

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ**  
**CENTRO TECNOLÓGICO**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Dissertação de Mestrado**

**MODELAGEM E AVALIAÇÃO DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DE  
AEROGERADORES SÍNCRONOS COM MAGNETO PERMANENTE  
EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

**Fernando Manuel Carvalho da Silva Santos**

**BELÉM**

**2005**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
CENTRO TECNOLÓGICO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FERNANDO MANUEL CARVALHO DA SILVA SANTOS**

**MODELAGEM E AVALIAÇÃO DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DE  
AEROGERADORES SÍNCRONOS COM MAGNETO PERMANENTE  
EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

**DM-21/2005**

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora aprovada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFPA, como requisito para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica na Área de Sistemas de Energia Elétrica.

**BELÉM  
2005**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ**  
**CENTRO TECNOLÓGICO**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MODELAGEM E AVALIAÇÃO DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA DE**  
**AEROGERADORES SÍNCRONOS COM MAGNETO PERMANENTE EM**  
**SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

**AUTOR: FERNANDO MANUEL CARVALHO DA SILVA SANTOS**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À AVALIAÇÃO DA BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ, E JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 29 / 04 / 2005

BANCA EXAMINADORA:

---

**Prof. Dr. Tadeu da Mata Medeiros Branco (UFPA)**  
**Orientador**

---

**Prof. Dr. Marcus Vinícius Alves Nunes (UFPA)**  
**Co-Orientador**

---

**Prof. Dr. -Ing. João Tavares Pinho (UFPA)**  
**Membro**

---

**Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez (UFMA)**  
**Membro**

VISTO:

---

**Prof. Dr. João Crisóstomo Weyl Albuquerque Costa**  
**Coordenador do PPGEE/CT/UFPA**

## DEDICATÓRIA

Ao meu avô (*in memoriam*),  
pelos ensinamentos que foi capaz de me transmitir.

Ao meu pai (*in memoriam*),  
meu ídolo, minha referência de dignidade, amizade, trabalho, determinação, e força  
para enfrentar a vida.

A minha mãe,  
pelo amor, carinho, paciência, dedicação e apoio irrestritos prestados.

*... a experiência da vida não se transmite – precisamos viver a nossa experiência...*

*...todos adotam uma atitude perante a existência. Se quizeres chegar à idade madura sem remorsos de uma vida mal vivida terás, de certa maneira, de assumir uma atitude de turista – ou não seja esta vida “uma viagem do berço para a tumba”. Sim, o turista que pretende viajar agradavelmente, sem complicações...*

*Esta atitude não impede, antes pelo contrário, que trabalhes e lances a tua pedra para a Posteridade, que vivas e deixes viver os outros; melhor que ajudes, sempre que possas, os outros a viver. E também não te impede que ames – para ser amado; que perdoes para ser perdoado. Para te realizares inteiramente, como agora é moda dizer-se, deves contrair família – o homem só não é feliz. Educa os teus filhos na lei de Deus – sem beatice. Adeus, meu amigo, até a Eternidade.*

*Teu Avô*

*(trecho extraído de  
“Carta aberta a um senhor de 20 dias”  
por Lutero Siqueira Aço)*

## AGRADECIMENTOS

- Primeiramente a Deus, pela perseverança necessária que me concedeu para concluir este Curso de Mestrado, além do acompanhamento e ajuda em todos os momentos da minha vida.
- A meus pais Fernando (*in memoriam*) e Maria da Graça, pelo amor e apoio sempre demonstrados, e por serem sempre uma lição de vida para mim.
- A minha irmã Maria Amélia, pelo incentivo, amizade e apoio para que esta etapa de minha vida pudesse se concretizar.
- A minha filha Fernanda Manuela, pela compreensão nos momentos em que estive ausente.
- Ao meu orientador Prof. Dr. Tadeu da Mata Medeiros Branco, pela sua valiosa orientação, dedicação, incentivo e acima de tudo amizade, meus mais sinceros agradecimentos.
- Ao meu co-orientador Prof. Dr. Marcus Vinícius Alves Nunes, por suas orientações e apoio ao longo deste trabalho.
- Ao GEDAE, na pessoa do Prof. Dr. João Tavares Pinho, por ter disponibilizado a infraestrutura necessária para a realização deste trabalho.
- Aos professores e estudantes do GEDAE, pelo excelente convívio, grande amizade e ajuda sempre demonstrados.
- Aos professores Msc. Edson Ortiz de Matos e Dr. Jurandyr Nascimento Garcez, pela confiança, incentivo e ajuda em momentos importantes da minha vida acadêmica.

- Aos amigos Eng. Msc. Sílvio Bispo e Eng. Msc. Marcos Galhardo, pelo carinho, amizade e espírito de equipe demonstrados.
- Ao amigo Eng. Hallan Max, companheiro de sábados, domingos e feriados, pela amizade, apoio e incentivo ao longo desta caminhada.
- Ao amigo Eng. Luis Blasques, também companheiro de sábados, domingos e feriados, pelo apoio e ajuda imprescindível na digitação e correção deste trabalho.
- Aos colegas Eng. Msc. Raimundo Nonato das Mercês Machado e Eng. João Paulo Abreu Vieira, pela ajuda em etapas difíceis deste trabalho.
- À CAPES – Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Ensino Superior, pela ajuda financeira recebida durante o curso.

## SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	i
LISTA DE TABELAS.....	vi
RESUMO.....	vii
ABSTRACT.....	viii
CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO.....	1
1.1 – Mercado Mundial de Aerogeradores .....	1
1.1.1 – Histórico .....	1
1.1.2 – Cenário Atual .....	11
1.2 – O Setor Elétrico Nacional e a Energia Eólica .....	15
1.3 – Impactos da Geração Eólica na Rede Elétrica .....	18
1.4 – Revisão Bibliográfica .....	20
1.5 – Estrutura da Dissertação .....	22
CAPÍTULO 2 – TECNOLOGIAS DE AEROGERADORES PARA INTEGRAÇÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA .....	24
2.1 – Introdução .....	24
2.2 – Aerogerador .....	24
2.2.1 – Potência Nominal .....	24
2.2.2 – Arrasto e Sustentação.....	25
2.2.3 – Eixo de Rotação.....	26
2.2.4 – Número de Pás .....	27
2.2.5 – Velocidade do Rotor.....	31
2.2.5.1 – Aerogeradores de Velocidade Fixa .....	31
2.2.5.2 – Aerogeradores de Velocidade Variável.....	32
2.2.6 – Geradores .....	33
2.2.6.1 – Gerador Assíncrono com Rotor em Gaiola .....	34



2.2.6.2 – Gerador Assíncrono Duplamente Excitado .....	35
2.2.6.3 – Gerador Síncrono com Rotor Bobinado .....	36
2.2.6.4 – Gerador Síncrono com Magneto Permanente.....	36
2.3 – Conversores de Potência .....	38
2.3.1 – Comutação Natural pela Linha.....	39
2.3.2 – Comutação Forçada.....	40
2.3.2.1 – Conversores de Potência com Modulação PWM .....	42
2.4 – Concepções Tecnológicas de Aerogeradores Utilizando Gerador	
Síncrono com Magneto Permanente.....	43
2.4.1 – Forma Construtiva do Rotor .....	43
2.4.2 – Concepção do Fluxo Magnético.....	44
2.4.2.1 – Gerador de Fluxo Radial com Excitação Através de Magnetos	
Permanentes .....	45
2.4.2.2 – Gerador de Fluxo Axial com Excitação Através de Magnetos	
Permanentes .....	47
2.4.2.3 – Gerador de Fluxo Transversal com Excitação Através	
de Magnetos Permanentes.....	49
2.4.3 – Considerações e Tendências Tecnológicas.....	52
2.5 – Conclusão .....	57
<b>CAPÍTULO 3 – MODELAGEM DINÂMICA.....</b>	<b>58</b>
3.1 – Introdução .....	58
3.2 – Estabilidade Transitória .....	58
3.2.1 – Considerações sobre os Modelos dos Sistemas Eólicos .....	61
3.2.1.1 – Modelos baseados nas Curvas de Potência dos Aerogeradores..	62
3.2.1.2 – Modelo Subtransitório .....	62
3.2.1.3 – Modelo Transitório – Conversores Modelados como Fonte	
de Tensão .....	63
3.2.1.4 – Modelo Transitório – Conversores Modelados como Fonte de	
Corrente .....	64
3.3 – Modelo da Turbina Eólica.....	65

3.4 – Modelo da Máquina Assíncrona com Rotor em Gaiola .....	72
3.5 – Modelo da Máquina Assíncrona Duplamente Excitada .....	77
3.5.1 – Modelo dos Reguladores de Tensão e de Velocidade do Gerador Assíncrono Duplamente Excitado .....	80
3.6 – Modelo da Máquina Síncrona de Rotor Bobinado .....	83
3.6.1 – Modelo do Regulador de Tensão da Máquina Síncrona de Rotor Bobinado .....	85
3.6.2 – Modelo do Regulador de Velocidade da Máquina Síncrona de Rotor Bobinado .....	87
3.7 – Modelo da Máquina Síncrona de Magneto Permanente .....	90
3.7.1 – Modelo de Fonte de Corrente .....	91
3.7.2 – Modelo de Fonte de Tensão .....	92
3.7.3 – Modelo dos Reguladores de Tensão e de Velocidade da Máquina Síncrona com Magneto Permanente .....	96
3.7.3.1 – Modelo do Regulador de Tensão ou Conversor Interligado ao Estator do Gerador .....	97
3.7.3.2 – Modelo do Regulador de Velocidade ou Conversor Interligado à Rede Elétrica .....	98
3.8 – Linhas de Transmissão e Modelo da Carga na Rede Elétrica .....	100
3.9 – Conclusão .....	101
<b>CAPÍTULO 4 – DESCRIÇÃO DO PROGRAMA DE SIMULAÇÃO ...</b>	<b>102</b>
4.1 – Introdução .....	102
4.2 – Modelo Multi-Máquinas de um Sistema de Energia Elétrica .....	102
4.3 – Representação do Sistema Elétrico no Espaço de Estados .....	108
4.4 – Algoritmo de Simulação .....	110
4.4.1 – Determinação das Condições Iniciais .....	111
4.4.1.1 – Condições Iniciais dos Geradores Síncronos .....	112
4.4.1.2 – Condições Iniciais dos Geradores Assíncronos .....	113
4.4.2 – Modelagem das Contingências no Sistema de Energia Elétrica .....	113
4.4.3 – Método de Integração Numérica das Equações .....	114

4.4.4 – Cálculo Numérico da Frequência .....	117
4.4.5 – Solução das Equações Algébricas e Diferenciais .....	118
4.5 – Programa de Simulação .....	121
4.5.1 – Opções de Simulação da Interface Gráfica Amigável .....	122
4.6 – Conclusão .....	125
<b>CAPÍTULO 5 – SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS.....</b>	<b>126</b>
5.1 – Introdução .....	126
5.2 – Sistema Elétrico Adotado .....	126
5.3 – Estudo das Contingências.....	131
5.3.1 – Curto-Circuito Simétrico na Rede Elétrica.....	131
5.3.2 – Retirada de Carga.....	134
5.3.3 – Perda de Geração Convencional .....	138
5.3.4 – Parâmetros dos Circuitos da Rede Elétrica Simulada.....	143
5.3.5 – Parâmetros dos Geradores e dos Reguladores Adotados nas Simulações .....	144
5.3.5.1 – Máquinas Síncronas Convencionais com Acionamento a Diesel.....	144
5.3.5.2 – Máquina Síncrona Eólica com Magneto Permanente .....	146
5.3.5.3 – Máquinas Assíncronas Eólicas .....	147
5.4 – Conclusão .....	149
<b>CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES.....</b>	<b>151</b>
6.1 – Considerações Finais .....	151
6.2 – Recomendações para Trabalhos Futuros .....	152
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>154</b>

## LISTA DE FIGURAS

### CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

Figura 1.1 – Moinho de vento americano - windmill, de Daniel Halliday, 1854.....	2
Figura 1.2 – Aerogerador de Brush (1888-1908) de 12 kW, Cleveland, OHIO, EUA.....	2
Figura 1.3 – Aerogeradores de Poul la Cour (1897), na escola em Askov, Dinamarca.....	3
Figura 1.4 – Aerogerador Balaclava de 100 kW (1931-1934) .....	3
Figura 1.5 – Aerogerador Gedser de 200 kW (1956-1957) .....	4
Figura 1.6 – Aerogerador de Hutter de 100 kW, com pás de fibra de vidro (1958) .	5
Figura 1.7 – Aerogerador Darrieus de eixo vertical de 10 kW .....	6
Figura 1.8 – Aerogerador NIBE A e B de 630 kW .....	6
Figura 1.9 – Aerogerador Boeing Mod-2 de 2,5 MW .....	7
Figura 1.10 – Aerogeradores WTS3 3MW, NSH 3 MW, GROWIAN 3 MW e TVIND 2 MW .....	8
Figura 1.11 – Aerogerador Riisager de 22 kW .....	8
Figura 1.12 – Parque eólico com aerogeradores Nordtank de 55 kW.....	9
Figura 1.13 – Capacidade eólica global instalada acumulada em 2004.....	11
Figura 1.14 – Fabricantes de aerogeradores líderes do mercado mundial em 2004.....	12
Figura 1.15 – Evolução no porte dos aerogeradores .....	12

### CAPÍTULO 2 – TECNOLOGIAS DE AEROGERADORES PARA INTEGRAÇÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

Figura 2.1 – Vetores de velocidades e forças sobre o perfil aerodinâmico da pá .	25
Figura 2.2 – Aerogeradores com turbina eólica de eixo horizontal (a) e de eixo vertical (b), do tipo Darrieus.....	26
Figura 2.3 – Eficiência de alguns tipos de aerogeradores.....	27
Figura 2.4 – Aerogeradores com rotor a montante e a juzante .....	28
Figura 2.5 – Curva de potência com controle por estol .....	29

Figura 2.6 – Curva de potência com controle de passo .....	29
Figura 2.7 – Componentes principais de um aerogerador de eixo horizontal .....	30
Figura 2.8 – Algumas conexões possíveis de aerogeradores .....	37
Figura 2.9 – Alternativas de conjunto gerador e retificador .....	39
Figura 2.10 – Inversor comutado pela linha .....	40
Figura 2.11 – Inversor de comutação forçada .....	41
Figura 2.12 – Combinação de retificador e inversor, ambos PWM .....	42
Figura 2.13 – Magnetos instalados (a) na superfície do rotor (b) no interior do rotor – concentração de fluxo.....	43
Figura 2.14 – Gerador de fluxo radial excitado através de magnetos permanentes: a) com magnetos instalados na superfície, e um enrolamento monofásico; b) com magnetos instalados na superfície, e enrolamentos trifásicos; c) com concentração de fluxo, e um enrolamento monofásico; d) seção transversal dessa concepção .....	45
Figura 2.15 – Gerador de fluxo axial excitado através de magnetos permanentes: a) estrutura de uma única peça, com um estator e dois discos do rotor; b) sua seção transversal .....	48
Figura 2.16 – Gerador de fluxo transversal excitado por magnetos permanentes. Configuração de entreferro axial a considerar: a) bobinas do estator externas direcionando os passos de fluxo; b) bobinas do estator internas direcionando os passos de fluxo .....	50
Figura 2.17 – Estrutura de um gerador síncrono com múltiplos pólos, de fluxo transversal, excitado por magnetos permanentes.....	51
Figura 2.18 – Diminuição do passo polar em função do aumento do número de pólos em máquinas com enrolamento de excitação .....	52
Figura 2.19. – Diminuição do passo polar em função do aumento do número de pólos em máquinas com excitação através de magnetos permanentes .....	53
Figura 2.20 – Desenvolvimento dos materiais magnéticos ao longo dos anos .....	54
Figura 2.21 – Principais produtores mundiais de magnetos permanentes e os percentuais de fabricação de cada um dos tipos de magnetos permanentes .....	56

## CAPÍTULO 3 – MODELAGEM DINÂMICA

Figura 3.1 – Classificação do estudo de estabilidade de sistemas de potência ....	60
Figura 3.2 – Classificação dos fenômenos dinâmicos.....	61
Figura 3.3 – Esquema para controle do ângulo de passo .....	69
Figura 3.4 – Modelos mecânicos de aerogeradores .....	70
Figura 3.5 – Transformação de eixos abc da máquina para o eixo d-q.....	73
Figura 3.6 – Esquema simplificado do aerogerador duplamente excitado utilizando a concepção <i>Scherbius</i> estático – sistema anti-paralelo PWM .....	78
Figura 3.7 – Diagrama vetorial do gerador assíncrono duplamente excitado .....	81
Figura 3.8 – Malhas de controle para o gerador assíncrono duplamente excitado.....	82
Figura 3.9 – Modelo Tipo 1 do IEEE para o regulador de tensão da máquina síncrona .....	86
Figura 3.10 – Modelo do regulador de velocidade utilizado para a máquina a diesel .....	88
Figura 3.11 – Modelo do regulador de velocidade utilizado para a máquina eólica .....	89
Figura 3.12 – Sistema eólico com máquina síncrona de magneto permanente (MSMP) interligado à rede elétrica através de conversor estático .....	91
Figura 3.13 – Modelo equivalente dq para o gerador síncrono excitado por magneto permanente.....	93
Figura 3.14 – Representação simplificada dos conversores para conexão das máquinas síncronas com magneto permanente à rede elétrica.....	97
Figura 3.15 – Modelo do conversor estático do lado do gerador utilizado para a máquina síncrona de magneto permanente.....	98
Figura 3.16 – Malhas de controle do conversor interligado à rede elétrica .....	99

## CAPÍTULO 4 – DESCRIÇÃO DO PROGRAMA DE SIMULAÇÃO

Figura 4.1 – Transformação do eixo de referência da máquina para o eixo de referência da rede .....	106
Figura 4.2 – Equivalente Norton para representação das máquinas na rede elétrica .....	108
Figura 4.3 – Fluxograma do algoritmo de simulação.....	111
Figura 4.4 – Fluxograma das interrelações entre as equações algébricas e diferenciais.....	121
Figura 4.5 – Menu Principal do programa de simulação .....	123
Figura 4.6 – Interface para inserir os dados necessários para realizar a variação de carga.....	123
Figura 4.7 – Interface para inserir os dados necessários para realizar o curto-circuito .....	124
Figura 4.8 – Interface para inserir os dados necessários para realizar a retirada de geração convencional .....	124
Figura 4.9 – Menu com as opções de saída do programa de simulação .....	125

## CAPÍTULO 5 – SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

Figura 5.1 – Sistema de energia elétrica de 6 barras do IEEE.....	127
Figura 5.2 – Sistema elétrico com a inclusão do parque eólico.....	128
Figura 5.3 – Tensão na barra de geração eólica.....	132
Figura 5.4 – Potência ativa fornecida pelos geradores eólicos .....	132
Figura 5.5 – Potência reativa fornecida pelos geradores eólicos .....	133
Figura 5.6 – Velocidade angular dos rotores dos geradores eólicos.....	133
Figura 5.7 – Tensão na barra de geração eólica.....	135
Figura 5.8 – Potência ativa fornecida pelos geradores eólicos .....	136
Figura 5.9 – Potência reativa fornecida pelos geradores eólicos .....	136
Figura 5.10 – Velocidade angular dos rotores dos geradores eólicos.....	137
Figura 5.11 – Tensão na barra de geração eólica.....	139
Figura 5.12 – Potência ativa fornecida pelos geradores convencionais acionados com máquina a diesel e pelo gerador síncrono com magneto permanente .....	139

Figura 5.13 – Potência ativa fornecida pelos geradores convencionais acionados com máquina a diesel e pelo gerador assíncrono duplamente excitado .....	140
Figura 5.14 – Potência ativa fornecida pelos geradores convencionais acionados com máquina a diesel e pelo gerador assíncrono com rotor em gaiola .....	140
Figura 5.15 – Potência ativa fornecida pelos geradores eólicos .....	141
Figura 5.16 – Potência reativa fornecida pelos geradores eólicos .....	141
Figura 5.17 – Velocidade angular dos rotores dos geradores eólicos.....	142



## LISTA DE TABELAS

### CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

Tabela 1.1 – Dados de alguns parques eólicos <i>offshore</i> existentes.....	10
Tabela 1.2 – Fabricantes de aerogeradores, concepções utilizadas e classes de potência.....	14
Tabela 1.3 – Fabricantes de aerogeradores com máquina síncrona de magneto permanente, concepções utilizadas e classes de potência.....	15

### CAPÍTULO 5 – SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

Tabela 5.1 – Dados de barras do estudo de fluxo de potência da rede elétrica..	129
Tabela 5.2 – Dados de barras do estudo de fluxo de potência da rede elétrica com a inclusão do parque eólico com máquina síncrona com magneto permanente .....	130
Tabela 5.3 – Dados de barras do estudo de fluxo de potência da rede elétrica com a inclusão do parque eólico com máquina assíncrona com rotor em gaiola .....	130
Tabela 5.4 – Dados de barras do estudo de fluxo de potência da rede elétrica com a inclusão do parque eólico com máquina assíncrona duplamente excitada .....	130

## RESUMO

Neste trabalho apresenta-se o estudo do comportamento dinâmico dos aerogeradores de velocidade variável que utilizam a máquina síncrona com magneto permanente, comparando-a com máquinas assíncronas duplamente excitadas e com rotor em gaiola. São apresentados os estudos transitórios que devem ser realizados quando da avaliação dos impactos da conexão de parques eólicos que adotam estas concepções tecnológicas de aerogeradores, em um sistema elétrico de potência padrão, supondo a operação da geração eólica em conjunto com centrais de geração convencionais, acionadas com máquinas primárias a diesel. Os estudos realizados no trabalho são desenvolvidos através de simulações em um algoritmo de análise de estabilidade transitória, o qual foi desenvolvido em ambiente de simulação matemática MATLAB<sup>TM</sup>.

