estados serão dadas por:

$$\begin{pmatrix} \frac{d}{dt} x_{qint} \\ \frac{d}{dt} x_{dint} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} ref_P \\ ref_Q \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} P_s \\ Q_s \end{pmatrix} \quad (6.41)$$

$$\begin{pmatrix} u_P \\ u_Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -K_{pP} & 0 & K_{iP} & 0 \\ 0 & -K_{pQ} & 0 & K_{iQ} \end{pmatrix} \begin{bmatrix} x_P \\ x_Q \\ x_{qint} \\ x_{dint} \end{bmatrix} + \begin{pmatrix} K_{pP} & 0 \\ 0 & K_{pQ} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} ref_P \\ ref_Q \end{pmatrix}$$

Os ganhos dos controladores PI de potência ativa e reativa foram obtidos através de método de malha aberta de Ziegler-Nichols [8]. Através da Figura 6-12 e da Tabela 6-1, os ganhos do controlador de potência ativa são:

$$K_{iP} = 0.00195 \quad (6.42)$$

$$K_{pP} = 5,39 \quad (6.43)$$

Como, a dinâmica da potência ativa é similar à dinâmica de potência reativa, os ganhos do controlador PI de potência reativa são dados por:

$$K_{iQ} = 0.00195 \quad (6.44)$$

$$K_{pQ} = -5.39 \quad (6.45)$$

Tipo de controlador	$K_p$	$K_i$	$K_d$
P	$1/RL$	-	-
PI	$0.9/RL$	$3L$	-
PID	$1.2/RL$	$2L$	$0.5/L$

Tabela 6-1. Parâmetros do controlador PID obtidos através do método de malha aberta de Ziegler-Nichols.

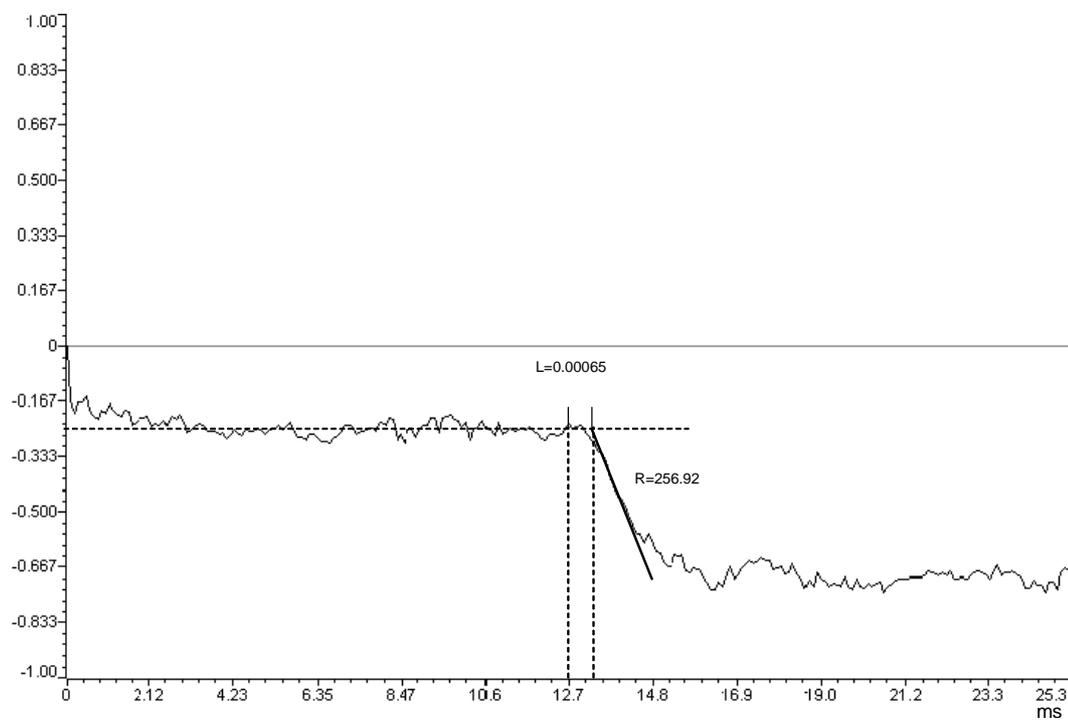


Figura 6-12. Resultado Experimental. Transitório na potência ativa no estator.



## 6.5. Sumário

Neste capítulo, inicialmente, é apresentado um modelo simplificado para o projeto dos controladores PI da malha interna de corrente. Posteriormente, é feita uma análise dos autovalores do GIDA, em malha fechada, com um controlador PI. Através dessa, foi observado que o GIDA apresenta dois autovalores pouco amortecidos, resultante da variação na amplitude e na posição do fluxo estatórico. Além disso, é observado que à medida que  $R_s \approx 0$  as oscilações no fluxo estatórico não podem ser controladas e que se  $R_s$  torna-se significativo, estes autovalores podem ser amortecidos através de  $\lambda_{qs}$ ,  $i'_{qr}$  e  $v_{qs}$ .

Finalmente, é analisado o impacto da banda passante dos controladores PI de eixo  $q$  e  $d$ , com objetivo de diminuir as oscilações do fluxo estatórico. Onde, é observado que a escolha da banda passante dos controladores de corrente de eixo  $q$  e  $d$  podem diminuir as oscilações em  $i'_{qr}$ ,  $i'_{dr}$ ,  $\lambda_{qs}$ ,  $T_e$  e  $Q_s$ . Entretanto, em alguns casos, isso requer um esforço maior de corrente no circuito rotórico. Além disso, são apresentados os projetos dos controladores PI das malhas externas de potência ativa e reativa.

## Bibliografia

- [1] Khalil, H. K. Nonlinear Systems. Prentice-Hall, 1996. 2º edition.
- [2] Heller, M. and Schumacher, W. Stability analysis of doubly-fed induction machines in stator flux reference frame. In Proceedings of 7<sup>th</sup> European Conference on Power Electronics and Applications, pp. 707-710 vol.2, Brussels, Belgium, 1997. EPE Assoc.
- [3] Wang, S.; Ding, Y. Stability analysis of field oriented doubly-fed induction machine drive based on computer simulation. Electric Machines and Power Systems, pp:11-24, 1993.
- [4] Petersson, A. Analysis, Modeling and Control of Doubly Fed Induction Generators for Wind Turbine. Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden 2003.
- [5] Heier, S. Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems.
- [6] Niiranen, J. Voltage dip ride through of a doubly-fed generator equipped with an active crowbar. Nordic Wind Power Conference, March 2004

- [7] Kelber, C. R., Schumacher, W. Amortecimento Ativo do Fluxo em Máquinas Trifásicas de Dupla Alimentação Controladas pelas Correntes Rotóricas. Revista Brasileira de Eletrônica de Potência (SOBRAEP); ISSN 1414-8862; v.8, n.1, pp 33-41, 2003.
- [8] Aström, K. J. Computer-controlled systems theory and design. Prentice-Hall, 1997, 3<sup>th</sup> edition.

# Capítulo 7

## **RESULTADOS EXPERIMENTAIS**

---

### **7.1. Introdução**

Neste capítulo, inicialmente é apresentado resultados experimentais do estimar do tipo PLL utilizado para obter a posição do fluxo estatórico, utilizada na transformação linear ortogonal para o referencial do fluxo estatórico. Além disso, são apresentados resultados experimentais da resposta transitória das correntes rotóricas, com objetivo de mostrar os modos pouco oscilatórios do fluxo estatórico. E, finalmente, são apresentados resultados experimentais do gerador operando em regime permanente fornecendo potência ativa e reativa para a rede elétrica.

### **7.2. Resultados Experimentais do Estimador da posição do fluxo estatórico**

Para validar o projeto do estimador do tipo PLL da posição e velocidade fluxo estatórico são mostrados nesta seção resultados experimentais. Na Figura 7-1 e Figura 7-2 são mostrados a posição e a velocidade estimada do fluxo estatórico para um estimador com banda passante igual a 100 rad/s.

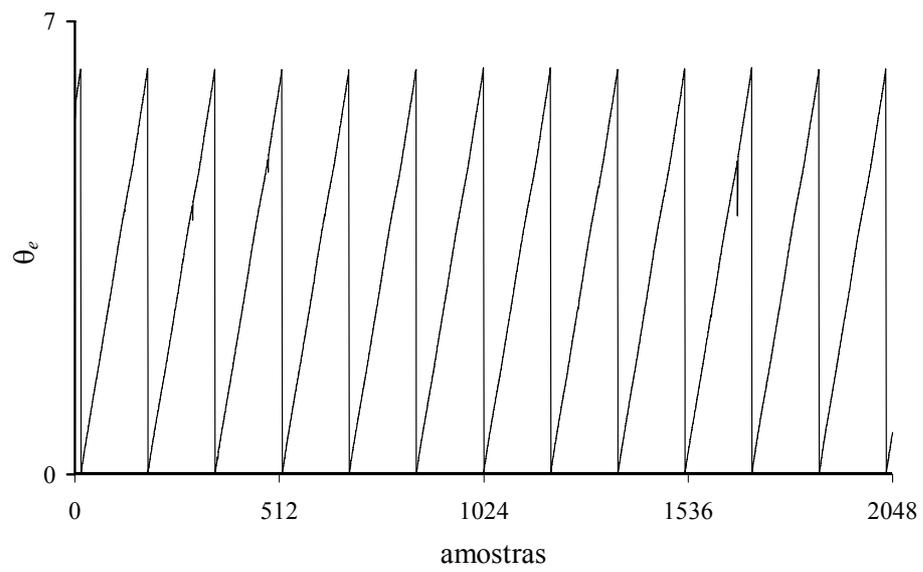


Figura 7-1. Resultado Experimental. Posição angular estimada do fluxo estatístico.

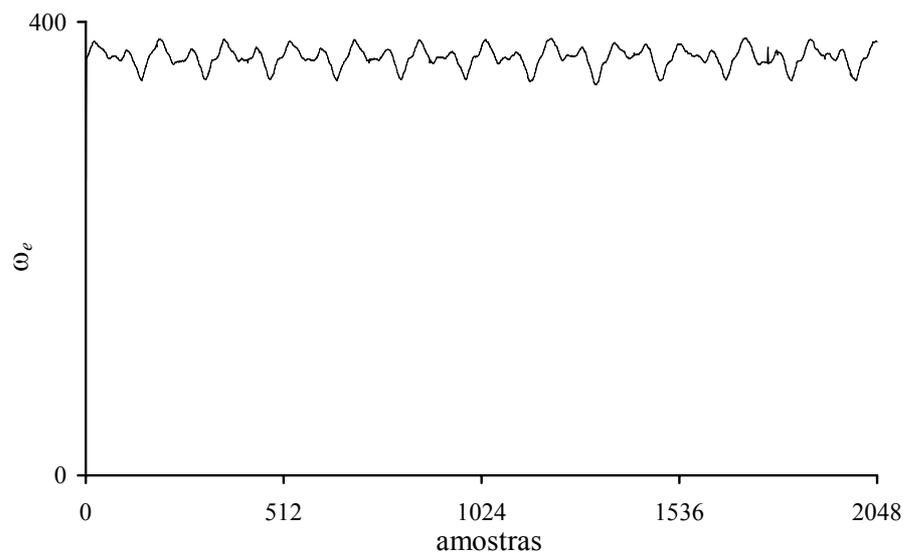


Figura 7-2. Resultado Experimental. Velocidade angular estimada do fluxo estatístico.

### 7.3. Resultados Experimentais da resposta transitória das correntes rotóricas

Com o objetivo de validar a análise do impacto da banda passante dos controladores PI de eixo  $q$  e  $d$  na resposta transitória do GIDA, mostradas no Capítulo 6, nesta seção são mostrados resultados experimentais.

Através da Figura 7-3 e Figura 7-4 observa-se que com o aumento da banda passante dos controladores de corrente PI, de eixo  $q$  e  $d$ , tornam as correntes rotóricas mais oscilatórias, tanto para um degrau na referência de corrente quanto para uma variação a amplitude da tensão da rede elétrica. Por outro lado, a redução da banda passante implica em um esforço adicional de corrente nos conversores, conforme pode ser observado pela amplitude das oscilações.