## ABSTRACT

This work presents a study of the dynamic behaviour of permanent magnet variable speed wind generators, comparing it with doubly-fed and squirrel cage asynchronous generators. It also presents transient studies that have to be considered when evaluating the impacts of the grid-connection of wind turbines in the presence of the three technologies mentioned above, inserted in a standard electrical power system and supposing the operation of the wind farm together with conventional generation sources that use a diesel prime mover. The studies developed in this work are simulated through an algorithm of transient stability analysis, developed on MATLAB<sup>TM</sup> computational programming language.

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

### 1.1 – Mercado Mundial de Aerogeradores

#### 1.1.1 – Histórico

De acordo com GIPE (1998), a primeira utilização prática do vento é creditada aos egípcios. Em torno do ano 2800 a.C, eles começaram a usar velas para ajudar a força dos remos dos escravos. Eventualmente, as velas ajudavam o trabalho da força animal em tarefas como moagem de grãos e bombeamento de água.

Os persas começaram a usar a força do vento poucos séculos antes de Cristo, e pelo ano 700 d.C, eles estavam construindo moinhos de vento verticais elevados ou *panemones*, para serem usados como força nas mós, na moagem de grãos.

Os moinhos chegaram à Europa durante as cruzadas (1096-1191), e sua etapa de maior utilização está compreendida entre os séculos XIV e XIX. Iniciou-se na Holanda, durante o século XIV, onde os moinhos de vento de eixo horizontal, com pás, eram utilizados para o bombeamento de água de seus campos, que normalmente estavam alagados, devido a este país estar parcialmente abaixo do nível do mar.

A força do vento e da água logo se tornaram as fontes primárias da energia mecânica medieval inglesa. A utilização destes moinhos se estendeu pelo resto da Europa (Alemanha, Grécia, Dinamarca, e outros) na ocasião em que se diversificaram as aplicações dos mesmos para bombeamento de água, moagem de grãos e operações de serraria.

Com a chegada da máquina a vapor, no século XIX, houve uma parada no desenvolvimento dos moinhos de vento. Nesse século, o desenvolvimento eólico foi transferido para os EUA onde a principal utilização era para abastecimento de água em grandes fazendas de gado (GONZÁLEZ, 2001). O primeiro resultado

comercial neste setor foi obtido por Daniel Halliday, quando, em 1854, construiu um aerogerador multi-pás para o bombeamento de água e cuja configuração é similar às máquinas atuais deste tipo (pequeno porte), ainda hoje vistas em muitas áreas rurais, como ilustra a figura 1.1.



Figura 1.1 – Moinho de vento americano - *windmill*, de Daniel Halliday, 1854 (WINDPOWER, 2005).

Em 1888 foi construído o primeiro moinho de vento utilizado para geração elétrica em Cleveland (EUA), ilustrado na figura 1.2, projetado por Charles F. Brush (1849-1929). A máquina utilizada era de eixo horizontal, torre de 18 m e 144 pás, de 17 m de diâmetro, acoplada a um dínamo, podendo produzir até 12 kW em corrente contínua. Este engenho era utilizado para acionamento de lâmpadas incandescentes e esteve em operação durante 20 anos.

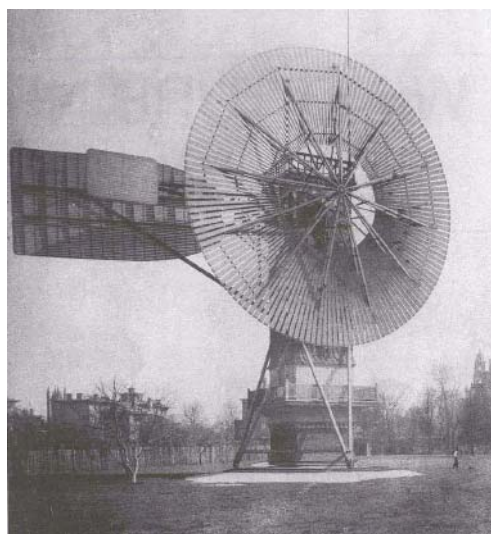


Figura 1.2 – Aerogerador de Brush (1888-1908) de 12 kW, Cleveland, OHIO, EUA (WINDPOWER, 2005).

Na Europa, o pioneiro na fabricação de aerogeradores foi o meteorologista de origem dinamarquesa Poul la Cour (1846-1908), e que além do mais foi o primeiro a aplicar princípios aerodinâmicos no projeto das turbinas - possuía um túnel de vento construído por ele mesmo para realizar experimentos (GONZÁLEZ, 2001). Construiu seu primeiro aerogerador em 1891, e antes da 1ª Guerra Mundial, a Dinamarca já havia padronizado a utilização dos referidos aerogeradores de 25 kW. Ele se preocupava com o armazenamento de energia e utilizava a eletricidade de seus aerogeradores na obtenção de hidrogênio para as lâmpadas de gás de sua escola. A figura 1.3 ilustra os aerogeradores de Poul la Cour.



Figura 1.3 – Aerogeradores de Poul la Cour (1897), na escola em Askov, Dinamarca (WINDPOWER, 2005).

Posteriormente foram desenvolvidos sistemas para interligação à rede elétrica, o primeiro deles na Rússia, no Mar Cáspio, com o aerogerador Balaclava, mostrado na figura 1.4, com torre de 30 m e 2 pás, posicionado através de trilhos, com potência nominal de 100 kW.



Figura 1.4 – Aerogerador Balaclava de 100 kW (1931-1934) (WINDPOWER, 2005).

Contudo, o maior dos sistemas para interligação à rede elétrica foi construído em 1941 na localidade de Vermont (EUA). Era o aerogerador Smith-Putman (1941-1945), o primeiro com potência maior que 1 MW, ou seja, com uma potência nominal de 1,25 MW, de eixo horizontal, duas pás, com um diâmetro de 53 m, o qual, em 1945, depois de quatrocentas horas de funcionamento, parou devido à ruptura de uma das pás.

A Europa teve que esperar até o final da 2ª Guerra Mundial, quando o desabastecimento de combustíveis fósseis aumentou o custo da energia elétrica, para que se retomasse o interesse pela energia eólica. O primeiro feito importante deste período foi a construção, por Johannes Juul, durante 1956-1957, do inovador aerogerador dinamarquês *Gedser* com uma potência de 200 kW, o primeiro do mundo em corrente alternada, cuja denominação provém do lugar onde o mesmo foi construído, na costa de Gedser, na parte sul da Dinamarca (GONZÁLEZ, 2001). A turbina de 3 pás, com rotor a montante, com orientação eletromecânica e um gerador assíncrono, foi um projeto pioneiro dos modernos aerogeradores, apesar de seu rotor com cabos de apoio parecer atualmente algo do passado. Esta turbina, ilustrada na figura 1.5, possuía a opção de regulação aerodinâmica.

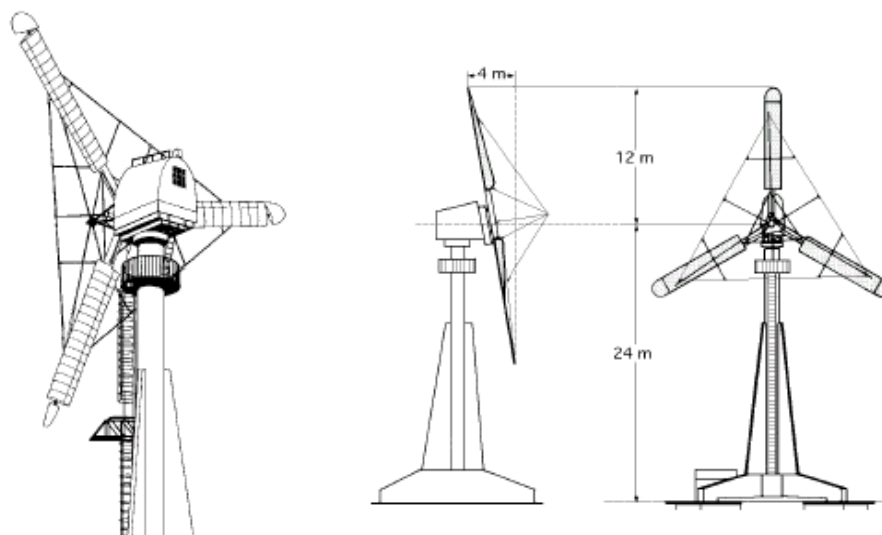


Figura 1.5 – Aerogerador Gedser de 200 kW (1956-1957) (INGENIERÍA ENERGÉTICA, 2002).

Foram inventados freios aerodinâmicos de emergência na ponta das pás, que atuavam pela força centrífuga, no caso de supervelocidade. Basicamente, é o mesmo sistema utilizado atualmente nos modernos aerogeradores de regulação

aerodinâmica. Durante muitos anos, esse aerogerador foi o maior do mundo, e com incrível duração, pois permaneceu funcionando 11 anos sem manutenção. Johannes Juul foi o pai da denominada “concepção dinamarquesa” criando aerogeradores simples, robustos, duradouros e baratos, fazendo com que este tipo de energia fosse competitiva.

Outra referência tecnológica era a Alemanha, onde se desenvolviam máquinas de eixo horizontal eficientes e velozes, de ângulo de passo variável e com pás de fibra de vidro ou plástico. O protagonista do programa eólico alemão foi o professor Hutter, que utilizou pela primeira vez materiais plásticos e de fibra de vidro. Em 1958, foi construído pelo mesmo um aerogerador de 100 kW, ilustrado na figura 1.6, cujas pás eram fabricadas em resina “epóxi” e reforço de fibra de vidro. Essa planta funcionou em perfeitas condições por 10 anos.



Figura 1.6 – Aerogerador de Hutter de 100 kW, com pás de fibra de vidro (1958) (INGENIERÍA ENERGÉTICA, 2002).

Durante os anos 30, em 1931, na França, Georges Jean-Mary Darrieus construiu uma turbina de eixo vertical, de 19 m de altura, com potência nominal de 10 kW, ilustrada na figura 1.7, que serviu de base para a indústria moderna desse tipo de aerogerador.





Figura 1.7 – Aerogerador Darrieus de eixo vertical de 10 kW (WINDPOWER, 2005).

O desenvolvimento eólico foi detido momentaneamente no princípio dos anos 60, quando os preços do petróleo começaram a baixar e a energia eólica deixou de ser competitiva.

Depois da primeira crise do petróleo, em 1973, muitos países despertaram o interesse pela energia eólica, iniciando programas de pesquisa e desenvolvimento no âmbito do aproveitamento da energia do vento para produção de eletricidade. Na Dinamarca, as companhias de energia dirigiram, imediatamente, sua atenção para a construção de grandes aerogeradores. Em 1979 foram construídos dois aerogeradores de 630 kW, um com controle de passo, outro com regulação por estol, como ilustra a figura 1.8. Em muitos aspectos ocorreu o mesmo processo nos países vizinhos, resultando em turbinas extremamente caras e, em consequência, elevando o preço da energia gerada de fonte eólica, representando um entrave ao desenvolvimento desta energia.

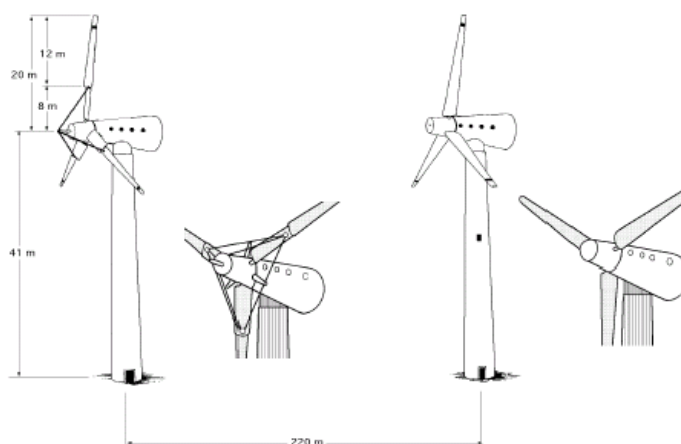


Figura 1.8 – Aerogerador NIBE A e B de 630 kW (INGENIERÍA ENERGÉTICA, 2002).

Esta opção da época pela construção de aerogeradores de grande porte também se manifestou nos EUA, cujo primeiro resultado visível foi o aerogerador Mod - 0, de eixo horizontal, com um diâmetro de pá de 38 m, turbina de duas pás, e uma potência de 100 kW. A este projeto seguiram outros similares (Mod-0A, Mod-1) até chegar à Boeing Mod-2 em 1981, uma máquina de duas pás de 91 metros de diâmetro e uma potência de 2,5 MW, ilustrada na figura 1.9. Essa máquina incorporava características para reduzir seu peso e custo, incluindo uma torre relativamente flexível, pás fabricadas com aço com restrição do passo da pá e um cabo que permitia um pequeno deslocamento das pás fora de seu plano vertical, de modo a aliviar os esforços sobre as mesmas produzidos por turbulências e rajadas (GONZÁLEZ, 2001).

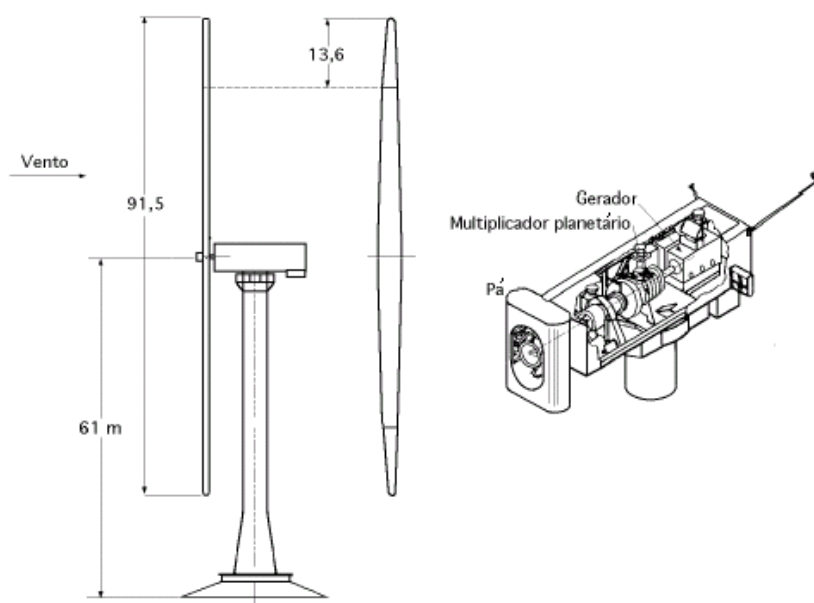


Figura 1.9 – Aerogerador Boeing Mod-2 de 2,5 MW (INGENIERÍA ENERGÉTICA, 2002).

Durante os anos 80 prosseguiu-se com o desenvolvimento de máquinas de grande porte, em níveis de MW, de duas e três pás, em outros países como a Suécia com o modelo WTS3 de 3 MW (1982), Inglaterra com uma máquina de 3 MW, Alemanha com o aerogerador GROWIAN de 3 MW, Dinamarca com a TVIND de 2 MW, e outros. A figura 1.10 ilustra os modelos citados.

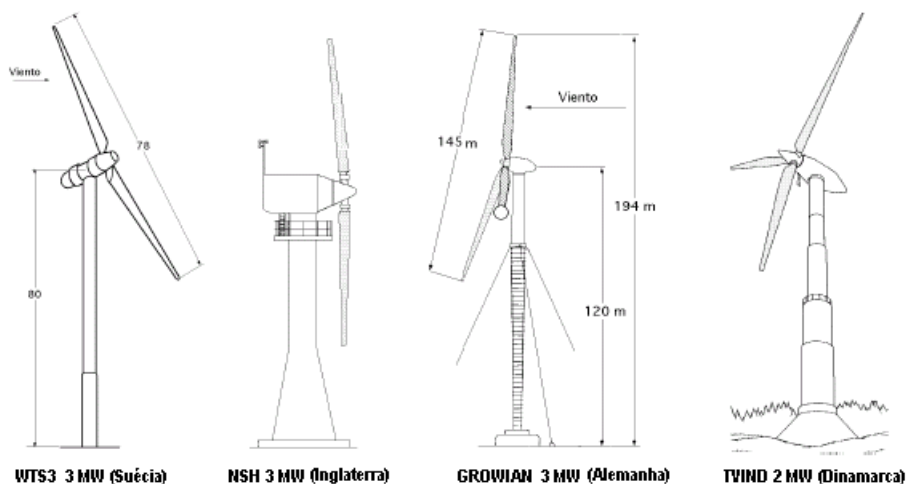


Figura 1.10 – Aerogeradores WTS3 3MW, NSH 3 MW, GROWIAN 3 MW e TVIND 2 MW (INGENIERÍA ENERGÉTICA, 2002).

Paralelamente ao desenvolvimento dos grandes aerogeradores, projetaram-se máquinas com diâmetros de rotor entre 10 e 20 metros, e potências abaixo dos MW, com resultados notáveis na Dinamarca e Países Baixos. Riisager Christian, utilizando o projeto da turbina eólica de Gedser como ponto de partida, construiu uma turbina de 22 kW no seu próprio jardim. Usou componentes padrão baratos, como por exemplo um motor elétrico como gerador, e partes de um veículo (para a engrenagem e o freio mecânico) onde foi possível. A turbina de Riisager, ilustrada na figura 1.11, transformou-se num sucesso em muitas casas particulares na Dinamarca. Isto estimulou os fabricantes dinamarqueses de aerogeradores a projetar seus próprios geradores, a partir de 1980.



Figura 1.11 – Aerogerador Riisager de 22 kW (WINDPOWER, 2005).

Durante os anos 80 ocorreu o auge (“boom”) eólico na Califórnia. Graças a uma política de ajudas fiscais entre 1980 e 1986, foram instalados nesse estado cerca de 15.000 aerogeradores, muitos dos quais foram fabricados na Europa, principalmente na Dinamarca.

Em 1987, o governo americano suprimiu a ajuda a este tipo de instalação e o crescente mercado eólico nesse país desapareceu. Isto causou um forte entrave ao desenvolvimento da energia eólica e muitos fabricantes e projetos desapareceram. Nessa época, a “concepção dinamarquesa”, que consistia em aerogeradores de três pás, a montante e com controle por estol, foi-se otimizando até alcançar potências de 250 kW, fazendo assim as turbinas mais rentáveis (GONZÁLEZ, 2001). Entretanto, também não se deve esquecer dos avanços conseguidos com o projeto de grandes máquinas com controle de passo da pá. Esses avanços deram o impulso necessário para que o desenvolvimento eólico pudesse retornar àquele país.