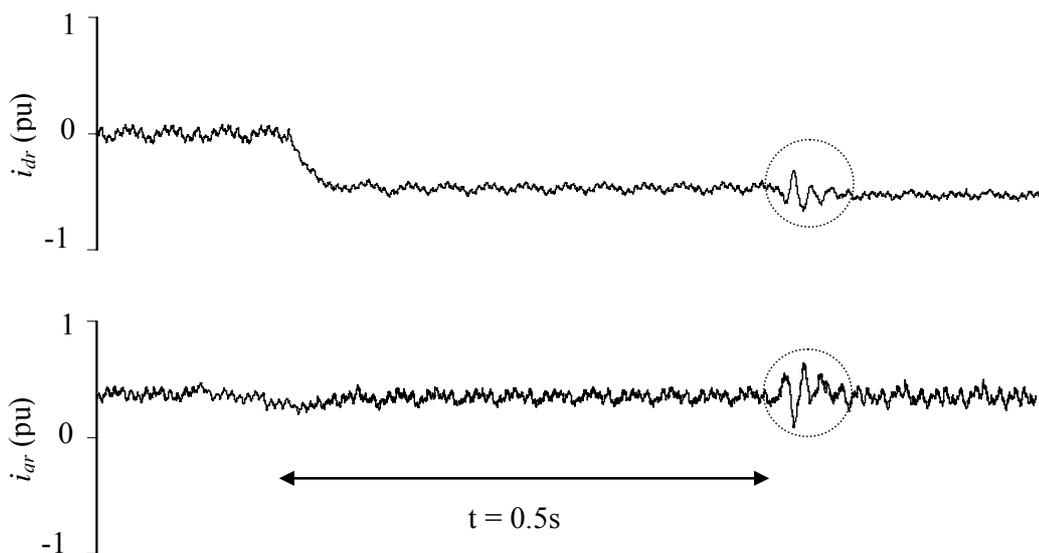


Figura 7-3. Resultado Experimental do comportamento transitório do GIDA para uma mudança de  $i'_{dr}$  de a para  $-0.5$  pu, e após  $0.5$  s houve uma queda de  $-10\%$  em  $V_n$ . Para  $\omega_r=0.7\omega_s$ , banda passante do controlador de corrente de eixo  $q$  e  $d$  é igual a  $1000$  rad/s.

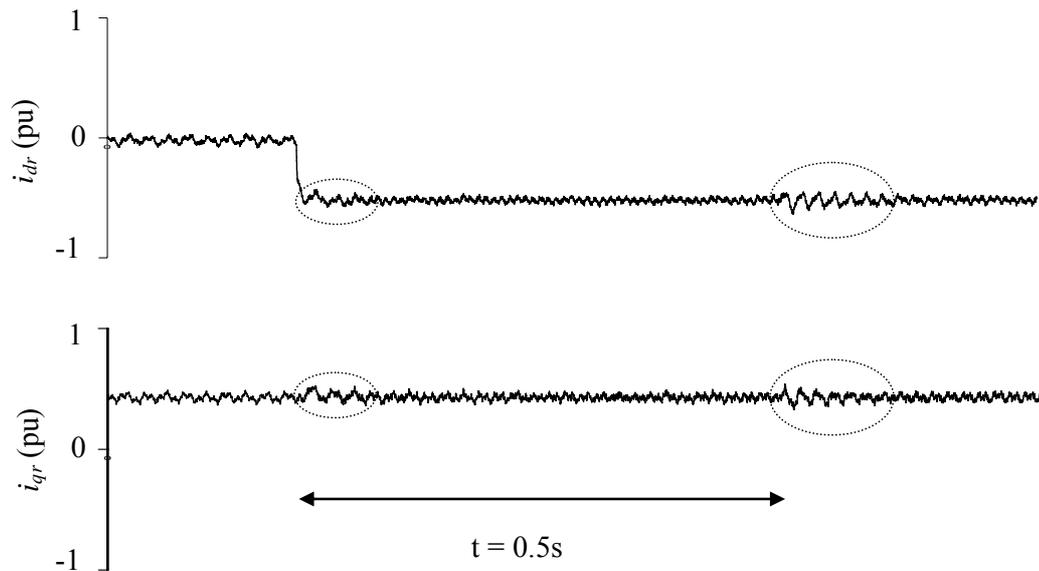


Figura 7-4. Resultado Experimental do comportamento transitório do GIDA para uma mudança de  $i'_{dr}$  de a para  $-0.5$  pu, e após  $0.5$  s houve uma queda de  $-10\%$  em  $V_n$ . Para  $\omega_r=0.7\omega_s$ , banda passante do controlador de corrente de eixo  $q$  e  $d$  é igual a  $1000$  rad/s.

## 7.4. Resultados Experimentais em Regime

### Permanente

Nesta seção, são apresentados resultados experimentais do GIDA em regime permanente, considerando um controlador PI para a malha externa de potência e outro para a malha interna de corrente. Os resultados são mostrados para dois pontos típicos de operação. No primeiro ponto de operação a turbina eólica fornece potência ativa para a rede elétrica e, no segundo, potência reativa.

As Figura 7-5, Figura 7-6 e Figura 7-7 mostram a tensão e corrente na fase a do circuito estatórico, bem como as correntes rotóricas, nesse ponto de operação, onde somente a potência ativa é entregue para a rede. Através da Figura 7-5 pode-se observar que a velocidade angular do circuito rotórico é menor que a do circuito estatórico. Desta forma, à medida que a velocidade do circuito rotórico varia o escorregamento também varia, de modo a manter constante a velocidade angular do circuito estatórico, conforme pode ser observado através da Figura 5-5.

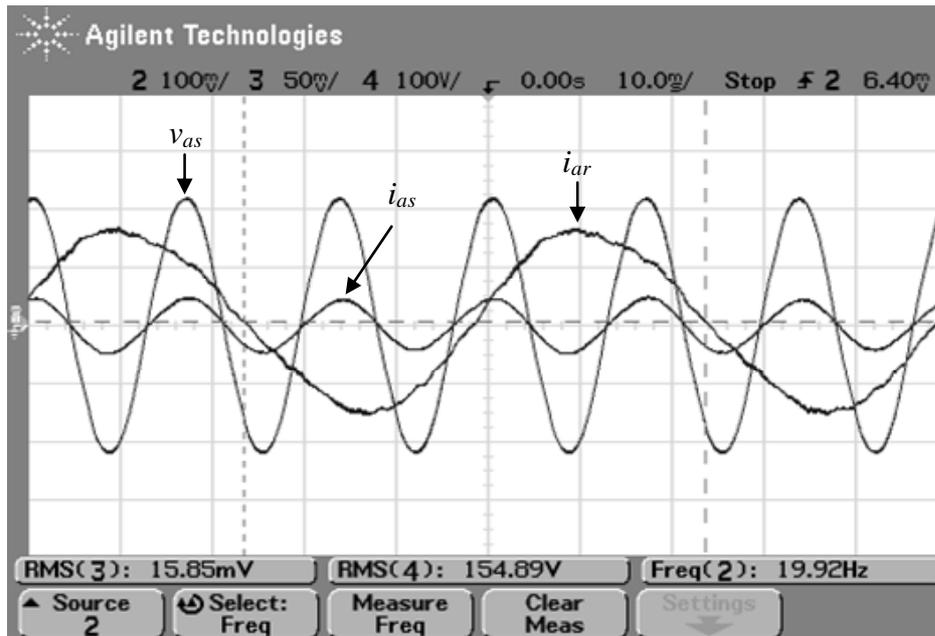


Figura 7-5. Tensão e corrente estatórica na fase a e corrente rotórica na fase A  
Escala vertical: 100V/div, 5A/div e 10 A/div, respectivamente.