A partir de 1990 abriram-se novos mercados como os da Alemanha, Índia, Inglaterra, Holanda, Espanha e Suécia, onde o desenvolvimento da energia eólica era tratado do ponto de vista ambiental. A figura 1.12 mostra uma maneira particularmente criativa e otimizada para aproveitar os ventos de uma região da Dinamarca com aerogeradores Nordtank de 55 kW – era o surgimento dos parques eólicos. Essa configuração do mercado fez com que os fabricantes europeus passassem a dominar o mercado mundial.



Figura 1.12 – Parque eólico com aerogeradores Nordtank de 55 kW (WINDPOWER, 2005).

Paralelamente, esses aerogeradores foram instalados no programa eólico da Califórnia (EUA), como por exemplo um parque eólico com mais de 1.000 aerogeradores em Palm Springs, sendo a metade de origem dinamarquesa.

Novos avanços nos sistemas de transmissão direta, na eletrônica e no controle, associados aos sistemas de velocidade variável, e nos materiais das pás e geradores elétricos, fizeram com que a indústria eólica concentrasse seus esforços no desenvolvimento de máquinas de grande porte (MW).

O passo seguinte para o desenvolvimento eólico foi a instalação de parques eólicos no mar (*offshore*). A primeira dessas instalações para uso comercial ocorreu em Vindeby (Dinamarca) e é formada por 11 máquinas Bonus de 450 kW, afastadas entre 1 e 3 km da costa, em águas cuja profundidade varia entre 2,5 e 5,1 metros. Atualmente, os principais fabricantes de aerogeradores estão desenvolvendo máquinas de grande porte (MW) especificamente para instalações marítimas (Nordex, Vestas, entre outros). A tabela 1.1 apresenta os dados de alguns parques eólicos *offshore* existentes.

Tabela 1.1 – Dados de alguns parques eólicos *offshore* existentes (BWEA, 2005).

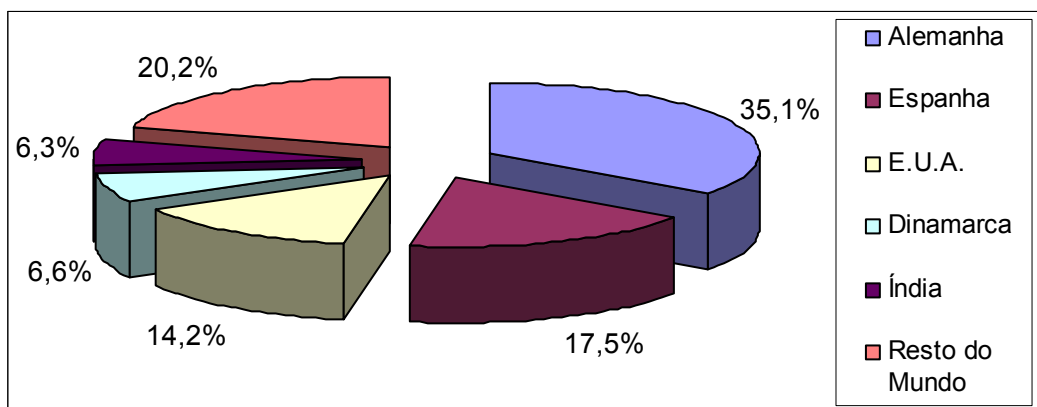
Local	País	Ano	Pot. (MW)	Nº aerog.	Fabric./Potência
Vindeby	Dinamarca	1991	4,95	11	Bonus 450 kW
Lely (Ijsselmeer)	Holanda	1994	2,0	4	NedWind 500 kW
Tuno Knob	Dinamarca	1995	5,0	10	Vestas 500 kW
Dronten (Ijsselmeer)	Holanda	1996	11,4	19	Nordtank 600 kW
Gotland (Bockstigen)	Suécia	1997	2,5	5	Wind World 500 kW
Blyth Offshore	Inglaterra	2000	3,8	2	Vestas 2 MW
Middelgrunden, Copenhagen	Dinamarca	2001	40	20	Bonus 2 MW
Uttgrunden, Kalmar Sound	Suécia	2001	10,5	7	GE Wind 1,5 MW
Yttre Stengrund	Suécia	2001	10	5	NEG Micon 2 MW
Homs Rev	Dinamarca	2002	160	80	Vestas 2 MW
Frederikshaven	Dinamarca	2003	10,6	4	2 Vestas 3MW, 1 Bonus 2,3 MW e 1 Nordex 2,3 MW
Samsø	Dinamarca	2003	23	10	Bonus 2,3 MW
North Hoyle	Inglaterra	2003	60	30	Vestas 2 MW
Nysted	Dinamarca	2004	158	72	Bonus 2,3 MW
Arklow Bank	Irlanda	2004	25,2	7	GE 3,6 MW
Scroby Sands	Inglaterra	2004	60	30	Vestas 2 MW
<b>Totais</b>			<b>587</b>	<b>316</b>	

Sistemas eólicos *offshore* são uma aplicação da energia eólica com um futuro bastante promissor, especialmente em países com alta densidade populacional, com dificuldade para encontrar locais de instalação em terra. Os custos são mais altos, mas compensatórios pela falta de espaço.

### 1.1.2 – Cenário Atual

Atualmente, vários países utilizam aerogeradores para suprir determinadas parcelas de cargas, juntamente com os sistemas de geração tradicionais, contribuindo dessa forma para a diminuição da demanda de energia gerada pelas fontes convencionais.

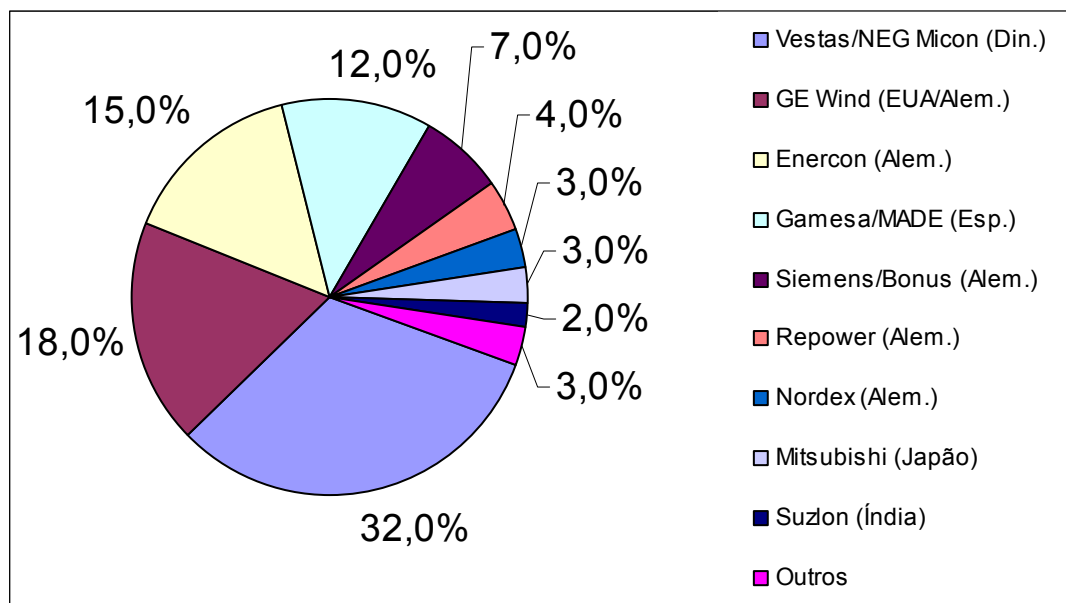
A capacidade eólica global instalada acumulada em 2004 foi de 47.317 MW, onde Alemanha, Espanha, EUA, Dinamarca e Índia se destacam entre o primeiro e o quinto lugar, respectivamente, como aqueles com maior capacidade instalada, conforme o gráfico da figura 1.13.



(Fontes: BTM Consult ApS e Global Wind Energy Council – GWEC)

Figura 1.13 – Capacidade eólica global instalada acumulada em 2004.

A indústria global de aerogeradores instalou um total de 7.976 MW em 2004, ou seja, um acréscimo de 20% na capacidade total instalada com relação ao final de 2003. Esse total foi dividido pelos dez fabricantes líderes do mercado conforme os dados da figura 1.14.



(Fontes: BTM Consult ApS e Global Wind Energy Council – GWEC)

Figura 1.14 – Fabricantes de aerogeradores líderes do mercado mundial em 2004.

Ao longo dos anos houve um grande desenvolvimento da indústria de aerogeradores, principalmente na Europa e EUA, o que levou ao aumento crescente do porte dos aerogeradores comerciais. No início dos anos 90 o tamanho padrão dessas máquinas era da ordem de 300 kW e atualmente (2005) já se situa na faixa de 5 MW, como mostra a figura 1.15.

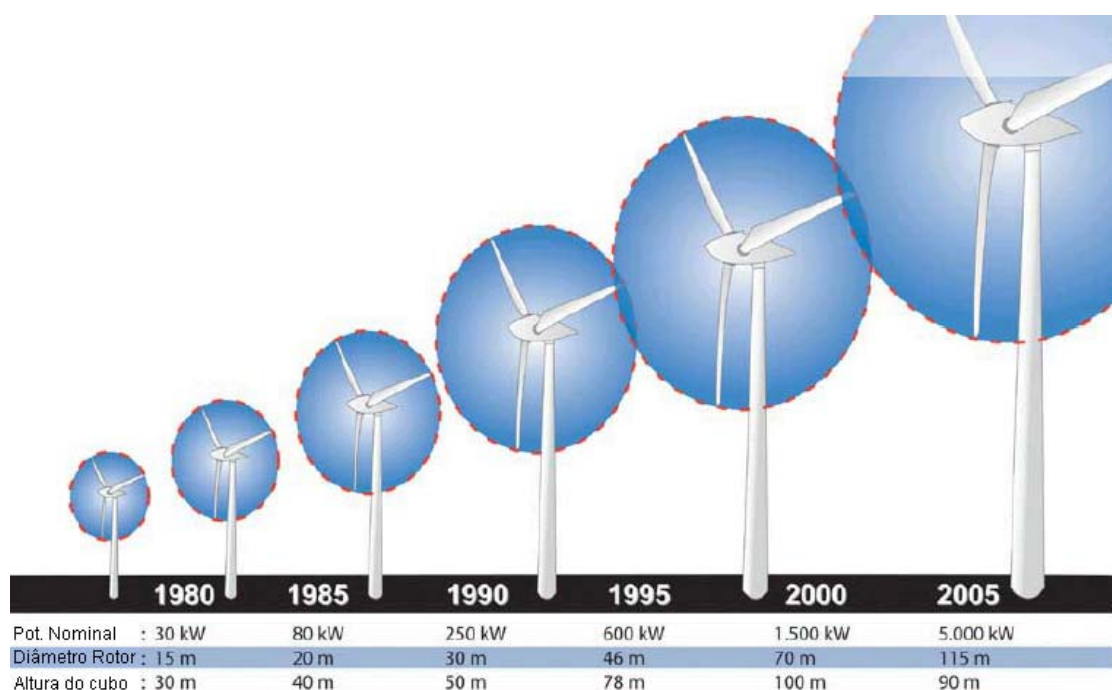


Figura 1.15 – Evolução no porte dos aerogeradores (GSÄNGER, 2003).

O aumento do tamanho das turbinas é vantajoso do ponto de vista econômico e ambiental. Em geral, para um determinado local, quanto maior for a potência de cada aerogerador, mais energia é produzida, e melhor aproveitadas são as infraestruturas elétricas e de construção civil. Além disso, considerando o atendimento de uma determinada demanda, quanto maior for a potência dos aerogeradores, menor será o número de unidades necessárias para suprir a referida demanda, diminuindo assim o impacto visual.

Atualmente, todos os aerogeradores instalados ao redor do mundo são baseados em quatro concepções tecnológicas, as quais são descritas e modeladas nos capítulos seguintes:

- Velocidade fixa com gerador assíncrono de rotor em gaiola diretamente acoplado à rede elétrica;
- Velocidade variável com gerador assíncrono duplamente excitado;
- Velocidade variável com gerador síncrono bobinado diretamente acoplado à turbina eólica;
- Velocidade variável com gerador síncrono de magneto permanente diretamente acoplado à turbina eólica.

Além das concepções listadas acima, um número de fabricantes tem desenvolvido outras tecnologias ao longo do tempo, sendo que algumas dessas têm sobrevivido e outras não. A tabela 1.2 apresenta a situação atual em termos de fabricantes de aerogeradores, concepções utilizadas e classes de potência.

Analisando a tabela 1.2, verifica-se a tendência dos fabricantes em relação à preferência pela adoção das concepções tecnológicas de velocidade variável.

De acordo com o “Windstats Newsletter” (2002), o gerador síncrono de magneto permanente tornou-se a preferência dos novos fabricantes de aerogeradores de velocidade variável (NREL, 2004). A tabela 1.3 apresenta os principais fabricantes de aerogeradores com máquina síncrona de magneto permanente da atualidade.



Tabela 1.2 – Fabricantes de aerogeradores, concepções utilizadas e classes de potência (POLINDER *et alii*, 2004).

<b>Fabricante</b>	<b>Concepção</b>	<b>Classe de potência (MW)</b>
Bonus (Dinamarca)	CT/CS	0,6
	CT/AS	1 – 2,3
Dewind (Inglaterra/Alemanha)	VTDI	0,6 – 2
Enercon (Alemanha)	VTDD	0,3 – 4,5
GE Wind Energy (EUA/Alemanha)	CT/CS	0,6
Jeumont (França)	VTDD	0,7 – 1,5
Made (Espanha)	CT/CS	0,66 – 1,3
	VTSGP	2
Neg Micon (Dinamarca)	CT/CS	0,6 – 1,5
	CT/AS	1,5 – 2
	VTDI	2,75 – 4,2
Nordex (Alemanha)	CT/CS	0,6 – 1,3
	VTDI	1,5 – 2,5
Repower System (Alemanha)	CT/CS	0,6 – 0,75
	CT/AGP	1,5
	VTDI	1,5 – 3
Vestas (Dinamarca)	SVT/OSP	0,66 – 2,75
	VTDI	0,85 – 3
Zephyros (Holanda)	VTDD	1,5 – 2

Em que:

CT/CS – velocidade fixa, estol clássico (ângulo da pá fixo);

CT/AS – velocidade fixa, estol ativo (ângulo da pá variável e negativo, - 35 graus);

VTDI – velocidade variável (+ passo), gerador de indução duplamente excitado;

VTDD – velocidade variável, gerador síncrono diretamente acionado combinado com passo (Enercon + Lagerwey + 1,5 MW Jeumont) ou combinado com estol clássico (Jeumont J4B (750 kW));

VTSGP – velocidade variável / passo combinado com gerador síncrono (sem escovas);

VT/AGP – velocidade variável / passo combinado com gerador assíncrono (100% corrente através de conversor);

CT/AGP – hoje em dia uma condição não usual de velocidade fixa / passo combinado com gerador assíncrono conectado diretamente;

SVT/OSP – velocidade semi-variável / passo combinado com OPTISLIP (máximo + 10% de variação na velocidade nominal).

Tabela 1.3 – Fabricantes de aerogeradores com máquina síncrona de magneto permanente, concepções utilizadas e classes de potência (NREL, 2004).

<b>Fabricante</b>	<b>Concepção</b>	<b>Classe de potência (MW)</b>
Mitsubishi (Japão)	VTDD	0,3 – 2
WinWind (Finlândia)	VTDD	1 – 3
ALSTOM (Alemanha)	VTDD	5
Lagerwey (Alemanha)	VTDD	0,75 – 2
ScanWind	VTDD	3

## **1.2 – O Setor Elétrico Nacional e a Energia Eólica**

O Brasil está reestruturando o seu setor elétrico desde 1995, através da abertura, ou seja, desregulamentação do mercado de energia elétrica, passando de um modelo corporativo, altamente centralizado, hierarquizado e estatal, para um novo modelo caracterizado pela competição na geração e comercialização e com livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

O arcabouço jurídico setorial foi incrementado por uma série de leis e regulamentos, todos tendo como objetivo principal aumentar a eficiência econômica da indústria de energia elétrica através da competição, mediante incentivos à participação da iniciativa privada, diante da reconhecida necessidade de atração de novos investimentos (TRADENER, 2000).

Entretanto, apesar de iniciada a referida reestruturação, o Estado deixou de realizar as obras necessárias para assegurar o desenvolvimento econômico nacional mediante a expansão da capacidade de geração, para fazer frente ao crescente consumo na ordem histórica de 6% ao ano. Esta incapacidade de investimento do Estado ao longo dos anos, levou o Setor Elétrico Brasileiro a enfrentar elevados riscos de déficit de energia e de capacidade de geração, bem como crescentes restrições de transmissão. Este fato, associado à dependência de uma matriz energética essencialmente hídrica (78% da capacidade instalada), culminou com a crise energética de 2001.

Esta crise colocou como critério fundamental para a viabilidade de qualquer projeto, a garantia de um abastecimento seguro de energia elétrica. A mesma significou ainda o fim da geração centralizada de eletricidade, materializada através das grandes hidrelétricas.

A partir daí, um novo paradigma passou a ser buscado, que deve complementar o já existente: o da geração descentralizada, através de instalações de plantas de pequeno e médio porte (SILVA e FILGUEIRAS, 2003).

Esta nova abordagem que contempla o uso de geradores menores, próximos aos centros de carga, assim como, dispositivos de armazenamento de energia e estratégias de gerenciamento da demanda, representa um novo conceito que tem sido denominado de geração distribuída (GOMES *et alii*, 1999(a)). A mesma tem como objetivo principal reduzir a interconexão entre os sistemas de geração, transmissão e distribuição e os centros de carga (LARSSON, 2002).

Esta nova configuração do sistema elétrico brasileiro criou a figura de novos agentes comercializadores como co-geradores, produtores independentes de energia e os operadores independentes (GOMES *et alii*, 1999(b)), e propiciou a possibilidade de aproveitamento de fontes primárias renováveis para a expansão da capacidade de geração elétrica e a diversificação da matriz energética. Entre outras opções de fontes e tecnologias de geração de energia elétrica, os aproveitamentos de pequenas centrais hidrelétricas, gás natural e energia eólica (GOMES *et alii*, 1999(b); NÓBREGA, 2002), têm mostrado boa viabilidade técnica e econômica para fins de integração à rede elétrica em sistemas de geração distribuída, ou independentes da rede, em sistemas isolados.

O aproveitamento da energia eólica desponta como uma alternativa promissora para a autosustentabilidade do sistema elétrico brasileiro. Os principais aspectos que justificam a viabilidade da geração eólica no Brasil são os seguintes:

- Grande potencial de vento existente na extensa região costeira brasileira;
- Embasamento tecnológico deste tipo de aproveitamento;
- Complementaridade sazonal entre os regimes naturais eólicos e hídrico em várias regiões do Brasil;
- Fonte energética limpa, não poluidora e renovável;

- Causa menor impacto ambiental, pois não exige a queima de combustíveis, nem a formação de grandes reservatórios de água;
- Menores custos operacionais e de manutenção quando comparada com outras fontes;
- Leis brasileiras que incentivam e asseguram um futuro promissor para a energia eólica: projeto de Lei nº 2905/2000, e a medida provisória nº 14/2001, que foi substituída pela Lei nº 10438/2002.

Atualmente, a utilização de aerogeradores individualmente ou formando conjuntos denominados fazendas/parques eólicos para a obtenção de energia elétrica vem ganhando destaque, sendo uma tecnologia já bastante pesquisada e utilizada em varias regiões do mundo.

Entretanto, na integração de parques eólicos à rede elétrica convencional, vários fatores devem ser observados e avaliados de modo a garantir a operação segura e eficiente da nova configuração de rede com a geração eólica.

A integração de parques eólicos fornecendo quantidades relativamente pequenas de potência em um sistema elétrico convencional normalmente não apresenta maiores problemas em relação à operação da rede, se mantida a confiabilidade e a qualidade no fornecimento de energia às cargas do sistema. No entanto, à medida que o parque eólico começa a fornecer níveis maiores de energia ao sistema, ou seja, à medida que o nível de penetração dos aerogeradores cresce, problemas operacionais importantes podem surgir na rede elétrica.