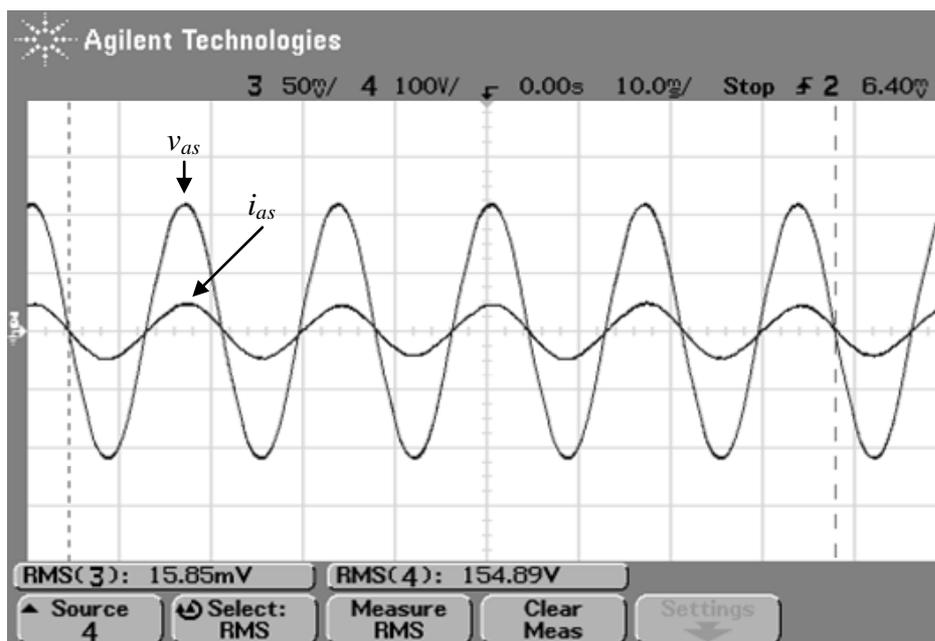


Figura 7-6. Tensão e corrente estatórica na fase A. Escala vertical: 100V/div,  
5A/div.

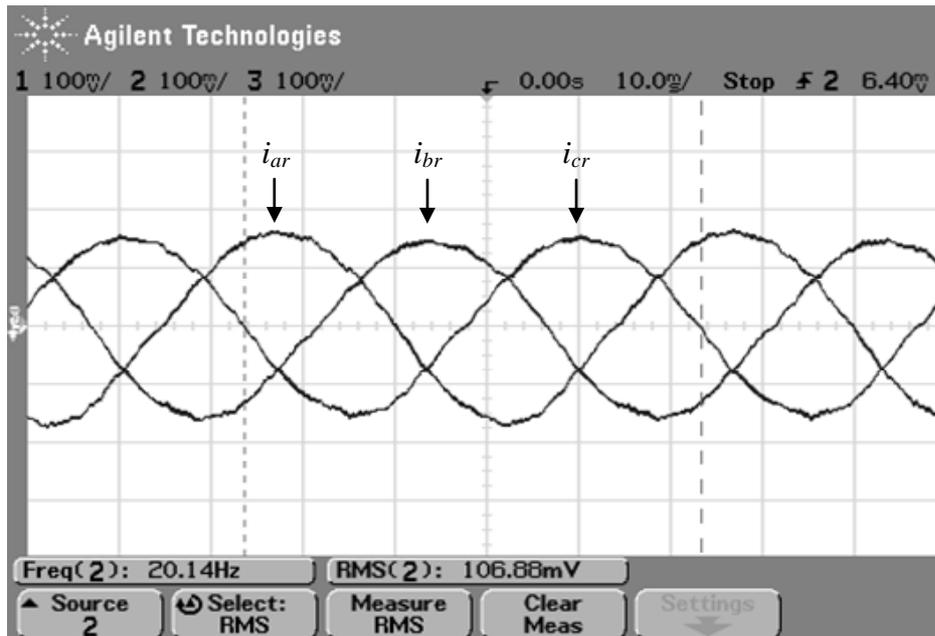


Figura 7-7. Corrente trifásicas de fase no circuito rotórico. Escala vertical: 10A/div.

Por outro lado, as Figura 6-10, Figura 6-11 e Figura 6-13 mostram a tensão e corrente, na fase a do circuito estático, bem como as correntes rotóricas, nesse ponto de operação, onde a turbina fornece potência reativa para a rede elétrica. A operação com potência reativa é interessante, pois através da potência reativa fornecida pela turbina eólica é possível regular a tensão de rede elétrica no ponto de acoplamento comum, desta forma o sistema de geração eólica pode ajudar na qualidade e estabilidade do sistema de distribuição, ao qual está conectado.

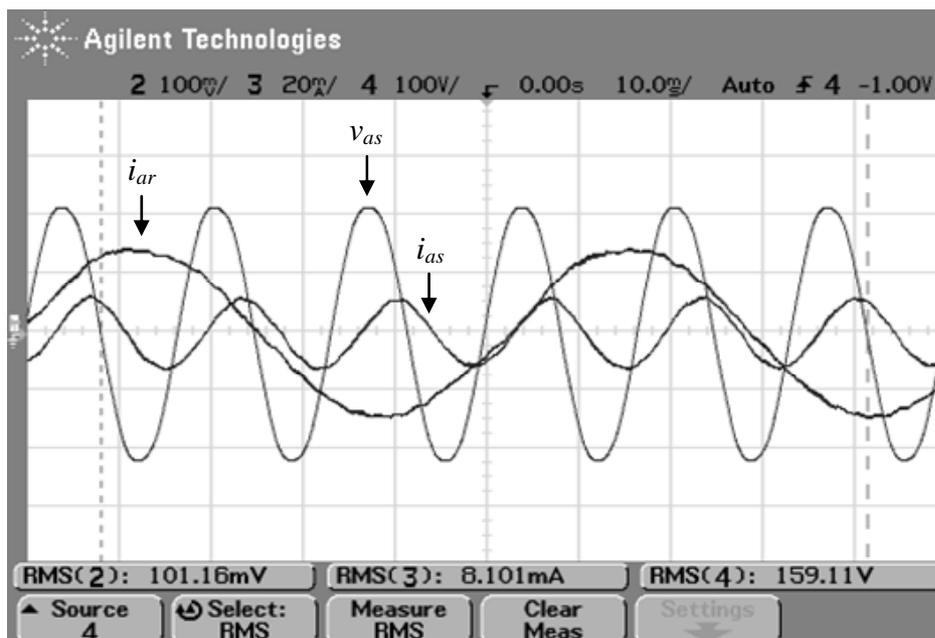


Figura 7-8. Tensão e corrente estatórica na fase a e corrente rotórica na fase a  
Escala vertical: 100V/div, 5A/div e 10A/div, respectivamente.