Para avaliar a operação de aerogeradores na rede é necessário a utilização de ferramentas típicas de análise de planejamento, tais como: estudos de fluxo de carga, análise de curto-circuito, estudos de estabilidade transitória, possibilitando deste modo avaliar o nível de penetração da energia gerada, quantificação das perdas, ajustes dos reguladores de tensão, bancos de capacitores e tapes de transformadores significativamente afetados pela geração eólica e a necessidade de reforços no sistema, referentes às linhas e equipamentos (BEZERRA e SIMÕES, 1997).

Os sistemas eólicos existentes são apresentados nas configurações de velocidade fixa e velocidade variável. Em sistemas eólicos que operam com

velocidade fixa a rotação do gerador é mantida pela rede, sendo o gerador ligado diretamente à rede. Nos sistemas que operam com velocidade variável, a velocidade do rotor do gerador é desacoplada da frequência da rede através de conversores estáticos.

### 1.3 – Impactos da Geração Eólica na Rede Elétrica

Enquanto o número e o montante de geração eólica for pequeno em relação à carga local, o problema pode ser administrado sem grandes preocupações. Contudo, à medida que o grau de difusão dessa geração distribuída aumenta, surgem complicações. Alguns aspectos importantes devem ser considerados com relação à geração eólica, notadamente quando inserida em sistemas isolados ou autônomos ou em sistemas fracos (GOMES *et alli*, 1999(a)):

- **Fonte primária de energia:** o vento constitui um obstáculo a ser levado em conta, devido à sua inerente variabilidade.

- **Desempenho dos geradores eólicos frente à intermitência do vento:** pode-se observar variações na potência eólica gerada, e até súbitas quedas de produção, que podem durar alguns segundos. Verificam-se também desligamentos desses aerogeradores quando operando próximo da velocidade de corte, e quando da ocorrência de curto-circuito nas proximidades dos parques eólicos.

- **Operacionalidade da geração eólica frente à geração convencional:** quanto maior o grau de penetração eólica, maior será a dificuldade de estabelecimento do pré-despacho das usinas convencionais, em função das flutuações de potência gerada nessa geração distribuída. É difícil prever a potência a ser gerada pelos geradores distribuídos, mesmo para um curto horizonte de tempo, dependendo do regime dos ventos. Identifica-se a necessidade de haver reserva de geração para compensar súbitas e rápidas quedas na geração eólica. Em sistemas em que a variação de carga é grande e a variação da velocidade é significativa, será necessária uma reserva operativa compatível nas unidades convencionais. São também inevitáveis as dificuldades no controle do perfil de tensão do sistema localizado no entorno da geração

eólica. Em particular, os aerogeradores introduzem problemas de qualidade de tensão e de desempenho dinâmico à natural variação de potência gerada.

- **Operação em regime permanente:** a falta de capacidade de regulação dos geradores assíncronos com rotor em gaiola, utilizados nos sistemas eólicos de velocidade fixa, provoca variações no perfil da tensão no entorno desta geração, exigindo normalmente o uso de esquemas adicionais de compensação reativa. No entanto, mesmo com compensação reativa individual, os aerogeradores assíncronos utilizam potência reativa da rede para a sua operação. Esta utilização adicional de reativos certamente altera o comportamento transitório do sistema elétrico, durante o período de falta. Para o caso dos geradores síncronos operando com velocidade variável, a potência reativa não depende da potência ativa e pode ter seus valores escolhidos arbitrariamente através do fator de potência – freqüentemente usa-se fator de potência unitário, ou seja, os geradores não fornecem potência reativa à rede. O impacto da geração eólica é então função das características da rede à qual essa geração está conectada, como também da posição das cargas em relação aos locais da geração.

- **Qualidade de suprimento:** a introdução de parques eólicos em sistemas fracos (baixos níveis de curto-circuito) ou isolados, pode causar problemas de cintilação (flicker), de variações no perfil de tensão e nos valores de freqüência local. Por outro lado, quando conectados em redes com elevadas potências de curto-circuito nos pontos de conexão, não são observados maiores problemas.

- **Dinâmica da rede elétrica:** em função do grau de penetração da geração eólica na rede, ocorrem grandes variações na freqüência. Diante de perturbações elétricas, se as redes não forem suficientemente fortes, os geradores assíncronos com rotor em gaiola podem apresentar redução na excitação durante o período transitório, perdendo a estabilidade e exigindo a presença de sistemas de proteção ajustados para tais situações.

- **Integração de aerogeradores na rede elétrica:** na instalação de parques eólicos na rede deve-se levar em conta alguns critérios, tais como:

- Determinação do valor adequado do grau de penetração da geração eólica;
- Verificação do tipo, número, local e potência mais adequada para os aerogeradores a serem instalados no sistema;
- Verificação dos reforços necessários nas redes de transmissão, subtransmissão e distribuição vizinhas ao parque eólico;
- Obtenção de estudos em regime permanente e em regime dinâmico, contemplando o desligamento dos aerogeradores, a ocorrência de curto-circuito e variações no montante de geração eólica.

• **Vantagens da geração distribuída:** dentre os aspectos positivos que podem decorrer da localização adequada da geração distribuída em geral, e da eólica em particular, podem ser citados os seguintes:

- Redução do carregamento das redes, e conseqüentemente, maior flexibilidade operativa;
- Melhor perfil de tensão;
- Redução nas perdas.

## 1.4 – Revisão Bibliográfica

O detalhamento da dinâmica relacionada à inserção de aerogeradores no sistema elétrico deve considerar aspectos de implementação de controles junto aos mesmos, desenvolvimento de modelos mais realistas (complexos) para a sua representação física, além da adoção de novas tecnologias que abrangem o uso dos sistemas eólicos de velocidade variável.

São apresentados a seguir alguns trabalhos que tratam da análise transitória dos esquemas eólicos nas configurações de velocidade fixa e variável.

STAVRAKAKIS e KARINIOTAKIS (1995) desenvolveram um algoritmo para simulação de um sistema eólico-diesel isolado. Neste trabalho, o modelo adotado para avaliação do comportamento transitório das turbinas eólicas de velocidade fixa (acopladas a geradores de indução com rotor em gaiola) foi o de massa única ou global. Este modelo despreza a dinâmica do eixo que interliga a

turbina ao gerador, o que resulta em um aumento da margem de estabilidade transitória da resposta, ou seja, respostas menos conservadoras, diante de perturbações na fonte eólica primária, ou faltas na rede elétrica.

WESTLAKE *et alii* (1996) descrevem um tipo de gerador síncrono com magneto permanente para aplicação em aerogeradores. O pequeno passo polar do gerador em questão permite que este possa operar a baixas velocidades, sendo o mesmo diretamente acoplado à turbina eólica, e ligado diretamente à rede elétrica. O artigo descreve um sistema de amortecimento alternativo por meio do estator, o qual ocasiona um movimento rotacional limitado, resultante da conexão do estator a uma mola e um amortecedor mecânico. Esse arranjo permite maior amortecimento das oscilações do ângulo de potência do que é possível quando são utilizados amortecedores convencionais. A resposta do aerogerador à variação do torque mecânico e o comportamento do mesmo durante a sincronização e operação com vento variável são utilizados para demonstrar a eficiência dessa estrutura de máquina.

GRAUERS (1996) apresenta uma análise de como um gerador diretamente acoplado à turbina eólica deve ser projetado e o quanto isso influencia em suas dimensões e eficiência. São discutidas as vantagens e desvantagens de vários tipos de geradores diretamente acoplados a turbinas eólicas, sendo escolhido para análise técnica um gerador com magneto permanente de fluxo radial, conectado a um retificador de comutação forçada. O gerador é otimizado através de uma função custo simplificada, a qual considera o custo das partes ativas da máquina, custo da estrutura e o custo das perdas médias. O referido aerogerador, de 500 kW, é comparado a outros de 30 kW a 3 MW, quanto ao tamanho, eficiência e peso ativo.

SHARMA *et alii* (2000) consideram a modelagem dinâmica de um sistema conversor de energia eólica de velocidade variável. Apresentam modelos da turbina eólica de velocidade variável, do gerador síncrono com magneto permanente, do conversor, do inversor, e do controle da potência no sistema.

SLOOTWEG *et alii* (2001a) apresentaram metodologias adequadas para o cálculo das condições iniciais dos modelos dinâmicos dos sistemas eólicos de velocidade fixa e variável, para fins de integração em *softwares* de simulação de transitórios eletromecânicos de sistemas elétricos de potência.



SLOOTWEG *et alii* (2001c) apresentaram nesse artigo o modelo dinâmico do gerador síncrono com magneto permanente acoplado diretamente à turbina eólica. Este modelo inclui os controladores da velocidade e da tensão terminais da máquina. Essa modelagem foi desenvolvida para fins de integração de parques eólicos em sistemas elétricos de potência.

AKHMATOV *et alii* (2003) apresentam uma revisão das concepções estruturais de geradores síncronos com magneto permanente aplicados em aerogeradores. Foi desenvolvida ainda a modelagem dinâmica do referido gerador e de seus conversores de frequência para fins de integração à rede elétrica.

POLLER e ACHILLES (2003) apresentam modelos de geradores síncronos acoplados diretamente ao rotor da turbina eólica para estudos de estabilidade. Estes modelos incluem os conversores estáticos interligados ao estator e à rede elétrica. Foi desenvolvido um modelo simplificado para a análise da estabilidade, levando em conta apenas o conversor interligado à rede, assumindo que a tensão no link CC seja constante, devido ao alto valor de capacitância do circuito CC. São apresentados os estudos de estabilidade transitória e dinâmica, comparando a eficiência e exatidão do modelo simplificado em relação aos outros modelos mais detalhados.

NUNES (2003) apresenta propostas para o aumento da margem de estabilidade transitória pós-falta de sistemas elétricos com grande integração de parques eólicos, que incluem o uso do controle do ângulo de passo nos sistemas eólicos de velocidade fixa, e dos geradores assíncronos duplamente excitados com conversores estáticos bidirecionais conectados ao enrolamento do rotor nos esquemas eólicos de velocidade variável.

## **1.5 – Estrutura da Dissertação**

O desenvolvimento desta dissertação é dividido em capítulos, encerrando com a apresentação da relação das referências bibliográficas consultadas. Em seguida a este capítulo inicial, os demais são estruturados da seguinte forma:

- o capítulo dois aborda as tecnologias de aerogeradores para

integração em sistemas elétricos de potência, apresentando os vários tipos de esquemas eólicos possíveis, juntamente com as suas características e as de seus componentes;

- o capítulo três considera a modelagem dinâmica do sistema elétrico de potência, apresentando os modelos matemáticos dos diversos elementos que formam o mesmo e das quatro concepções de aerogeradores existentes no mercado de energia eólica, que podem ser interligadas à rede elétrica;
- o capítulo quatro é dedicado às simulações computacionais, onde é simulada e comparada a concepção de aerogerador de velocidade variável com gerador síncrono de magneto permanente, com as concepções de aerogeradores assíncronos, com rotor em gaiola e duplamente excitados, integradas individualmente à rede elétrica, frente a várias contingências; e conseqüentemente analisados os respectivos comportamentos transitórios;
- o capítulo cinco trata da descrição do algoritmo de simulação para análise de estabilidade transitória, abordando aspectos como: modelo multimáquinas, condições iniciais, tipos de contingências simuladas, interações entre as equações algébricas e diferenciais dos modelos matemáticos dos elementos do sistema, método de integração numérica, e o cálculo das frequências das barras. Através das telas da interface gráfica são apresentadas ainda as principais características e opções do programa de simulação implementado através do algoritmo desenvolvido;
- o capítulo seis apresenta as conclusões e proposição de temas para futuros trabalhos.

## CAPÍTULO 2

# TECNOLOGIAS DE AEROGERADORES PARA INTEGRAÇÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

### 2.1 – Introdução

Neste capítulo apresenta-se inicialmente a classificação dos aerogeradores de acordo com suas características, sendo realizado um estudo dos esquemas de velocidade fixa e variável existentes para fins de geração de energia elétrica integrada às redes convencionais, e em seguida são abordadas as topologias dos conversores eletrônicos de potência para fins de aplicação nas turbinas de velocidade variável, além dos arranjos das máquinas síncronas com rotor bobinado, ou com magneto permanente, e máquinas assíncronas nas configurações duplamente excitada e com rotor em gaiola. Os avanços tecnológicos e concepções de aerogeradores que utilizam a máquina síncrona com magneto permanente são também apresentados neste capítulo.

### 2.2 – Aerogerador

Os aerogeradores são conversores eletromecânicos de energia que transformam a energia cinética do vento em energia elétrica. De acordo com a literatura técnica (SILVA, 2002 e SILVA, 2003), os aerogeradores são classificados quanto a sua potência nominal, forças predominantes (arrasto e sustentação), eixo de rotação, número de pás, velocidade do rotor, e tipos de geradores elétricos interligados à rede elétrica, os quais são descritos abaixo.

#### 2.2.1 – Potência Nominal

Normalmente o porte do aerogerador pode ser classificado segundo sua potência nominal em (SILVA, 2003):

- Pequeno porte: potência nominal menor que 80 kW;
- Médio porte: potência nominal entre 80 kW e 1000 kW;
- Grande porte: potência nominal maior que 1000 kW.

## 2.2.2 – Arrasto e Sustentação

Quanto à qualidade de forças predominantes, observamos aerogeradores que funcionam por arrasto e por sustentação.

O aerogerador é formado basicamente por um conjunto de pás que giram sob a ação do vento. Este vento exerce forças sobre as pás, forçando-as a girarem no próprio eixo. Estas forças podem ser descritas através de duas componentes: arrasto e sustentação. A força de arrasto é uma componente na direção da velocidade relativa do vento. Por sua vez, a força de sustentação é perpendicular à direção dessa velocidade. Essas forças são ilustradas com o auxílio da figura 2.1.

A força resultante que proporciona ao rotor girar sobre seu eixo é descrita pela equação:

$$F_R = F_l \sin \phi - F_d \cos \phi \quad (2.1)$$

em que:

$$\phi = \alpha + \beta;$$

$\alpha$  – ângulo de ataque em relação ao plano de rotação;

$\beta$  – ângulo de passo.

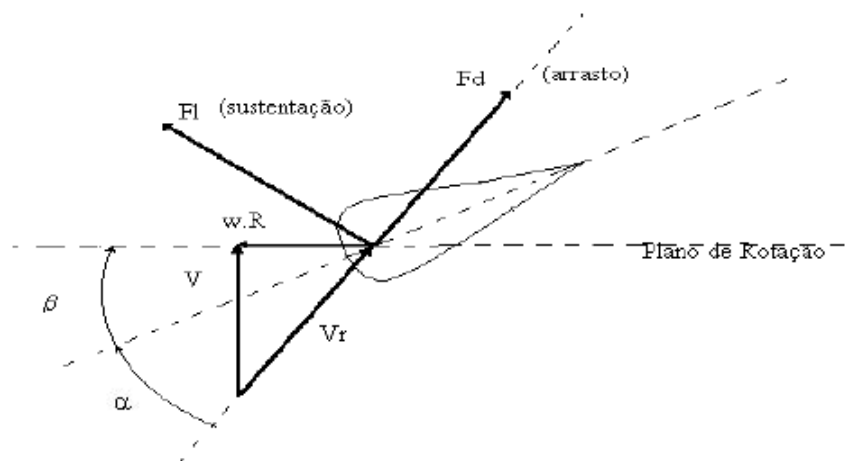


Figura 2.1 – Vetores de velocidades e forças sobre o perfil aerodinâmico da pá (SILVA, 2002).

Atualmente as pás dos aerogeradores de eixo horizontal são construídas utilizando perfis aerodinâmicos para produzir um elevado coeficiente de sustentação. Um aerofólio apresenta uma borda de ataque e uma de fuga. Seu perfil, isto é, a distância entre seus pontos extremos podem ser do tipo plano convexo ou biconvexo. A pá ainda pode apresentar alguma torção para garantir um ângulo de ataque em toda sua extensão.

Algumas turbinas eólicas apresentam um dispositivo de variação do ângulo de passo para controlar a velocidade e, em consequência, a potência, reduzindo o ângulo de ataque e aumentando o de passo.

Nota-se uma diversidade de ferramentas para que seja obtida uma alta sustentação e baixo arrasto. Assim são obtidas velocidades elevadas, e altos rendimentos aerodinâmicos (SILVA, 2002).

### 2.2.3 – Eixo de Rotação

Quanto ao eixo de rotação as turbinas eólicas podem ser classificadas como de eixo vertical e de eixo horizontal, conforme ilustra a figura 2.2.

As turbinas eólicas de eixo vertical atualmente desempenham um papel secundário e podem ser de dois modelos: rotor Savonius e rotor Darrieus. Têm como vantagem comum o funcionamento em qualquer direção de vento.

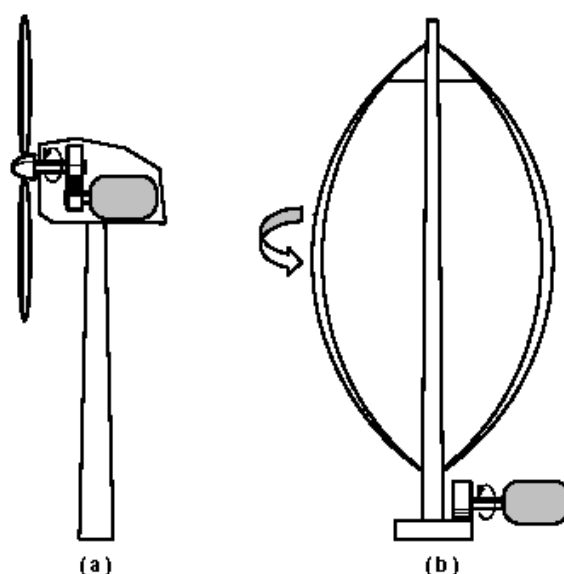


Figura 2.2 – Aerogeradores com turbina eólica de eixo horizontal (a) e vertical (b), do tipo Darrieus (GONZÁLES, 2001).

O rotor Savonius é do tipo de arrasto, tem baixa eficiência e só é empregado quando se requer uma entrada em operação com baixas velocidades de vento e potências reduzidas. O rotor Darrieus tem como vantagem não requerer nenhum tipo de direcionamento, pois está sempre voltado para o vento. O gerador e os controles encontram-se ao nível do solo tornando a geração de energia inferior quando comparada com as turbinas eólicas de eixo horizontal, e necessitam de um motor de partida para entrarem em operação.

As turbinas rápidas como as tri-pás, bi-pás, monópteros e Darrieus, se caracterizam por operarem por sustentação, apresentando elevadas velocidades e altos rendimentos aerodinâmicos, sendo, portanto, indicadas para geração de eletricidade. A figura 2.3 mostra as características de eficiência para alguns tipos de turbinas eólicas.

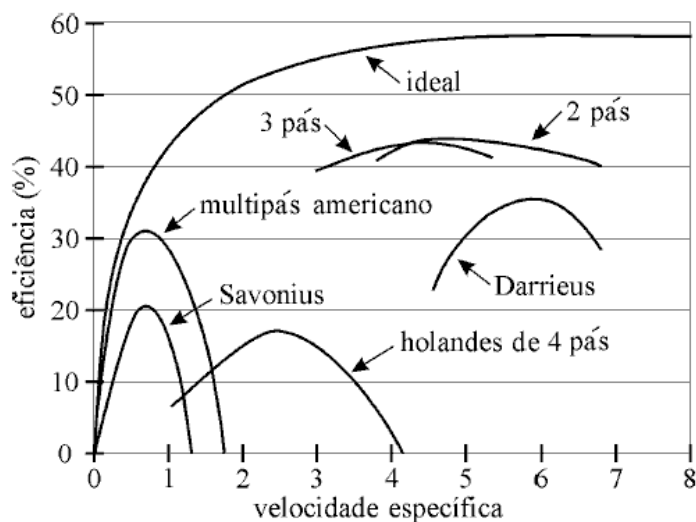


Figura 2.3 – Eficiência de alguns tipos de aerogeradores (GONZÁLES, 2001).