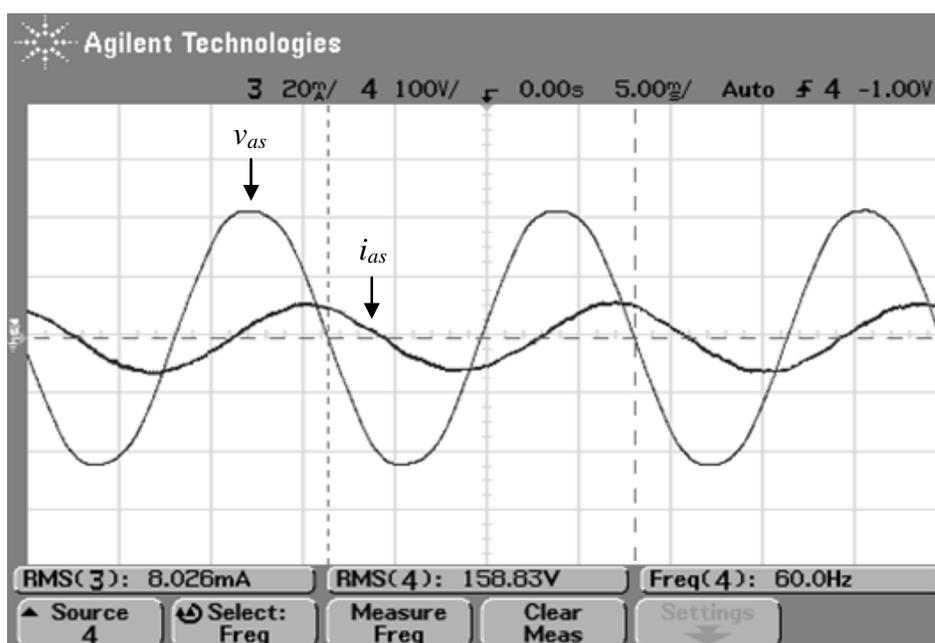


Figura 7-9. Tensão e corrente estatórica na fase a. Escala vertical: 100V/div,  
5A/div.

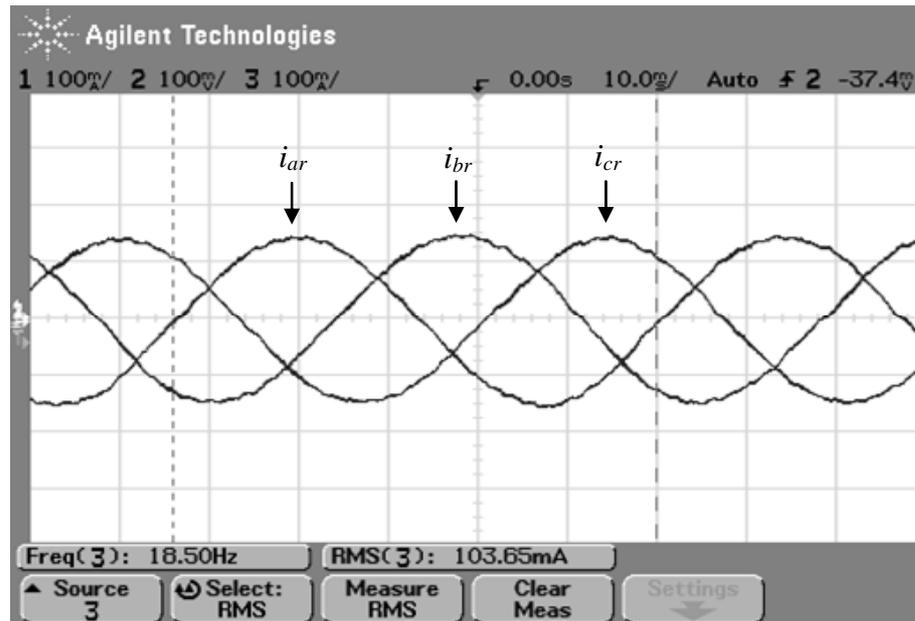


Figura 7-10. Corrente trifásicas no circuito rotórico. Escala vertical: 10A/div.

Além disso, nas Figura 7-11 e Figura 7-12 são mostrados, um transitório nas correntes rotóricas em *abc* e a operação da turbina, na passagem do modo sub-síncrono para o modo sob-síncrono. A mudança no modo de operação mostra que o conversor é bidirecional. Portanto, este pode operar tanto com inversor, quanto como retificador.

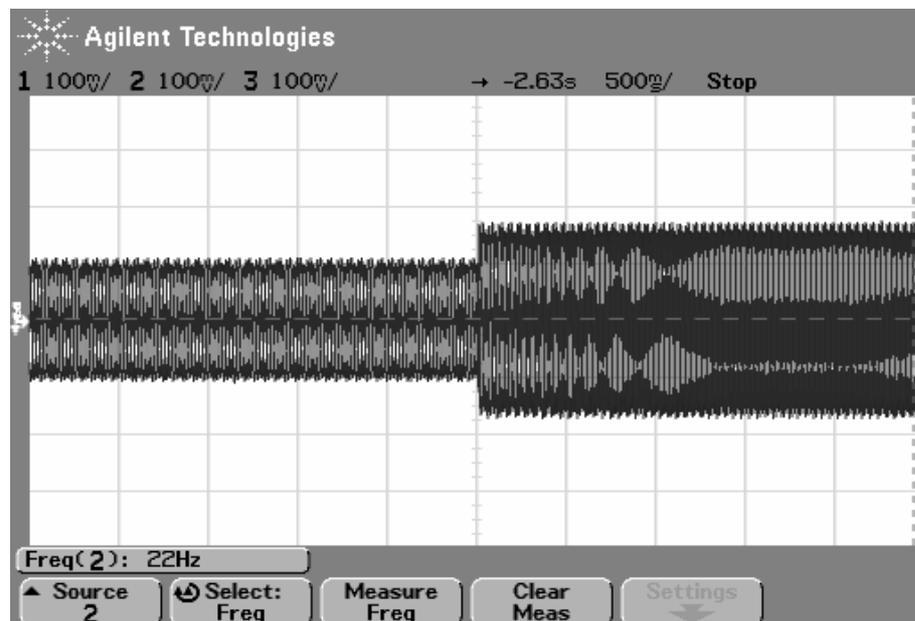


Figura 7-11. Transitório das correntes rotóricas em *abc*.