#### 2.2.4 – Número de Pás

As turbinas eólicas de eixo horizontal apresentam rotores com uma, duas ou três pás. Os motivos pelos quais se emprega um número pequeno de pás são:

- Maior velocidade de rotação, o que torna a geração de energia mais barata, com a diminuição dos custos do gerador e da caixa de multiplicação;
- Adoção de flanges articuladas nos rotores de uma ou duas pás, as quais possibilitam a redução dos esforços mecânicos.

O rotor de três pás é o mais empregado em aerogeradores. É o tipo de rotor com menor número de pás em que se consegue controlar mais facilmente os problemas advindos dos esforços dinâmicos. Ou seja, representa maior segurança quanto aos problemas dinâmicos. As pás são normalmente conectadas a um cubo rígido, que é de simples fabricação, requer pouca manutenção e não sofre desgastes. Contudo, todas as forças atuantes nas pás são transmitidas ao cubo, gerando esforços relativamente grandes nas flanges das mesmas e em seus componentes subseqüentes. Essas turbinas eólicas possuem velocidade de rotação inferior àqueles de duas ou uma pá. As pás podem ser de madeira, alumínio, aço, fibra de vidro ou fibra de carbono, sendo as últimas as mais empregadas.

A posição do rotor é considerada conforme o sentido do vento e é de grande importância nas turbinas eólicas de eixo horizontal, ou seja, elas são diferenciadas com relação à direção do vento se o rotor está posicionado a frente (rotor a montante) ou atrás da torre (rotor a jusante), como ilustrado na figura 2.4. A maioria dessas turbinas eólicas apresenta rotores a montante, com o objetivo de reduzir o efeito de interferência cíclica da esteira (sombra) da torre nas pás para um nível mínimo de altitude.

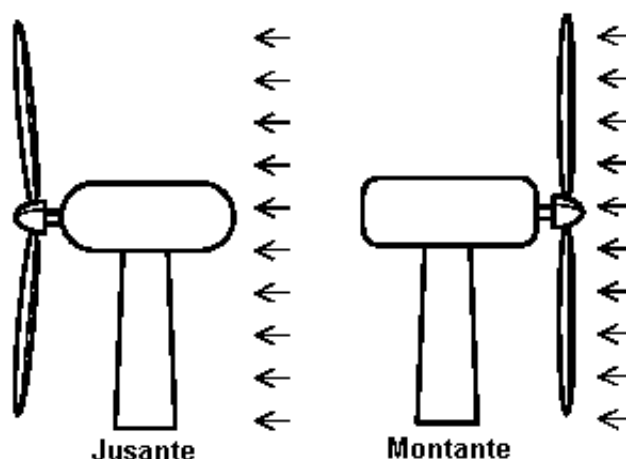


Figura 2.4 – Aerogeradores com rotor a jusante e a montante (GONZÁLES, 2001).

As turbinas eólicas são projetadas de modo a atingir a potência nominal com velocidades de vento que ocorrem mais frequentemente. Devem ser previstos dispositivos de limitação da rotação e da potência para se evitar esforços excessivos nos componentes mecânicos e/ou elétricos quando da ocorrência de velocidades do vento superiores à velocidade nominal. Para isso

existem dois tipos básicos de controle: o estol, ou descolamento do vento, e o *pitch*, ou variação de ângulo de passo das pás.

As turbinas eólicas com controle de potência por estol, ou variação de ângulo de passo da pá, muito embora se comportem de forma muito semelhante, apresentam algumas diferenças no que diz respeito à curva de potência, conforme ilustram as figuras 2.5 e 2.6. Turbinas eólicas com dispositivo de variação de ângulo de passo permitem um controle mais preciso da potência entregue pelo gerador, sobretudo na proximidade da potência nominal, enquanto turbinas eólicas com o uso de estol exigem uma mecânica mais robusta, pois a limitação da captação da energia do vento é efetuada de forma passiva por processos aerodinâmicos (ROSAS e ESTANQUEIRO, 2003).

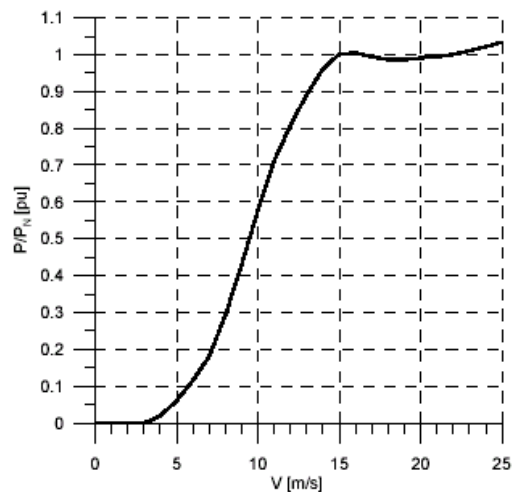


Figura 2.5 – Curva de potência com controle por estol (ROSAS e ESTANQUEIRO, 2003).

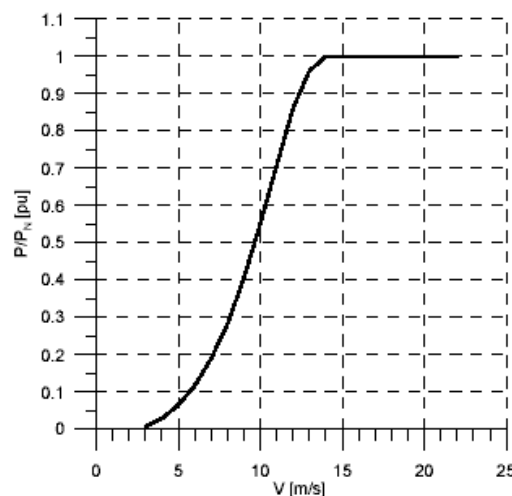


Figura 2.6 – Curva de potência com controle de passo (ROSAS e ESTANQUEIRO, 2003).



O ajuste ativo do ângulo de passo da pá (*pitch*) regula a força de sustentação nas pás por meio da alteração de seu ângulo de ataque. Este ângulo pode ser ajustado continuamente, de maneira a otimizar a captação de energia pelo rotor. A regulagem do passo possibilita uma entrada em operação suave e não requer partida com fonte externa. Na faixa de velocidade superior à nominal e inferior à de saída de operação, o ajuste do ângulo de passo regula a captação de energia para o fornecimento da potência nominal. Esse tipo de ajuste requer peças móveis adicionais no cubo do rotor e, portanto, exige maiores custos mecânicos do que os aerogeradores de pás fixas. O controle de *pitch* pode ser utilizado em turbinas de qualquer tamanho e é indicado sempre que há necessidade em se controlar a potência do aerogerador, podendo atuar como sistema de segurança (freio).

Existe ainda outro tipo de controle que mistura os mecanismos de controle estol e de passo, sendo denominado de estol ativo.

Um aerogerador com eixo horizontal está mostrado esquematicamente na figura 2.7, onde estão destacados apenas os componentes mais importantes.

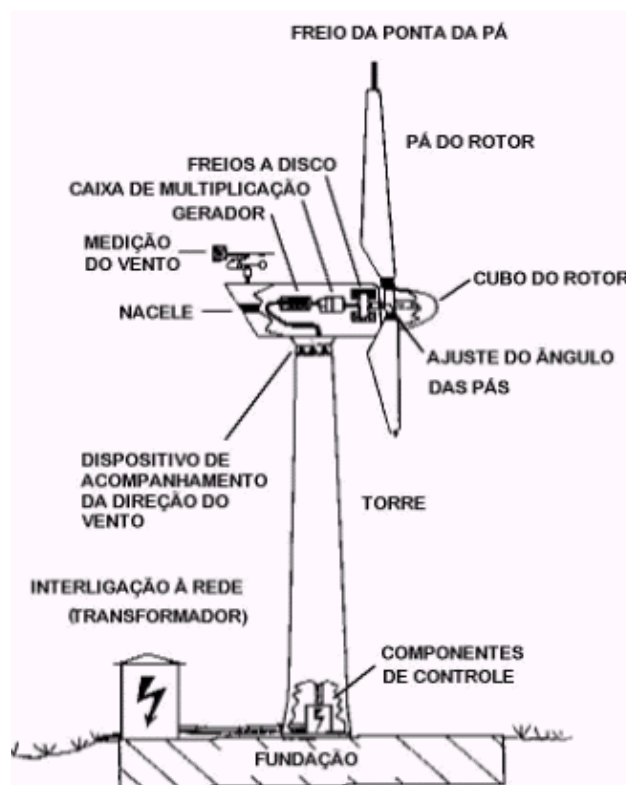


Figura 2.7 – Componentes principais de um aerogerador de eixo horizontal (SILVA, 2003).

## 2.2.5 – Velocidade do Rotor

Quanto à velocidade do rotor, os aerogeradores podem ser classificados como de velocidade fixa ou de velocidade variável.

### 2.2.5.1 – Aerogeradores de Velocidade Fixa

A designação de velocidade fixa advém do fato da rotação do eixo do rotor que interliga a turbina ao gerador ser mantida pela rede elétrica. Nesses sistemas, é comum o uso do gerador assíncrono com rotor em gaiola diretamente conectado à rede, (FEITOSA *et alii*, 1998). As pequenas variações na velocidade do gerador são devidas somente às alterações no valor do escorregamento e, conseqüentemente, da potência ativa fornecida. A opção por esse gerador é resultado de sua grande eficiência para trabalhar em condições de carregamento variáveis, menor complexidade e custo de produção por kW gerado, (NUNES, 2003). Normalmente, são utilizadas máquinas elétricas girantes de quatro e oito pólos, o que corresponde a velocidades na faixa de 1800 / 900 rpm, acopladas através de uma caixa de engrenagens à turbina, que trabalha a uma velocidade entre 20 e 50 rpm.

A eficiência do gerador não pode ser maximizada nos esquemas de velocidade fixa, em função das alterações na velocidade do vento, pois, como já exposto, a rotação do mesmo é mantida pela rede. Essa velocidade fixa ocasiona problemas sérios de vibração no eixo do rotor, o que é comentado em PAPADOPOULOS e PAPATHANASSIOU (1999). As perdas em tais sistemas dependem do projeto da turbina e das variações de vento locais. Algumas melhorias consistem no uso de turbinas de múltiplas velocidades fixas, geralmente duas, proporcionadas pela alteração no número de pólos do gerador assíncrono. A potência eólica extraída precisa ser limitada nas altas velocidades, pois de outra forma, o gerador pode ser sobrecarregado ou o torque máximo ser excedido, o que leva a uma condição de instabilidade dinâmica na velocidade do rotor. Esta limitação é realizada, nesses esquemas, normalmente utilizando o controle por estol ou estol ativo, como citado anteriormente. Quando a turbina eólica é controlada por estol, o sistema elétrico deve ser projetado para gerenciar a sobrecarga de potência, pois a máxima potência proveniente da turbina sofrerá

variações naturais devidas à alteração no desempenho desta regulação durante a estolagem das pás, (CONNOR e LEITHEAD, 1996).

### **2.2.5.2 – Aerogeradores de Velocidade Variável**

Nestes aerogeradores o gerador é ligado à rede através de um conversor de frequência. Os geradores têm um grande número de pólos, logo operando a baixas velocidades, e possibilitando suprimir o uso da caixa de transmissão. Isto diminui bastante a estrutura do aerogerador.

Nos sistemas eólicos de velocidade variável, a frequência elétrica da rede é desacoplada da frequência mecânica do rotor, a partir da utilização dos conversores estáticos interligados ao estator e/ou ao rotor das máquinas. Tais conversores possibilitam a operação em velocidade variável do eixo do rotor da turbina eólica. Em função desse desacoplamento, surge a designação de aerogeradores de velocidade variável.

A capacidade de variar a velocidade do eixo aumenta a flexibilidade de operação da turbina e oferece algumas vantagens em relação às máquinas de velocidade fixa. Uma dessas vantagens é proporcionar adaptação contínua da velocidade de rotação do eixo com a velocidade do vento, de forma a maximizar a potência produzida pela planta eólica (NUNES, 2003). Normalmente, este modo de operação é obtido em um intervalo de baixas a médias velocidades de vento, sendo o controle da velocidade do eixo proporcionado pelo gerador e conversor elétricos.

Segundo NUNES *et alii* (2003), a operação em velocidade variável apresenta como características principais em relação aos esquemas fixos, entre outras:

- a) A redução da fadiga e da carga em altas velocidades do vento no sistema de transmissão (eixo+caixa de transmissão);
- b) Aumento da energia eólica extraída;
- c) Menor variabilidade do torque mecânico com conseqüente redução da tensão no eixo do rotor da turbina;
- d) Diminuição do nível de ruído aerodinâmico;

- e) Melhoria da qualidade de energia com a redução do efeito “flicker” característico dos sistemas de velocidade fixa.

Para que esta comparação tenha um valor técnico efetivo é necessário que seja realizada sob os mesmos regimes de ventos e para as mesmas condições de operação da rede elétrica.

Junto à regulação de velocidade do rotor, deve ser adicionado um controle para limitar a potência nas altas velocidades, através do estol, ou de forma mais comum nestes sistemas, através do ângulo de passo. No controle de passo, a variação da velocidade é explorada acima do valor nominal de velocidade do vento, no sentido de minimizar os carregamentos transitórios sobre o sistema de transmissão do rotor. A variação do ângulo de passo da pá, que ocorre nas altas velocidades do vento, é realizada de modo a reduzir o valor de  $C_p$ , prevenindo que a velocidade do rotor se torne muito elevada, aliviando assim o carregamento sobre o gerador e conversor.

Os esquemas eólicos de velocidade variável possuem vantagens em relação aos esquemas fixos, tanto nas baixas quanto nas altas velocidades. Na região de baixa velocidade, o aumento no acoplamento dos sistemas variáveis obtido pelo próprio esquema de controle, que propicia a velocidade do rotor variar de acordo com a velocidade do vento, resulta em uma considerável redução na variação do torque. Na região de alta velocidade, as oscilações de baixas frequências, verificadas no esquema a velocidade fixa, são bastante minimizadas.

## 2.2.6 – Geradores

A conversão de energia mecânica em energia elétrica em aerogeradores é obtida com o uso de geradores trifásicos de corrente alternada, síncronos ou assíncronos. O uso de cada tipo de gerador é função de uma série de fatores que consideram normalmente (SILVA, 2002):

- as características de amortecimento;
- a capacidade de consumo ou fornecimento de potência reativa;
- a manutenção de corrente de curto-circuito;
- a robustez de sua construção;

- a possibilidade de projeto de estruturas com alto número de pólos;
- os custos de aquisição e de operação;
- as dificuldades de sincronismo com a rede elétrica.

A escolha dos geradores a serem integrados aos sistemas de conversão eólica constitui-se em um problema tecnológico que depende do esquema adotado ser de velocidade fixa ou variável.

É importante destacar quatro tipos de geradores, os quais são: os assíncronos de rotor em gaiola; os assíncronos duplamente excitados; os síncronos de rotor bobinado e, finalmente, os síncronos com magneto permanente, os quais são considerados hoje de tecnologia adequada para aplicações junto a turbinas eólicas e que vêm despertando interesse da comunidade científica e dos fabricantes. A seguir, descrevem-se as configurações eólicas existentes para esses geradores.

### **2.2.6.1 – Gerador Assíncrono com Rotor em Gaiola**

A máquina assíncrona com rotor em gaiola, quando acoplada a sistemas eólicos, pode ser interligada à rede elétrica através de um conversor estático CA/CC/CA ou CA/CA que propicia a operação em velocidade variável, como mostrado respectivamente nas figuras 2.8 (b) e (c). Esta configuração leva à necessidade do conversor ser dimensionado para a potência nominal. Esses conversores devem ser de comutação forçada PWM (mais caros), de modo a propiciar o controle do fator de potência junto à rede e o fornecimento de reativo necessário ao gerador para sua operação.

A outra configuração existente, apresentada na figura 2.8 (a), é a mais adotada pelos fabricantes de aerogeradores, e considera a conexão direta do estator da máquina na rede elétrica, através de uma chave estática “*soft-starter*” que diminui a corrente gerada no momento da conexão da máquina à rede. Essa corrente de partida é denominada de corrente de “*inrush*” e é gerada devido à grande solicitação de reativo necessário para a partida do gerador. Após a partida, é feito um “*by-pass*” da chave e, o gerador é finalmente sincronizado à rede (NUNES, 2003). Além da chave estática atuando na partida, são necessários

bancos de capacitores para realizar a auto-excitação da máquina, necessária para a interligação da mesma na rede elétrica.

As máquinas assíncronas são interligadas às turbinas eólicas indiretamente através de caixas de transmissão, pois as mesmas trabalham em altas velocidades, com um pequeno número de pólos.

### **2.2.6.2 – Gerador Assíncrono Duplamente Excitado**

A aplicação de geradores assíncronos com rotor bobinado, em sua estrutura mais eficiente com dupla alimentação, apesar de custos iniciais e de operação mais elevados, permitem a especificação de conversores estáticos com potência aparente bastante inferior (cerca de 30 a 40% da potência nominal da máquina), o que justifica o elevado número de modelos disponíveis no mercado. Os geradores assíncronos duplamente excitados permitem uma variação de velocidade de  $\pm 20\%$  em torno do valor nominal, quando operando em regiões sub e supersíncrona, o que limita sua capacidade de otimização energética. Além disto, ao utilizar um conversor de menor potência, possui menor capacidade de integração às estratégias de controle de tensão das redes elétricas (SILVA, 2002).

Existem várias concepções para interligação dos geradores assíncronos com rotor bobinado às turbinas eólicas. No mercado de aerogeradores podem ser encontrados dois tipos básicos de configurações, uma em que o escorregamento é controlado através de eletrônica de potência no circuito do rotor (Optislip) e outra categoria é a conexão de um circuito de extração de potência pelo rotor (Conversor Estático), mostrados respectivamente nas figuras 2.8 (d) e (e). São máquinas que podem injetar potência reativa variável e programável (SILVA, 2003).

A configuração de interligação do gerador assíncrono duplamente excitado à rede elétrica mostrada na figura 2.8 (e), considerada a mais utilizada pelos fabricantes, é conhecida como “acionamento Scherbius estático - sistema antiparalelo PWM”. Neste sistema a potência reativa pode ser fornecida pelo estator da máquina ou pelo conversor ligado à rede. Supondo que o conversor opere com fator de potência unitário, comum em redes fracas, toda a potência reativa será direcionada pelo estator (NUNES, 2003).