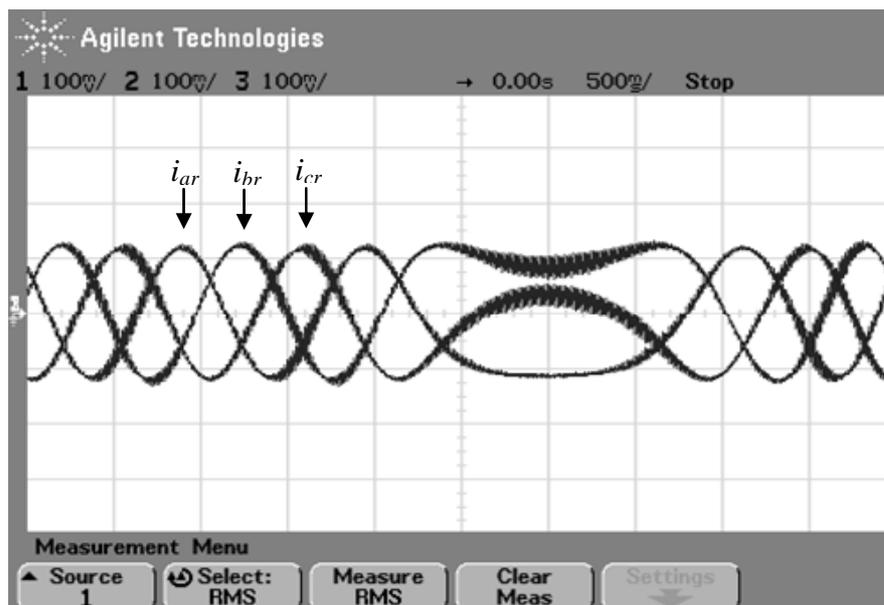


Figura 7-12. Correntes rotóricas na passagem no modo sub-síncrono para o sub-síncrono.

## 7.5. Sumário

Nesta seção são apresentados resultados experimentais no sentido de validar o projeto dos controladores PI, tanto da malha externa de potência como da malha interna de corrente, bem como resultados experimentais do estimador da posição e frequência angular do fluxo estático. Além disso, são mostrados resultados experimentais com objetivo de validar a análise do impacto da banda passante dos controladores PI das malhas de corrente nos modos oscilatórios do fluxo estático.

## Bibliografia

- [1] Botterón, F.; Camargo, R. F.; Hey, H.; Pinheiro, J. R.; Gründling, H. and Pinheiro, H. New limiting algorithms for space vector modulated three-phase four-leg voltage source inverters. IEE Proc.-Electr. Power Appl., Vol. 150, No. 6, Nov. 2003.
- [2] Botterón, F.; Hey, H. L., Gründling, H.; Pinheiro, J. R. e Pinheiro, H.. Digital Voltage and Current Controllers for Three-Phase PWM Inverter for UPS Applications. In Proc. IAS, IEEE IAS Annual Meeting (2001).
- [3] Astrom K. J. e Wittenmark B.,. Computer Controlled Systems, Prentice Hall, pp. 331-336, (1997).

- [4] Ogata, K. Discrete-Time Control Systems. Prentice Hall, 2<sup>o</sup> edition.

# Capítulo 8

## CONCLUSÕES GERAIS

O presente trabalho contribui com o estudo do GIDA em sistemas de geração eólica e apresenta as seguintes conclusões gerais:

(i)- Uma tendência clara é que, para turbinas eólicas com potência acima de 1.5 MW, a maioria dos fabricantes utiliza o GIDA. As principais razões para isso são o baixo custo do conversor de potência do circuito rotórico e a operação em velocidade variável, que diminuem os esforços mecânicos e maximiza a potência gerada pela turbina eólica.

(ii)- O modelo do GIDA no referencial do fluxo estatórico apresenta a potência ativa dependente da corrente rotórica de eixo  $d$ , e a potência reativa dependente da corrente de eixo  $q$ . Portanto, a motivação para se usar o referencial no fluxo estatórico é que, neste referencial, é possível controlar a potência ativa e reativa do sistema independentemente.

(iii)- O fluxo estatórico no GIDA apresenta dois autovalores pouco amortecidos, com frequência de oscilação próxima à frequência da rede elétrica, resultantes da variação na amplitude e na posição do fluxo estatórico. Além disso, observa-se que, à medida que  $R_s \approx 0$ , as oscilações no fluxo estatórico não podem ser controladas, e também que, se o valor de  $R_s$  aumentar, estes autovalores podem ser amortecidos através de  $\lambda_{qs}$ ,  $i'_{qr}$  e  $v_{qs}$ .

(iv)- Uma maneira de amortecer as oscilações do fluxo estatórico é através da redução da banda passante dos controladores de corrente em malha fechada. Através deste método foi observado que a escolha da banda passante dos controladores de corrente de eixo  $q$  e  $d$  podem diminuir as oscilações em  $i'_{qr}$ ,  $i'_{dr}$ ,

$\lambda_{qs}$ ,  $T_e$  e  $Q_s$ . Entretanto, em alguns casos, isso requer um esforço maior de corrente no circuito rotórico.

(v)- Finalmente, são apresentados resultados experimentais do controlador proposto, no sentido de validar o projeto dos controladores de corrente e potência e a presença dos modos oscilatórios do fluxo estatórico. A implementação é realizada através do DSP TMS320F241.

### **Sugestões para Trabalhos futuros:**

1. Implementação do controlador proposto sem medição da posição do rotor.
2. Comparação do desempenho do GIDA utilizando as técnicas de FOC e DTC.
3. Análise do desempenho do GIDA para uma falta ou um desequilíbrio na Rede Elétrica.
4. Estudo da operação do conversor do lado da rede em conexão série, de modo que este atue de forma a compensar o desbalanceamento na tensão da rede.
5. Projeto dos controladores, de modo que a turbina eólica funcione como UPFC ( Unified Power Flow Compensator).

# Apêndice A

## Descrição do Protótipo Utilizado na Implementação

Neste apêndice é feita uma descrição do protótipo implementado e dos circuitos de medição utilizados.

### A.1 Parâmetros do GIDA

As características do GIDA utilizado são apresentadas na Tabela A-1.

Tabela A-1- Parâmetros do GIDA

Potência: 1.86kW	Indutância própria do estator ( $L_s$ ): 8.623Ω
Tensão do Estator ( $V_n$ ): 311V	Indutância própria do rotor ( $L'_r$ ): 8.623Ω
Tensão do Rotor: 92V	Indutância mútua ( $M$ ): 145,4 Ω
Corrente estatórica ( $i_n$ ): 6A	Número de pólos: 4
Corrente rotórica ( $i_r$ ): 20.22A	Velocidade síncrona: 1710 rpm
Resistência estatórica ( $R_s$ ): 2.605Ω	Relação de transformação entre estator e rotor: 5.84
Resistência rotórica ( $R'_r$ ): 3.926Ω	Conexão do rotor e do estator: estrela

OBS: O símbolo ' indica que a variável está referida para o estator.

### A.2 Conversor de Potência

O protótipo implementado utilizou uma ponte trifásica da SEMIKRON, com 6 IGBT's SKM 75GB. Os *drivers* utilizados nesta ponte são os SKHI 22. O esquema elétrico do *driver* e o encapsulamento são mostrados nas Figura A-1 e Figura A-2.

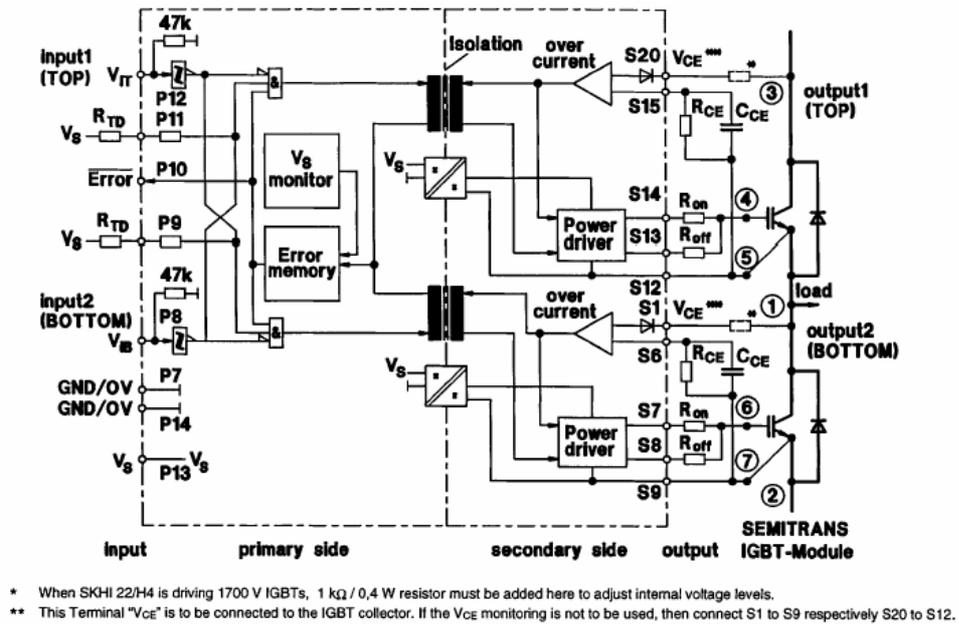


Figura A-1. Descrição do circuito interno do *driver* SKHI 22.

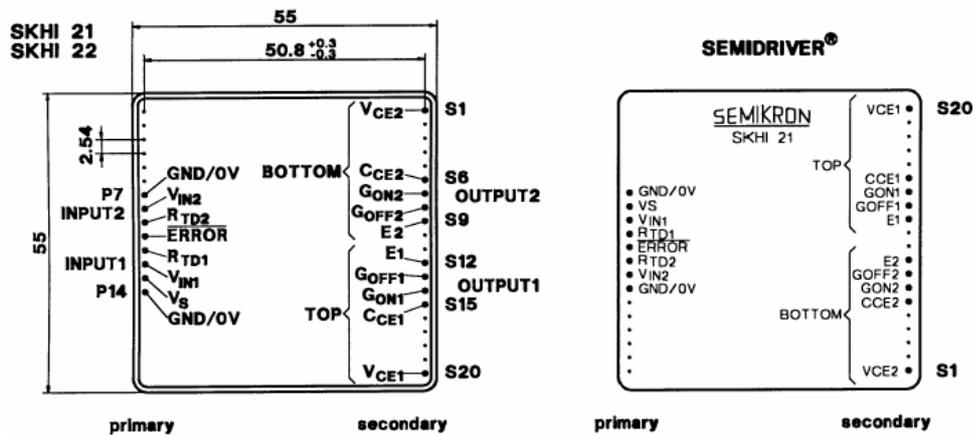


Figura A-2. Encapsulamento do SKHI 22.

### A.3 Circuitos de medição

Os circuitos de medição utilizados para medir as correntes rotóricas e estática são implementados, utilizando sensores de efeito Hall, modelo LA 100P de 100A. Além disso, são utilizadas amplificadas operacionais TL084 para adaptar os valores medidos aos valores de tensão compatíveis as entradas dos conversores A/D do DSP. O esquemático dos medidores de corrente é mostrado na Figura A-3.

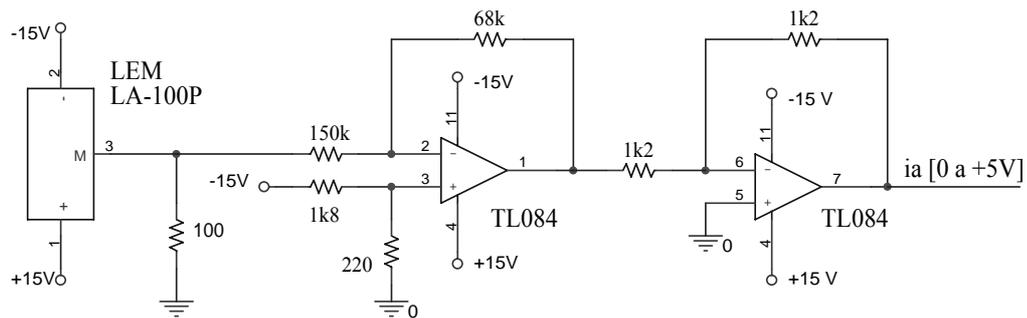


Figura A-3 Esquemático do circuito de medição das corrente estáticas e rotóricas.

Para a medição da tensão estática é utilizado um circuito isolado. A isolamento foi feita através de transformador, e o esquemático do circuito é mostrado na Figura A-4.