### **2.2.6.3 – Gerador Síncrono com Rotor Bobinado**

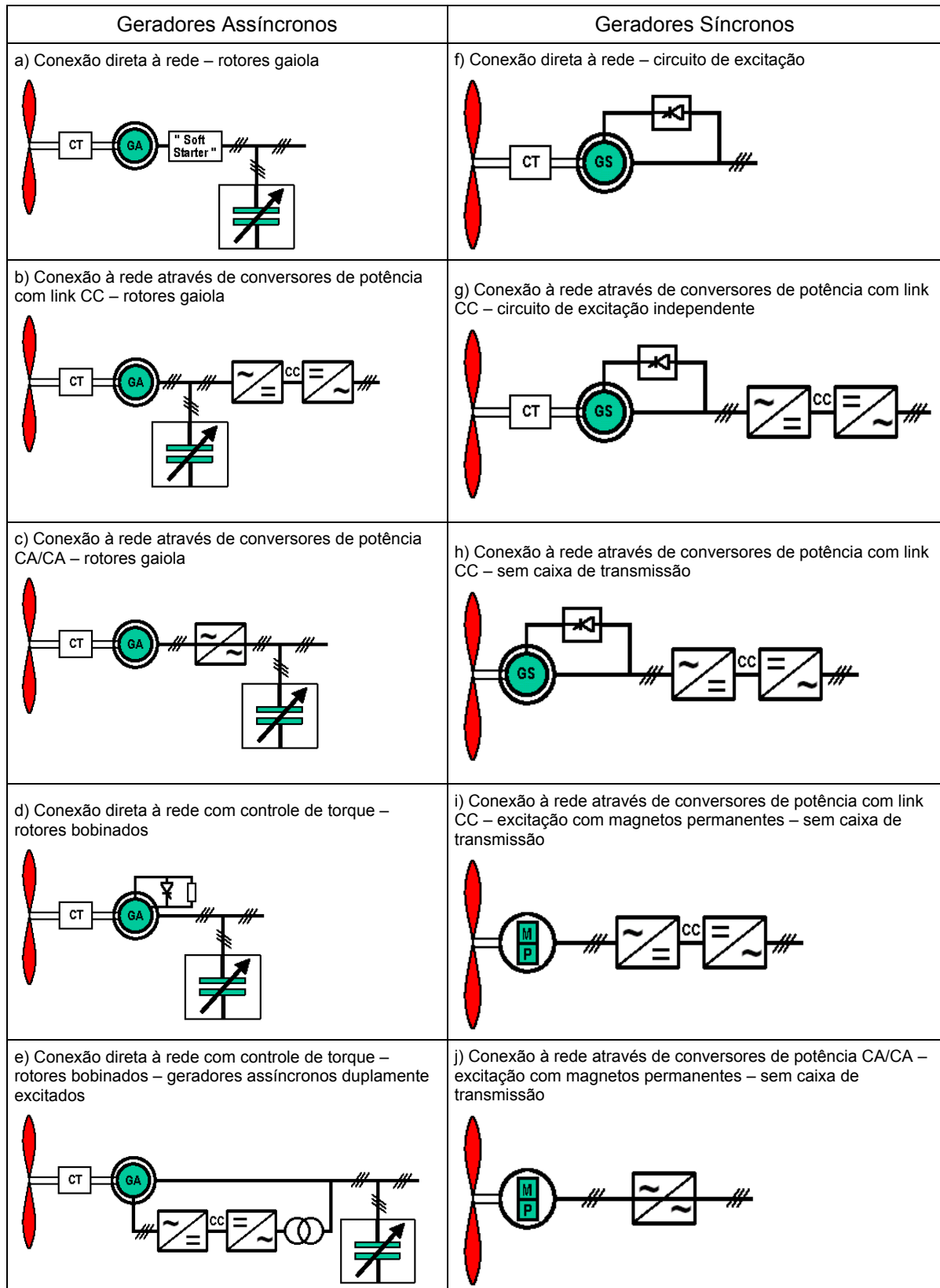
A utilização de geradores síncronos bobinados, apesar de custos iniciais e de operação mais elevados, justifica-se pela possibilidade da aplicação de retificadores a comutação natural (mais baratos) e pela possibilidade de projetos com alto número de pólos, que permitem reduzir as relações de transmissão mecânica, ou mesmo produzir estruturas sem caixas de transmissão.

A máquina síncrona com rotor bobinado, quando acoplada a sistemas eólicos, pode ser interligada à rede elétrica diretamente como mostrado na figura 2.8 (f), em esquema de velocidade fixa, ou através de um conversor estático CA/CC/CA, que propicia a operação em velocidade variável, como mostrado nas figuras 2.8 (g) e (h). No caso do gerador assíncrono, é necessário o sistema multiplicador de velocidade. Para o gerador síncrono existe a opção de utilizar ou não o multiplicador de velocidade (SILVA, 2003).

### **2.2.6.4 – Gerador Síncrono com Magneto Permanente**

A aplicação dos geradores com magneto permanente nos sistemas eólicos é idêntica à da máquina síncrona com rotor bobinado, sendo que neste caso o campo magnético principal é gerado por magnetos permanentes, o que dificulta o controle da tensão de campo e, conseqüentemente, do fator de potência na saída do gerador. Na presença de variações na velocidade do eixo do rotor, ou na corrente de carga, surgem problemas de regulação de tensão. Portanto, este tipo de máquina não é utilizado para interligação à rede em sistemas eólicos de velocidade fixa, ou seja, sem conversor. É necessário a utilização de um conversor estático para processar toda a potência do gerador, o qual funciona como uma interface com a rede elétrica, de modo que máquina possa injetar na rede uma potência reativa variável e programável.

O gerador síncrono com magneto permanente opera a baixas velocidades de rotação (gerador multipolos), diretamente acoplado ao rotor da turbina eólica, sem necessidade da caixa de transmissão, interligado à rede através de um conversor estático CA/CC/CA ou CA/CA, conforme mostrado respectivamente nas figuras 2.8 (i) e (j).



CT – Caixa de Transmissão

MP– Magneto Permanente

Figura 2.8 – Algumas conexões possíveis de aerogeradores (Adaptado de ROSAS e ESTANQUEIRO, 2003).



## 2.3 – Conversores de Potência

Em sistemas de conversão de energia eólica a velocidade variável, a conexão na rede é feita normalmente pela utilização de conversores estáticos e prioritariamente com uso de barramentos intermediários em corrente contínua, que é a tecnologia dominante nos sistemas de conversão de frequência. A conexão estática permite o controle de potência reativa, o amortecimento ativo das flutuações de potência ativa, a minimização da injeção de harmônicos (dependente da tecnologia utilizada) e a operação com máxima eficiência energética, facilitando a integração em redes fracas.

Existem várias configurações possíveis para os sistemas de velocidade variável, em função do tipo de gerador e conversor utilizados. A escolha de qual é a mais adequada depende de critérios que algumas vezes são conflitantes, como o custo dos componentes, aspectos de segurança e controle, manutenção, fator de potência de saída, eficiência, harmônicos e outros. Os fatores mais importantes a serem considerados são o custo e as propriedades dinâmicas de cada esquema, que determinam a fadiga dos componentes mecânicos, o comportamento transitório e a qualidade da potência produzida pela turbina eólica. Os sistemas de velocidade variável podem utilizar geradores síncronos ou assíncronos junto a conversores estáticos. O tipo de gerador estabelece também o conversor que deve ser acoplado ao mesmo, de acordo com a figura 2.9.

A opção pelos geradores síncronos, apesar de sua maior complexidade mecânica e elétrica, muitas vezes ocorre em virtude da possibilidade de interligação destes aos retificadores a diodos (comutação natural pela linha - mais baratos), tendo em vista que a máquina síncrona possui alimentação própria de reativo a partir do campo (CARLSON *et alii*, 1994).

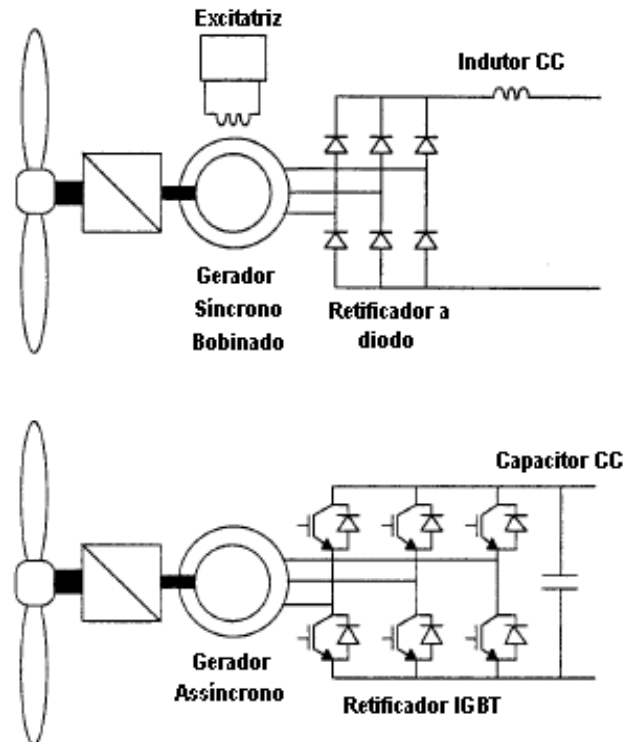


Figura 2.9 – Alternativas de conjunto gerador e retificador (DUBOIS, 2000).

O gerador assíncrono, por outro lado, necessita de suprimento externo de potência reativa, o que é realizado com o uso de conversores com comutação forçada. Neste sentido, várias configurações podem ser adotadas, como os conversores do tipo fonte de tensão com controle escalar, onde as variáveis monitoradas são grandezas CC e somente suas amplitudes são controladas, ou com controle vetorial, em que tanto as amplitudes como as fases das variáveis são controladas. Os conversores podem também ser do tipo fonte de corrente com controle de frequência, ou escorregamento, como mostram PAPADOPOULOS e PPATHANASSIOU (1999), ou ainda, os conversores do tipo fonte de tensão interligados ao rotor dos geradores assíncronos duplamente excitados descritos na seção 2.2.6.2.

### 2.3.1 – Comutação Natural pela Linha

Os inversores com comutação pela linha, ou inversores tiristorizados, de acordo com a figura 2.10, precisam da conexão à rede para operar. A corrente no lado da rede é proporcional à corrente na entrada do inversor, e o fator de

potência varia com a tensão no lado CC. Para um conversor com comutação natural, o fator de potência é menor ou igual a 0,9. Isto significa que o inversor utiliza potência reativa para operar.

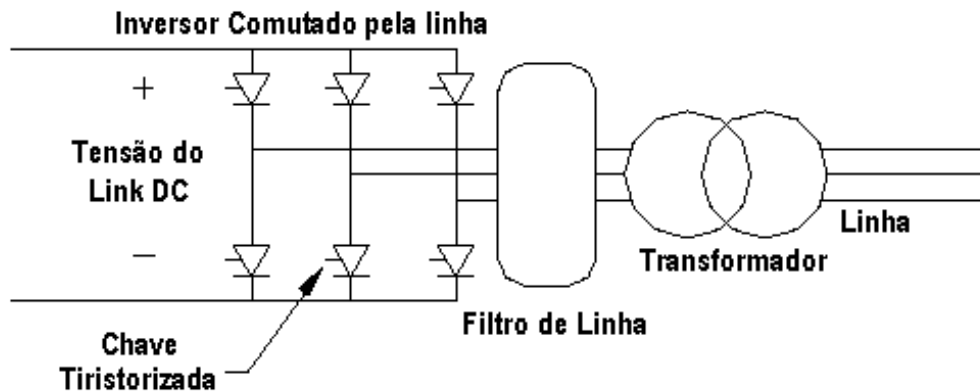


Figura 2.10 – Inversor comutado pela linha (DUBOIS, 2000).

Os inversores a tiristor já são bastante conhecidos e produzidos em escala comercial, o que mantém estável o custo dos mesmos. Já existem inversores comutados pela linha com capacidades superiores a 5 MW. As chaves tiristorizadas podem trabalhar dentro de determinados limites de sobrecarga sem danos; porém, faz-se necessário um esquema adicional para proteção das mesmas diante de quedas abruptas da tensão na rede elétrica.

Esses inversores apresentam como principal desvantagem a geração de harmônicos de corrente em baixa frequência, que implicam em maiores perdas para o sistema elétrico, estabelecendo a necessidade do uso de filtros de alta potência e custo (NUNES, 2003). Frequentemente, os filtros para sistemas eólicos que utilizam inversores com comutação pela linha devem ser projetados para eliminar harmônicos de quinta e sétima ordens. Quando ligados à rede, os filtros produzem potência reativa que alimenta os conversores, melhorando o fator de potência dos mesmos.

### 2.3.2 – Comutação Forçada

No esquema de comutação forçada, mostrado na figura 2.11, por outro lado, os próprios conversores controlam o seu período de condução. Isto significa que o inversor pode gerar sua própria tensão trifásica de saída e se o mesmo for

conectado à rede, este define livremente em qual fator de potência trabalhar e em que direção a potência irá fluir. Em algumas situações, como em redes fracas ou com grande parcela de geração eólica, o fator de potência é estabelecido como unitário.

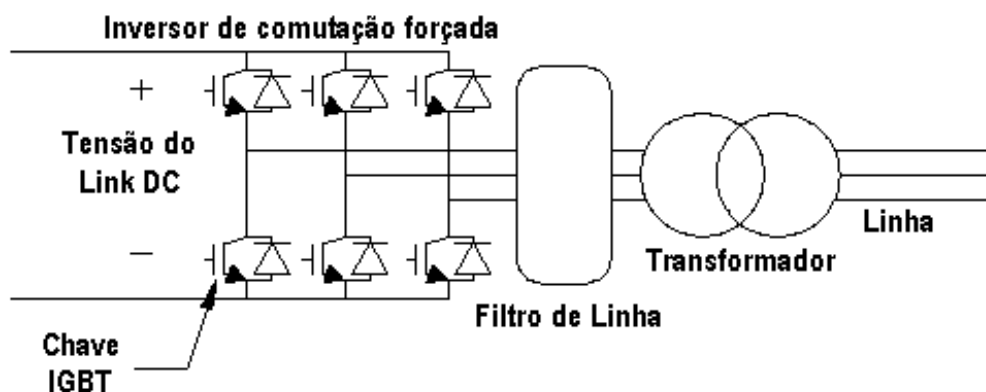


Figura 2.11 – Inversor de comutação forçada (DUBOIS, 2000).

Utilizando a técnica de modulação por largura de pulso (PWM, do inglês *Pulse Width Modulation*), os harmônicos de baixa ordem são eliminados e os primeiros harmônicos ocorrem próximos às frequências de chaveamento do inversor, as quais estão na faixa de 1 a 2 kHz, quando os transistores bipolares de porta isolada (IGBT, do inglês *Insulated Gate Bipolar Transistor*) são usados nos acionamentos de alta potência, ou seja, potência nominal maior que 1 MW; e acima de 20 kHz em potências nominais menores ou iguais a 30 kW (NUNES, 2003).

Para componentes mais antigos, como os tiristores com desligamento pela porta (GTO, do inglês *Gate Turn-off Thyristor*), a máxima frequência de chaveamento ocorre em torno de 1 kHz. O nível de potência e a capacidade de bloqueio da tensão do GTO são maiores que do IGBT; porém, o circuito de controle das chaves GTO, que envolve os pulsos de disparo e desligamento, é mais complexo. No atual estado da arte, essas chaves já são encontradas na faixa de MW.

Os harmônicos gerados por esses dispositivos são de alta ordem, o que reduz a potência do filtro ligado à rede, diminuindo os custos globais do sistema; porém, devido à alta frequência de chaveamento, existem perdas resistivas consideráveis, o que aumenta a necessidade de dissipadores (NUNES, 2003).

### 2.3.2.1 – Conversores de Potência com Modulação PWM

O sistema na figura 2.12 mostra um exemplo típico de um conversor de tensão dual com modulação por largura de pulso (PWM), ou seja, combinação de um retificador PWM e um inversor também PWM, acoplado a um gerador qualquer.

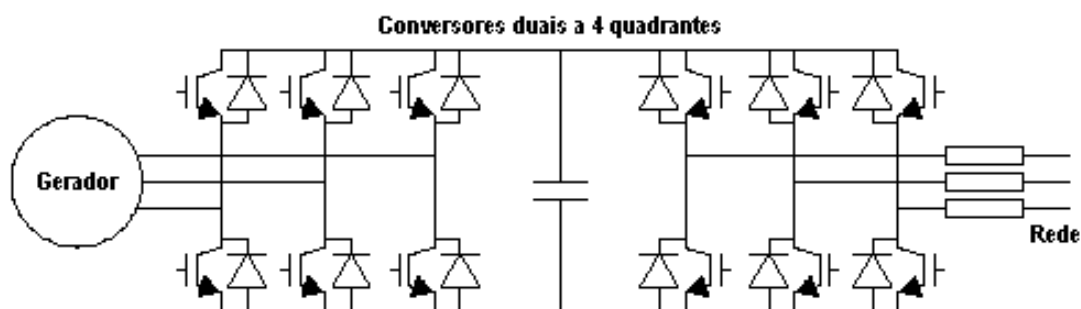


Figura 2.12 – Combinação de retificador e inversor, ambos PWM (DUBOIS, 2000).

Este conversor apresenta vantagens como a capacidade inerente do fluxo de potência bi-direcional, reduzidas injeções de harmônicos de ordem inferior na rede elétrica e regulação do fator de potência de saída (SVENSSON, 1998). O conversor dual opera nos quatro quadrantes, sendo composto por dois conversores de tensão em cascata. O conversor PWM é hoje considerado adequado para aplicações nos níveis de potência das turbinas eólicas comerciais, que estão na faixa de centenas de kW (normalmente 500 kW) até MW. O transistor IGBT já tem superado em desempenho os conversores tiristorizados com comutação pela linha, previamente empregados junto aos aerogeradores nos esquemas eólicos de velocidade variável. O uso das chaves IGBT, que podem ser forçadas a comutar em altas frequências (kHz), resulta em uma corrente senoidal mais pura, ou seja, com menor conteúdo harmônico, para alimentação da rede elétrica (NUNES, 2003).

## 2.4 – Concepções Tecnológicas de Aerogeradores Utilizando Gerador Síncrono com Magneto Permanente

A concepção de velocidade variável é a mais aplicada em aerogeradores. Os geradores síncronos de múltiplos pólos são divididos em excitados pelo enrolamento de campo e excitados por magnetos permanentes (GRAUERS, 1996b; CHALMERS *et alii*, 1999). Os geradores excitados pelo enrolamento de campo podem ser:

- 1) Com controle de excitação elétrica, ou seja, o controle da corrente de magnetização através de uma excitatriz;
- 2) Geradores de relutância comutados por chaves eletrônicas.

Esta pesquisa é direcionada a geradores síncronos excitados por magnetos permanentes. Esta concepção de gerador pode ser classificada quanto a sua forma construtiva do rotor e quanto à concepção do fluxo magnético.

### 2.4.1 – Forma Construtiva do Rotor

Em geradores de magneto permanente a magnetização pode tanto ser feita através de magnetos instalados diretamente na superfície do rotor ou por magnetos no interior do mesmo. A figura 2.13 apresenta os dois tipos de disposição dos magnetos permanentes no rotor.

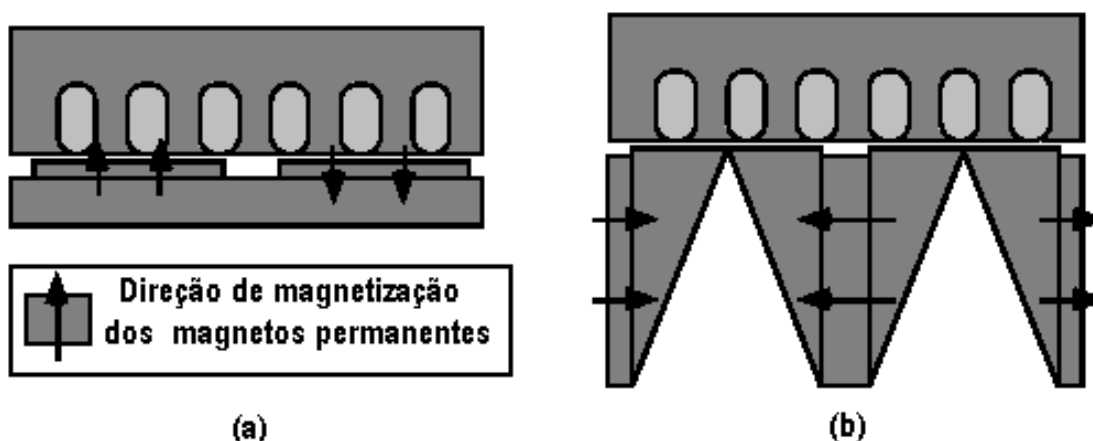


Figura 2.13 – Magnetos instalados (a) na superfície do rotor (b) no interior do rotor – concentração de fluxo (GRAUERS, 1996b).

Magnetos instalados na superfície do rotor devem apresentar uma densidade de fluxo residual maior que a densidade de fluxo requerida pelo entreferro. Conseqüentemente, é necessário utilizar magnetos mais caros, constituídos de Samário-Cobalto (SmCo) ou o Neodímio-Ferro-Boro (NdFeB). O primeiro apresenta uma densidade de fluxo residual próxima de 1 Tesla e o segundo de 1,2 Tesla. O material magnético é melhor aproveitado quando a densidade de fluxo no entreferro é metade da densidade de fluxo residual. Se a densidade de fluxo do entreferro for próxima da densidade de fluxo residual, maior será a quantidade de magnetos permanentes requerida. Geralmente os magnetos dispostos na superfície levam a uma estrutura do rotor mais simples e leve.

A concentração de fluxo pode ser utilizada com magnetos permanentes mais baratos, de baixa energia, e ainda assim obter uma alta densidade de fluxo no entreferro. Neste caso, os magnetos permanentes estão posicionados no interior do rotor e o fluxo é orientado dentro de circuitos magnéticos os quais são mais limitados no entreferro do que nos magnetos. Um material magnético de baixa energia é a ferrita, a qual tem uma densidade de fluxo residual de 0,4 Tesla.

É necessário um rotor mais complexo para magnetos instalados no interior do mesmo (concentração de fluxo) do que para magnetos dispostos na superfície, sendo neste caso normalmente mais pesado, enquanto que o custo pode ser menor. A energia máxima produzida por magnetos permanentes de NdFeB é 10 vezes maior que a da ferrita (GRAUERS, 1996b).

### **2.4.2 – Concepção do Fluxo Magnético**

Quanto à concepção do fluxo magnético a máquina pode ser:

- 1) Geradores síncronos com magneto permanente de fluxo radial;
- 2) Geradores síncronos com magneto permanente de fluxo axial com estator toroidal ou estator de duas faces;
- 3) Geradores síncronos com magneto permanente de fluxo transversal.

### 2.4.2.1 – Gerador de Fluxo Radial com Excitação Através de Magnetos Permanentes

Em geradores de fluxo radial, a estrutura mais comum consiste de um estator cilíndrico externo com suas bobinas, e um rotor cilíndrico interno com magnetos permanentes (SPOONER e WILLIAMSON, 1996). A figura 2.14 mostra a estrutura do gerador síncrono de magneto permanente de fluxo radial. Uma das principais funções desta concepção de gerador síncrono de magneto permanente é atingir um valor aceitável de densidade de fluxo no entreferro do gerador. A densidade de fluxo no entreferro deve ser de pelo menos 1 Tesla (GRAUERS, 1996a ; GRAUERS, 1996b; SPOONER e WILLIAMSON, 1996).

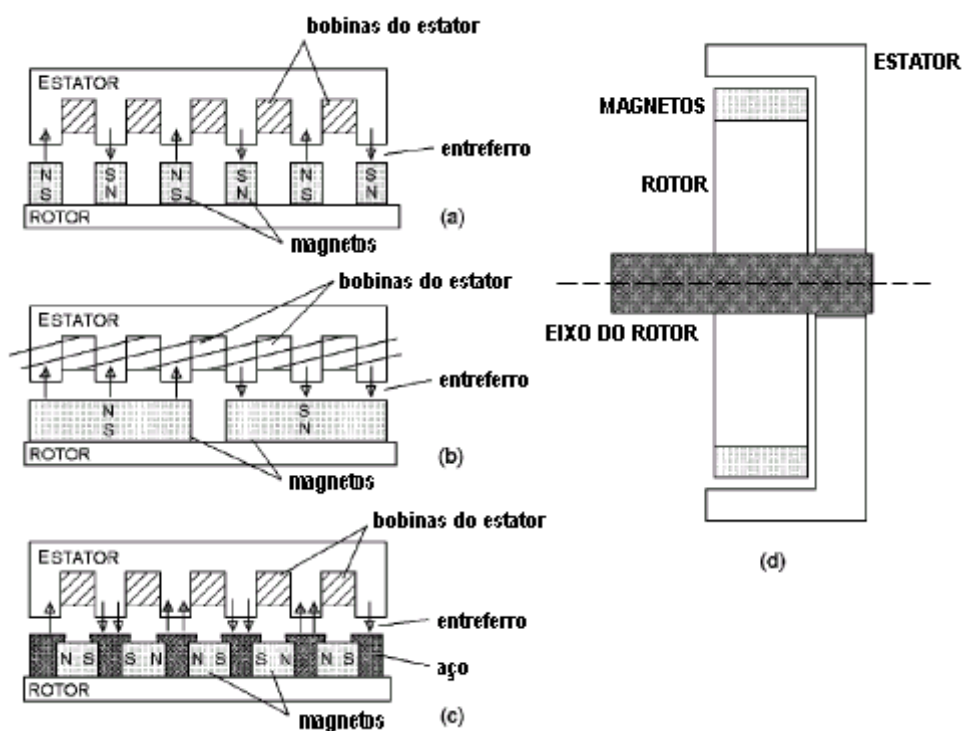


Figura 2.14 – Gerador de fluxo radial excitado através de magnetos permanentes: a) com magnetos instalados na superfície, e um enrolamento monofásico; b) com magnetos instalados na superfície, e enrolamentos trifásicos; c) com concentração de fluxo, e um enrolamento monofásico; d) seção transversal dessa concepção (Adaptado de AKHMATOV *et alii*, 2003).

A figura 2.14 (a) mostra a estrutura com excitação através de magnetos instalados na superfície e um enrolamento monofásico no estator. Quando excitado por magnetos instalados na superfície, a densidade de fluxo residual do material magnético será maior que a densidade de fluxo no entreferro do gerador. Assim, a mesma será maior que 1 Tesla. Isto não pode ser efetuado com a



utilização de magnetos de ferrita de baixo custo. Quando da escolha da estrutura com magnetos instalados na superfície, são necessários magnetos mais eficientes e também mais caros. Estes podem ser de NdFeB (Neodímio-Ferro-Boro), por exemplo, porque esse material tem valor suficientemente grande de densidade de fluxo residual (GRAUERS, 1996a ; LAMPOLA, 2000). Contudo, seu custo é 30 vezes maior que o custo dos magnetos de ferrita (GRAUERS, 1996b). A vantagem da excitação do gerador através de magnetos instalados na superfície é que a estrutura do rotor é simples e barata, e seu peso é relativamente reduzido (GRAUERS, 1996b). Os magnetos permanentes são fixados na superfície de montagem do rotor.

A figura 2.14 (b) mostra a estrutura com excitação através de magnetos instalados na superfície, e um enrolamento trifásico. A estrutura do rotor é simples e os enrolamentos das bobinas do estator estão deslocados de 120 graus elétricos.

A densidade de fluxo no entreferro do gerador pode ser aumentada através da utilização de arranjos de aço juntamente com magnetos permanentes (GRAUERS, 1996a; SPOONER *et alii*, 1996). Nesta concepção os magnetos permanentes são posicionados no interior da estrutura do rotor. Os circuitos magnéticos conduzem e concentram a densidade de fluxo nas suas superfícies no entreferro. A densidade de fluxo na superfície do magneto permanente pode ser relativamente pequena, mas a densidade de fluxo no entreferro do gerador é admissível apenas se for elevada. Por exemplo, utilizando magnetos de ferrita, caracterizados por uma densidade de fluxo residual ao redor de 0,4 Tesla, juntamente com os circuitos magnéticos de concentração de fluxo, a densidade de fluxo no entreferro será de aproximadamente 1 Tesla (GRAUERS, 1996a).

A utilização de circuitos magnéticos de concentração de fluxo juntamente com magnetos de ferrita de baixo custo permite ser obtido um valor conveniente de densidade de fluxo no entreferro. Contudo, isto torna a construção do rotor mais complexa, aumentando seu peso e custo (GRAUERS, 1996a). A estrutura do gerador síncrono de magneto permanente com utilização de circuitos magnéticos de concentração de fluxo é descrita em GRAUERS, 1996a; SPOONER *et alii*, 1996, sendo esta apresentada com uma configuração modular de estator, com núcleo laminado em “E”, e magnetizado por magnetos de ferrita.

Esta é uma estrutura similar a dos transformadores. Como proposto em GRAUERS, 1996a; SPOONER *et alii*, 1996, os módulos devem ser combinados para atingir qualquer número de pólos requerido no gerador. Observar que a aplicação do núcleo em “E” laminado é um exemplo; outras opções de circuitos magnéticos de concentração de fluxo podem ser sugeridas.

A estrutura pode ser constituída com magnetos permanentes posicionados em um rotor cilíndrico externo e as bobinas estando em um estator cilíndrico externo (WU *et alii*, 2000).

Os geradores de fluxo radial são a concepção de projeto mais usual do gerador síncrono de magneto permanente. Nos geradores de fluxo radial, o comprimento do estator e o diâmetro do entreferro podem ser escolhidos independentemente. Isto implica que os geradores de fluxo radial podem ser feitos com diâmetros pequenos, quando da aplicação de estatores longos (GRAUERS, 1996a). A utilização de entreferros pequenos eleva o valor do fluxo magnético nos mesmos, levando à presença de forças magnetomotrizes elevadas no interior das estruturas do estator e do rotor. Não é difícil fazer o rotor suficientemente sólido na direção radial e então construir geradores de fluxo radial com um entreferro pequeno. Contudo, o entreferro dos geradores de fluxo radial pode ser sensível a dilatação térmica do estator e do rotor (GRAUERS, 1996b).

#### **2.4.2.2 – Gerador de Fluxo Axial com Excitação Através de Magnetos Permanentes**

A figura 2.15 (a) mostra a estrutura usual de um gerador síncrono de magneto permanente de fluxo axial. Este é um gerador com um estator toroidal, um enrolamento de entreferro, e dois discos de rotor sustentando os magnetos permanentes (MULJADI, 1998). Existem duas maneiras possíveis de dispor a estrutura com magnetos permanentes: com magnetos instalados na superfície com uma densidade de fluxo consideravelmente grande, situação ilustrada na figura 2.15 (a), ou utilizando magnetos de ferrita de baixo custo com circuitos magnéticos de concentração de fluxo. Esse último arranjo é geralmente denominado de “magnetos embutidos” (GRAUERS, 1996a). A discussão sobre a densidade de fluxo aceitável no entreferro, feita para o gerador síncrono de

magneto permanente de fluxo radial, é igualmente apropriada para esta concepção.

A figura 2.15 (b) ilustra a seção transversal da estrutura com magnetos permanentes instalados na superfície, a qual, neste caso, é escolhida para simplificação do desenho. Os núcleos do estator e do rotor podem ser constituídos de aço laminado, como nos transformadores. A estrutura da máquina pode, contudo, dispensar a utilização de núcleos no estator ou no rotor (GRAUERS, 1996a). Quando da escolha da configuração do gerador, deve-se considerar que o mesmo será utilizado em aerogeradores. Isto implica que o gerador deve produzir grande potência elétrica, operar a velocidades baixas e ter um diâmetro manejável.

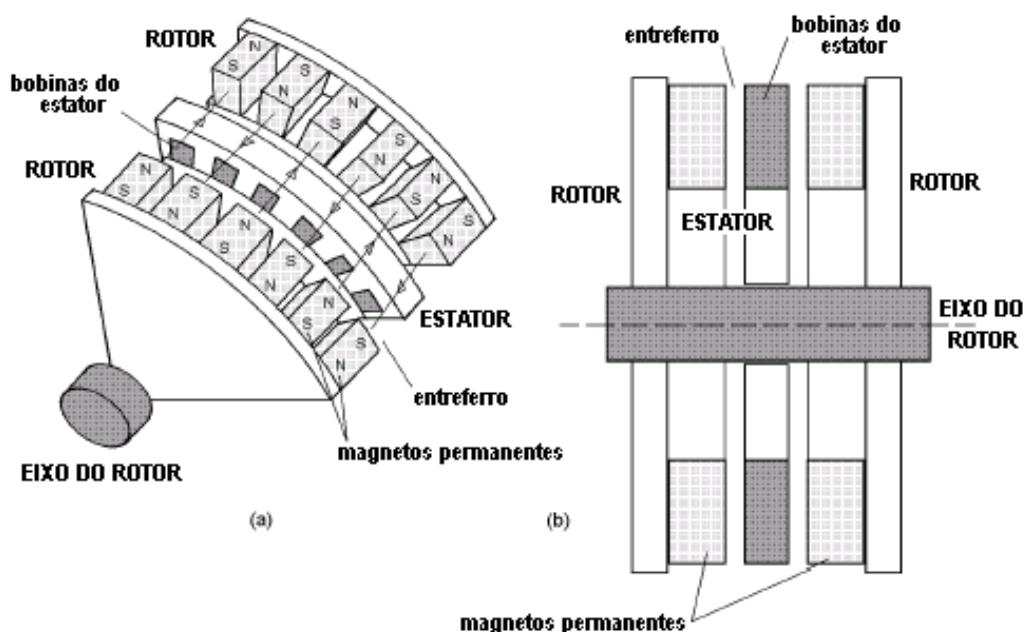


Figura 2.15 – Gerador de fluxo axial excitado através de magnetos permanentes: a) estrutura de uma única peça, com um estator e dois discos do rotor; b) sua seção transversal (Adaptado de AKHMATOV *et alii*, 2003).

É necessário diminuir o passo polar para reduzir o diâmetro do gerador de múltiplos pólos (GRAUERS, 1996a). A espessura axial da seção individual do disco do rotor, mostrada na figura 2.15 (b), refere-se ao passo polar e é portanto relativamente pequena.

O torque máximo de geradores de fluxo axial é alcançado quando o raio interno está em torno de 0,6 do raio externo. Quando da redução do raio interno, o torque máximo é igualmente reduzido. Portanto, o aumento do raio interno

corresponde a aumentar o diâmetro do gerador, que implica no aumento do torque máximo do gerador síncrono de magneto permanente (GRAUERS, 1996a).

A presença de forças magnetomotrizes elevadas no entreferro do gerador deve ser considerada. Quando a espessura da estrutura do gerador é relativamente pequena, existe a preocupação com a estabilidade mecânica dessa estrutura. Os geradores de fluxo axial podem ser constituídos de vários elementos de disco, ou seja, um número de unidades do gerador, posicionados no mesmo eixo do rotor. Isto torna possível gerar a potência elétrica desejada e reduzir o diâmetro do gerador ao mesmo tempo (GRAUERS, 1996a).

Outra restrição desta concepção é que a aplicação de magnetos embutidos requer um estator com ranhuras. Isto pode dificultar e encarecer a produção, pois o passo da ranhura varia com a laminação do estator para cada raio diferente (GRAUERS, 1996a).

A vantagem desta concepção é que o entreferro não é afetado pela dilatação térmica do estator e do rotor (GRAUERS, 1996b).

### **2.4.2.3 – Gerador de Fluxo Transversal com Excitação Através de Magnetos Permanentes**

Os geradores de fluxo transversal são projetados para melhor aproveitamento do fluxo magnético (GRAUERS, 1996a; WEH, 1995). Os geradores de fluxo transversal podem também ser construídos com entreferros de fluxo axial e de fluxo radial (GRAUERS, 1996b). Quando construído com entreferros radiais, o gerador tem um disco do estator com duas faces e, entre este estator, um disco de rotor com magnetos permanentes. Quando construído com um entreferro axial, o gerador tem um estator cilíndrico interno e outro externo, e um rotor cilíndrico de magnetos permanentes entre os mesmos.

A figura 2.16 mostra a configuração estator-rotor para enrolamentos monofásicos das bobinas do estator (para simplificação do desenho).

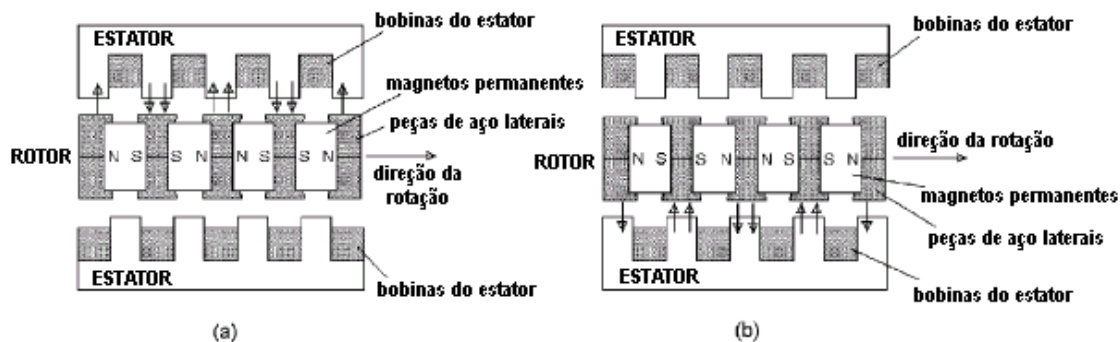


Figura 2.16 – Gerador de fluxo transversal excitado por magnetos permanentes. Configuração de entreferro axial a considerar: a) bobinas do estator externas direcionando os passos de fluxo; b) bobinas do estator internas direcionando os passos de fluxo (Adaptado de AKHMATOV *et alii*, 2003).

Em geradores de fluxo transversal não há restrição sobre o ângulo do passo polar. Portanto, o passo polar pode ser relativamente pequeno. Isto torna possível produzir uma densidade da força eletromotriz no entreferro dos geradores de fluxo transversal, a qual é maior que nos geradores com qualquer uma das duas outras concepções (GRAUERS, 1996a). Com as dimensões disponíveis, podem ser aplicados magnetos de ferrita e circuitos magnéticos de concentração de fluxo.

A principal diferença entre os geradores de fluxo transversal e os geradores de fluxo axial ou radial é que nos geradores de fluxo transversal é possível aumentar o espaço para enrolamento sem diminuir o espaço para o fluxo principal. Isto permite reduzir as perdas do cobre (GRAUERS, 1996b). Contudo, a estrutura eletromagnética dos geradores de fluxo transversal é mais complexa que no caso dos geradores de fluxo radial ou axial. Isto pode tornar o processo de fabricação dos mesmos mais caro.

A companhia dinamarquesa *Aps Multipolgenerator* fabricou um gerador síncrono de magneto permanente para aerogeradores, ilustrado na figura 2.17. A potência nominal do gerador é 400 kW e seu diâmetro é de 1,6 metro. O gerador tem 36 pólos e sua velocidade é de 33 rotações por minuto. O gerador é desenvolvido para aerogeradores que operam com velocidade variável e é conectado à rede através de um conversor de frequência. Para alcançar a geração de potência desejada, um determinado número de unidades do gerador deve ser posicionado no mesmo eixo do rotor. Isto é similar à descrição dada para os geradores de fluxo axial (AKHMATOV *et alii*, 2003).

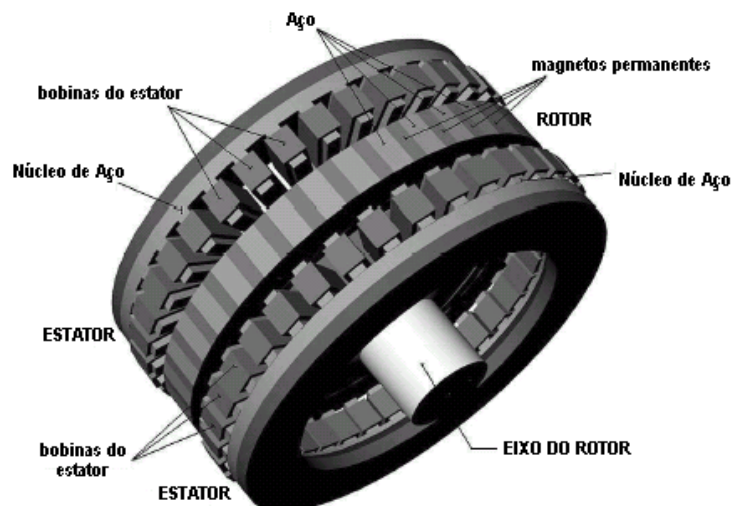


Figura 2.17 – Estrutura de um gerador síncrono com múltiplos pólos, de fluxo transversal, excitado por magnetos permanentes (Adaptado de AKHMATOV *et alii*, 2003).

As vantagens dos aerogeradores que operam com velocidade variável equipados com gerador síncrono de magneto permanente e conversores de plena carga em relação ao sistema de potência estão listadas abaixo:

1) Os geradores são excitados através de magnetos permanentes. Eles não precisam de potência reativa da rede ou do conversor fonte de tensão do lado do gerador;

2) Os geradores não trocam potência reativa com o sistema de potência em função da presença do *link* CC no sistema conversor;

3) A potência de saída pode ser otimizada através da operação em velocidade variável em relação à entrada do vento;

4) O conversor do lado da rede pode operar neutro-reativo com o sistema de potência para melhorar o fator de potência. O conversor pode também controlar a potência reativa e a tensão na rede, dentro de uma certa faixa. Esta faixa é restringida pela capacidade de potência do conversor de frequência;

5) O eixo acionador, e portanto a turbina, é desprovido de engrenagens (isto é, não tem caixa de transmissão).