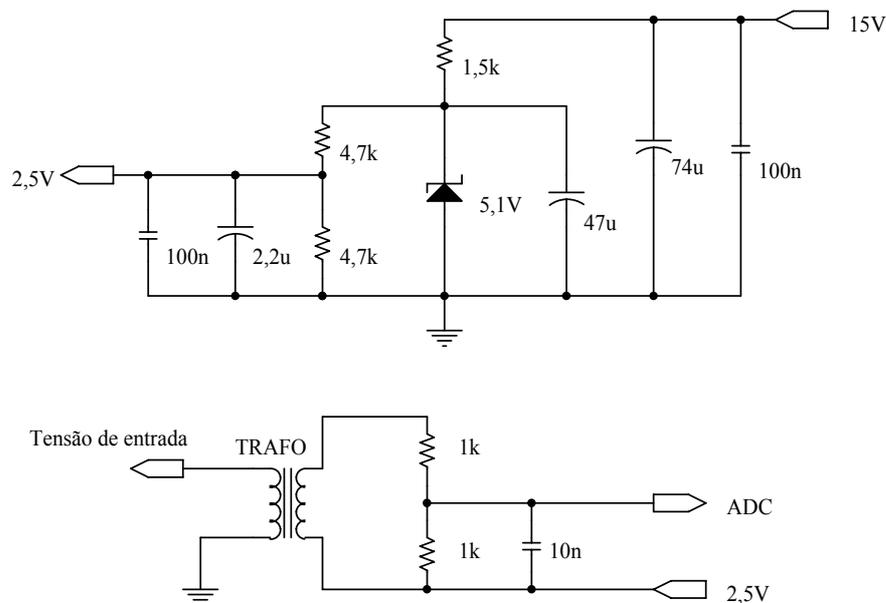


Figura A-4. Esquemático do circuito de medição das tensões estáticas.

## A.4 Características do DSP

O circuito de comando e controle do conversor de potência PWM foi implementado em um DSP TMS320F241 da Texas Inc. O TMS320F241 é um dispositivo da família de processadores digitais 24x de ponto fixo e 16 bits. Esse dispositivo combina uma CPU de baixo custo e uma capacidade de processamento

de alto desempenho, com periféricos avançados otimizados para aplicações na área de acionamento de máquinas.

## A.5 Medição da posição angular do rotor ( $\theta_r$ )

Para medição de  $\theta_r$  é utilizado um encoder incremental, com resolução de 300 pulsos por volta, fabricado pela Veerder-Root do Brasil. O layout do incremental encoder é mostrado na Figura A-5.



Figura A-5. Incremental encoder utilizado. Fabricante: Veerder-Root.

A posição angular inicial do encoder é obtida através de um sensor óptico e a rotina em linguagem Assenbly implementada no DSP para converter os pulsos enviados pelo incremental encoder em posição angular é mostrada abaixo:

```
*****
* Rotina de inicialização do QEP (Quadrature Encoder Pulse) *
*****

LDP      DP_EV
SPLK     #0000h, T2CNT ; Reseta o registro do contador
SPLK     #FFFFh, T2PER ; Configura o registro do período
SPLK     #9870h, T2CON ; Configura o QEP e habilita o Timer 2
SPLK     #E2F0h, CAPCON ; T2 é selecionado como base de tempo
                               ; para o QEP.

*****
* Rotina de armazenamento do Número de pulso em cada *
* período de amostragem *
*****

LACC     T2CNT ; Carrega no acumulador o número de pulsos
POINT_B0
```

READ\_tetar

NEG

SACL            pulsos            ; armazena o número de pulsos

\*\*\*\*\*

\* Rotina para obtenção do teta macanico e do teta            \*

\* elétrica utilizando um encoder de posição            \*

\*\*\*\*\*

LACC            pulsos            ; Número atual de pulso T3CNT(k)

SUB            pulsosa            ; T3CNT(k)-T3CNT(k-1)

ADD            tetam            ; posição angular mecânica anterior

SACL            tetam            ; posição angular mecânica atual

SUB            encpulses            ; teta se a posição mecânica é maior  
; que a escala.

BCND            encmax,LT

SACL            tetam

encmax

LACC            pulsos            ; atualização da variável pulsos.

SACL            pulsosa

# Apêndice B

## Projeto dos controladores PI em Tempo discreto

O modelo discreto dos controladores PI da malha externa de potência e da malha interna de corrente, utilizados para implementação em DSP, são obtidos aplicando-se o método de discretização de Euler nas equações em tempo contínuo, que resulta em:

$$\begin{aligned} \mathbf{e}(k) &= \mathbf{ref}(k) - \mathbf{v}(k) \\ \mathbf{u}(k) &= K_i \mathbf{x}(k) + K_p \mathbf{e}(k) \\ \mathbf{x}(k+1) &= \mathbf{x}(k) + T_d \mathbf{e}(k) \end{aligned} \quad (\text{A.1})$$

sendo,  $\mathbf{e}$  o vetor do erro,  $\mathbf{v}$  o vetor da variável medida,  $\mathbf{u}$  vetor de comando,  $K_i$  o ganho integral,  $K_p$  o ganho proporcional e  $T_d$  o período de amostragem. Além disso, como a implementação é feita em DSP de ponto fixo, é necessário um algoritmo para limitação da ação integral, para que esta não estore a faixa dinâmica estabelecida no projeto. O algoritmo utilizado é dado por:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Flag}=0 \\ \text{se } \|\mathbf{u}(k)\|_2 > \text{Limite} \\ \quad \mathbf{u}_{\text{lim}}(k) = \frac{\mathbf{u}(k)}{\|\mathbf{u}(k)\|_2} \text{Limite} \\ \quad \text{Flag} = 1 \\ \text{senão } \mathbf{u}_{\text{lim}}(k) = \mathbf{u}(k) \\ \text{se } \text{Flag}=1 \\ \quad \mathbf{x}(k) = \frac{1}{K_i} \mathbf{u}_{\text{lim}}(k) - \frac{K_p}{K_i} \mathbf{e}(k) \\ \text{senão } \mathbf{x}(k+1) = \mathbf{x}(k) + T_d \mathbf{e}(k) \end{array} \right. \quad (\text{A.2})$$

onde  $\|\mathbf{u}(k)\|_2$  é a norma Euclidiana do vetor  $\mathbf{u}(k)$ , isto é:  
 $\|\mathbf{u}(k)\|_2 = \sqrt{u_q(k)^2 + u_d(k)^2}$ . O valor da variável Limite é de 1,2247 para malha de potência, sendo que este valor foi obtido da transformação  $abc \rightarrow qd$  utilizada. Por outro lado, o valor da variável Limite para malha de corrente é de 0,707. Este valor é definido pela modulação *Space Vector* de modo a assegurar a operação do conversor na região linear.