As vantagens são dadas através da comparação com aerogeradores que operam com velocidade fixa, equipados com geradores assíncronos. A principal contestação para a concepção do gerador síncrono de magneto permanente é

que a construção do gerador é mais complexa que a de geradores assíncronos aplicados a aerogeradores que operam com velocidade fixa.

### 2.4.3 – Considerações e Tendências Tecnológicas

A ação de conectar um gerador diretamente a uma turbina eólica obriga a aumentar o número de pólos da máquina. Considerando máquinas de múltiplos pólos de mesma potência, para aumentar o número de pólos é necessário diminuir o passo polar (setor angular ocupado por cada pólo no perímetro da máquina), fazendo com que os enrolamentos de excitação, que têm que proporcionar o mesmo campo magnético no entreferro, sejam alojados em relação à altura e não em relação à largura, como é indicado na figura 2.18. A consequência disto é um importante aumento no diâmetro da máquina.

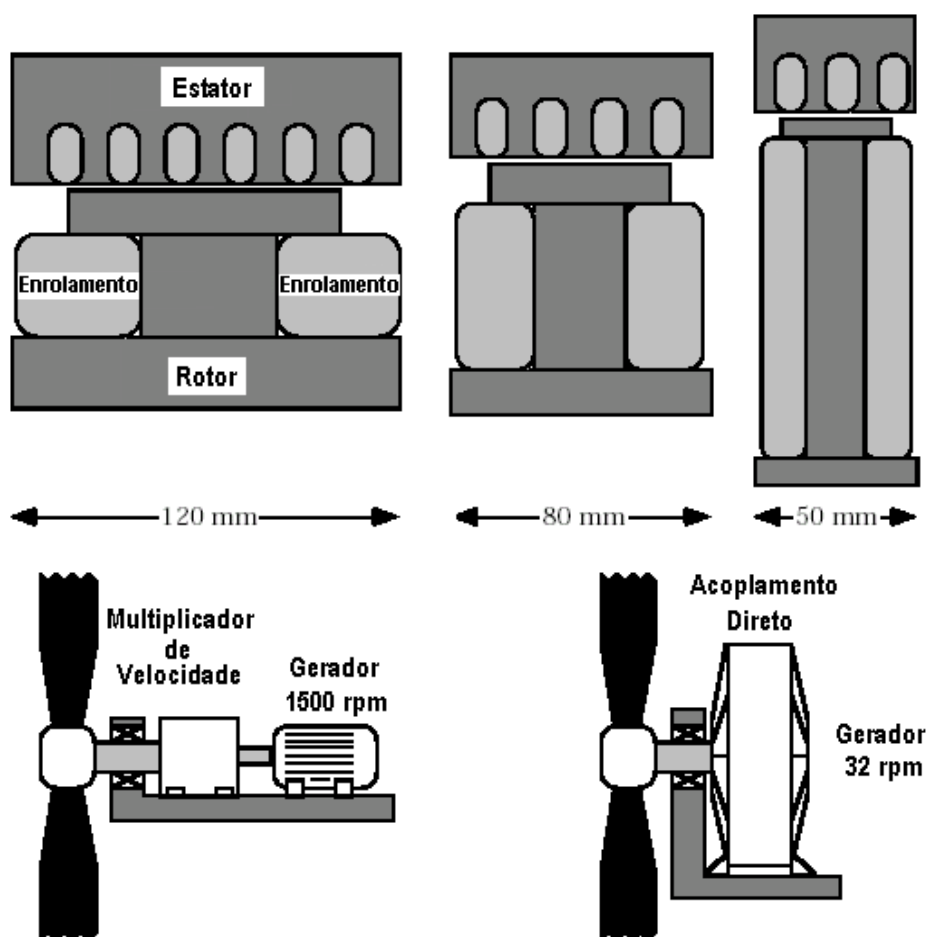


Figura 2.18 – Diminuição do passo polar em função do aumento do número de pólos em máquinas com enrolamento de excitação (Adaptado de GRAUERS, 1996a).

Uma alternativa para este problema é substituir o enrolamento de excitação de uma máquina síncrona por materiais com características magnéticas permanentes responsáveis pelo campo magnético. A eliminação do enrolamento de excitação resulta no surgimento das máquinas síncronas com magneto permanente. Desta forma, e como a energia dos magnetos depende de sua espessura, pode-se reduzir o passo polar sem incremento no diâmetro, como ilustra a figura 2.19.

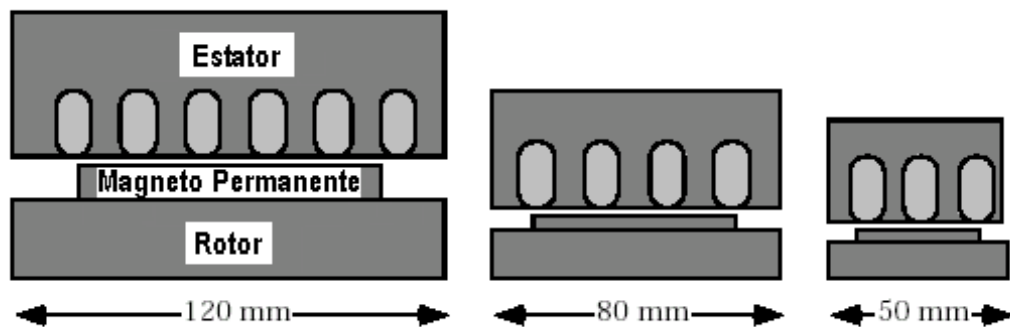


Figura 2.19. – Diminuição do passo polar em função do aumento do número de pólos em máquinas com excitação através de magnetos permanentes (Adaptado de GRAUERS, 1996<sup>a</sup>).

Através de magnetos permanentes clássicos seria necessário uma quantidade muito grande de material com um entreferro muito pequeno para conseguir os níveis de indução magnética requeridos para o funcionamento de um gerador. O desenvolvimento dos materiais magnéticos ao longo dos anos, como ilustra o gráfico da figura 2.20, tem revolucionado a construção de máquinas girantes, para potências desde miliwatts até megawatts. Um total de 40% dos magnetos permanentes produzidos estão destinados a geradores e motores elétricos.



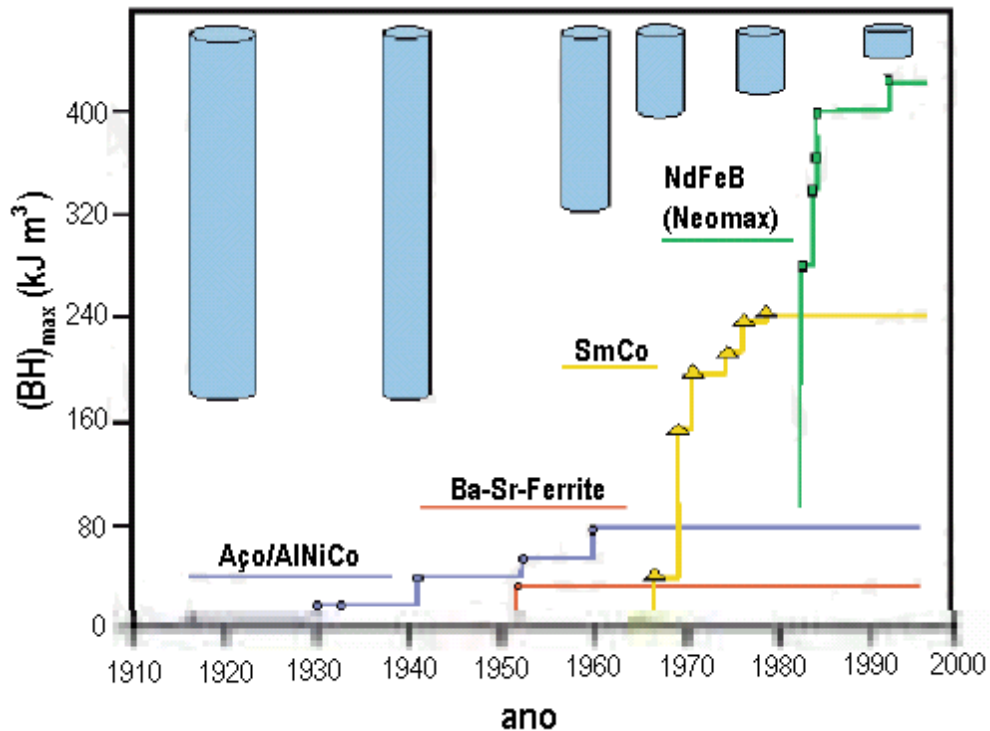


Figura 2.20 – Desenvolvimento dos materiais magnéticos ao longo dos anos (ABB, 2003).

O uso de magnetos permanentes em substituição à excitação através do enrolamento de campo em máquinas elétricas apresenta as seguintes vantagens (LAFOZ, 2000):

- Não há perdas de excitação, por não se necessitar de corrente para o mesmo;
- Maior torque e potência de saída por unidade de volume, devido à diminuição no tamanho da máquina;
- Melhor funcionamento dinâmico, devido a uma maior densidade do fluxo no entreferro;
- Menor espaço necessário na gôndola e menor peso para a mesma;
- Simplicidade na construção e manutenção;
- Redução de preço em alguns tipos de máquinas.

A curva B-H caracteriza um material com característica magnética. A indução, ou fluxo residual ( $B_r$ ), é responsável por um campo de maior intensidade. A intensidade do campo coercitivo ou coercividade ( $H_c$ ) supõe uma maior resistência à desmagnetização, e o produto  $(B.H)_{máx}$  se traduz em um núcleo

eletromagnético mais compacto para uma dada potência. Além do mais, uma característica de desmagnetização linear supõe pequenas perdas em regime dinâmico.

Existem vários tipos de magnetos de última geração sendo utilizados: ligas de alumínio, níquel, ferro e cobalto (AlNiCo); magnetos de ferrita; ligas de samário cobalto (SmCo); e as ligas de neodímio, ferro e boro (NdFeB) que são as mais utilizadas no campo das máquinas elétricas.

Os magnetos de NdFeB foram desenvolvidos em 1983 pela empresa japonesa *Sunitomo Spacial Metals*. Suas características são: valores elevados de  $B_r$  e  $H_c$ ; são mecanicamente mais resistentes que outros magnetos, pelo que se pode manipular melhor e sem perigo de estilhaçar nem romper-se; seu peso é reduzido e o fato de que o Nd (neodímio) é abundante na natureza faz com que seu custo seja menor. Por outro lado, como desvantagens/inconvenientes se encontram o preço e uma forte dependência de suas propriedades com a temperatura, junto com a tendência a corrosão (são normalmente niquelados, zincados ou revestidos com resina epóxi). Existe a possibilidade de incorporar à liga o diprósio (Dy) e o cobalto (Co) para fazê-la menos dependente com a temperatura, já que esta supõe uma perda das propriedades magnéticas no magneto. De qualquer forma, esta questão não deve ser levada em conta em aplicações eólicas pois a instalação do sistema se reproduz em um ambiente refrigerado pela presença do vento e das pás, favorecendo a evacuação do calor gerado (LAFOZ, 2000).

Hoje em dia a tendência é utilizar, nas máquinas elétricas, magnetos de ligas de terras raras e em especial de NdFeB. A fabricação desse tipo de magneto se realiza mediante métodos especializados que consistem em processos de fusão por indução no vácuo e posterior prensagem. Os preços para os magnetos de NdFeB no ano de 2000 estavam ao redor de US\$ 300,00/kg (LAFOZ, 2000), preço 30 vezes maior que o do magneto de ferrita. Contudo, atualmente, esse preço já se encontra por volta de US\$ 77,00/kg (NREL, 2004), ou seja, uma redução de preço de 75% em apenas quatro anos. Considerando os avanços alcançados nos materiais magnéticos, o crescente número de fabricantes ao redor do mundo e a grande oferta desses produtos no mercado, a tendência desse preço é de redução ainda maior nos próximos anos.

A figura 2.21 apresenta os principais produtores mundiais de magnetos, junto com os percentuais da fabricação de cada um dos tipos de magnetos permanentes.

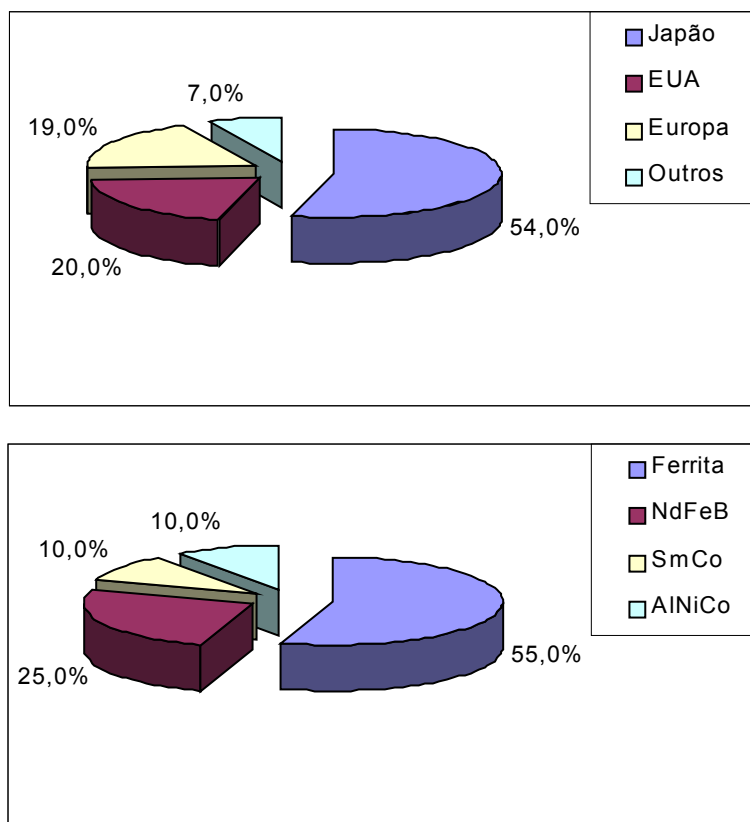


Figura 2.21 – Principais produtores mundiais de magnetos permanentes e os percentuais de fabricação de cada um dos tipos de magnetos permanentes (LAFOZ, 2000).

Atualmente, o fabricante holandês *Largerway Windmaster* é um dos que produz aerogeradores equipados com geradores síncronos de magneto permanente. O aerogerador comercializado pelo referido fabricante é de velocidade variável, sua potência nominal é de 2 MW e o diâmetro do rotor é de 72 m. O gerador síncrono de magneto permanente utilizado no mesmo é do fabricante de geradores *ABB*. Detalhes técnicos específicos sobre o controle e projeto do conversor e do gerador não são disponibilizados pelas empresas. A companhia dinamarquesa *DONG Vind A/S* considera esta concepção de gerador promissora em relação a futuros parques eólicos.

Na Dinamarca, a companhia *Multipolgenerator Aps* trabalhou na concepção de um gerador síncrono com magneto permanente controlado por meio de um conversor, para aplicações em energia eólica. O objetivo era de projetar o gerador

e seu sistema conversor de frequência de modo a ser aplicado em aerogeradores para grandes parques eólicos.

## **2.5 – Conclusão**

Neste capítulo foram apresentados os componentes dos sistemas eólicos para fins de geração elétrica descrevendo os principais esquemas de controle das turbinas eólicas e geradores síncronos e assíncronos acoplados às mesmas. Foram apresentados os esquemas eólicos de velocidade fixa e variável existentes no mercado para fins de integração à rede elétrica. Considerando os esquemas de velocidade variável, é destacada a concepção que adota o gerador com magneto permanente.

Foram também apresentadas as opções de conversores estáticos, de acordo com o tipo de gerador a ser utilizado, sendo analisados os aspectos técnicos relativos aos mesmos. Foram tratados ainda aspectos relacionados à classificação dos geradores com magneto permanente em relação à forma construtiva do rotor e concepção de fluxo magnético, analisando a melhor opção e as vantagens e desvantagens em relação às outras. Apresentaram-se ainda os avanços tecnológicos em relação aos materiais magnéticos, os tipos existentes no mercado, os mais utilizados, e seus fabricantes.

Os avanços tecnológicos no domínio dos novos materiais magnéticos impulsionaram o desenvolvimento da indústria de máquinas síncronas com magneto permanente. Por meio destes, máquinas com grande quantidade de pólos magnéticos, menor momento de inércia e alta potência por unidade de volume estão sendo projetadas. Com os modernos materiais à base de terras raras, entre os quais se destacam os de neodímio-ferro-boro, fluxos de excitação com grande coercividade puderam ser criados, por meio de magnetos de pequena espessura e de alta densidade.

O aerogerador utilizando gerador síncrono com magneto permanente é uma tecnologia em plena ascensão, sendo considerada a opção tecnológica de 2005. O maior desempenho aliado ao menor volume do rotor da máquina, fruto dos avanços, domínio da tecnologia e a conseqüente queda do preço de custo, fazem desta opção a preferida dos novos fabricantes de aerogeradores.

## CAPÍTULO 3

### MODELAGEM DINÂMICA

#### 3.1 – Introdução

Os modelos de sistemas de potência para o estudo de estabilidade transitória representados por equações matemáticas estão associados à avaliação dinâmica desses sistemas. Esses modelos matemáticos são implementados em programas computacionais que simulam o comportamento do sistema elétrico na presença de uma situação de contingência.

Para a realização das simulações computacionais visando à investigação da estabilidade transitória de um sistema elétrico de potência com a inclusão de aerogeradores, proposto nesta dissertação, é necessária a determinação dos modelos matemáticos dinâmicos do referido sistema elétrico, de maneira que os mesmos possam estimar, de forma precisa, o comportamento das variáveis de estado.

Neste capítulo apresenta-se uma breve abordagem sobre estabilidade transitória em sistemas de potência, seguida do desenvolvimento dos modelos dinâmicos adotados para o sistema de geração convencional, representado por geradores síncronos movidos através de máquina primária a diesel, e aqueles adotados para os sistemas eólicos alternativos, nas configurações fixa e variável, além de alguns componentes do sistema elétrico.

#### 3.2 – Estabilidade Transitória

Um sistema elétrico é composto, basicamente, de unidades geradoras, linhas de transmissão e cargas. Na operação do sistema em regime permanente as suas grandezas não variam com o tempo, o que implica que não existe desbalanço energético, ou seja, a potência gerada é igual à potência consumida mais as perdas inerentes ao sistema. Nesta situação, os geradores síncronos têm

velocidades angulares constantes, garantindo um fluxo de carga constante no sistema. Nesta situação considera-se que o sistema está em um ponto de operação estável.

O sistema permanecerá neste ponto até que alguma contingência aconteça. Estes distúrbios no sistema podem ser aumentos ou diminuições de carga e geração, ou contingências severas, como curto-circuito. Nestes casos, o comportamento dinâmico do sistema devido às perturbações se torna algo importante, pois o sistema agora, está submetido a um desbalanceamento de potência, e é necessário que ele retorne a uma operação estável. Aspectos qualitativos e quantitativos do comportamento dinâmico do sistema, bem como as atuações necessárias à sua estabilidade constituem o escopo do estudo de estabilidade de sistemas elétricos de potência.

Uma classificação para o estudo da estabilidade é apresentada em KUNDUR (1994), e ilustrada com a ajuda da figura 3.1. Esta classificação deve-se à diferença de objetivos no estudo, fato que leva a modelagens diferentes para cada um dos estudos em sua aplicação a sistemas elétricos de potência. Com base na referida figura pode-se situar o problema de estabilidade transitória dentre os variados problemas associados aos sistemas elétricos de potência.

Em estudos de estabilidade é possível considerar três modelagens para a representação de um sistema elétrico: modelo multi-máquinas, modelo máquina versus barramento infinito, e modelo duas máquinas.

Um Sistema Elétrico de Potência (SEP) é transitoriamente estável se, após a ocorrência de uma grande contingência, atinge um ponto de funcionamento em regime permanente aceitável.

Para estudos de estabilidade transitória, no caso geral de um sistema multi-máquinas, as máquinas são modeladas por equações diferenciais não lineares, sendo o sistema elétrico de potência caracterizado por fortes oscilações (grandes perturbações) dos rotores das máquinas síncronas, das potências nas linhas e por grandes variações de tensão. Neste caso, as equações diferenciais não podem ser linearizadas, de modo que as mesmas são resolvidas por integração numérica no domínio do tempo.

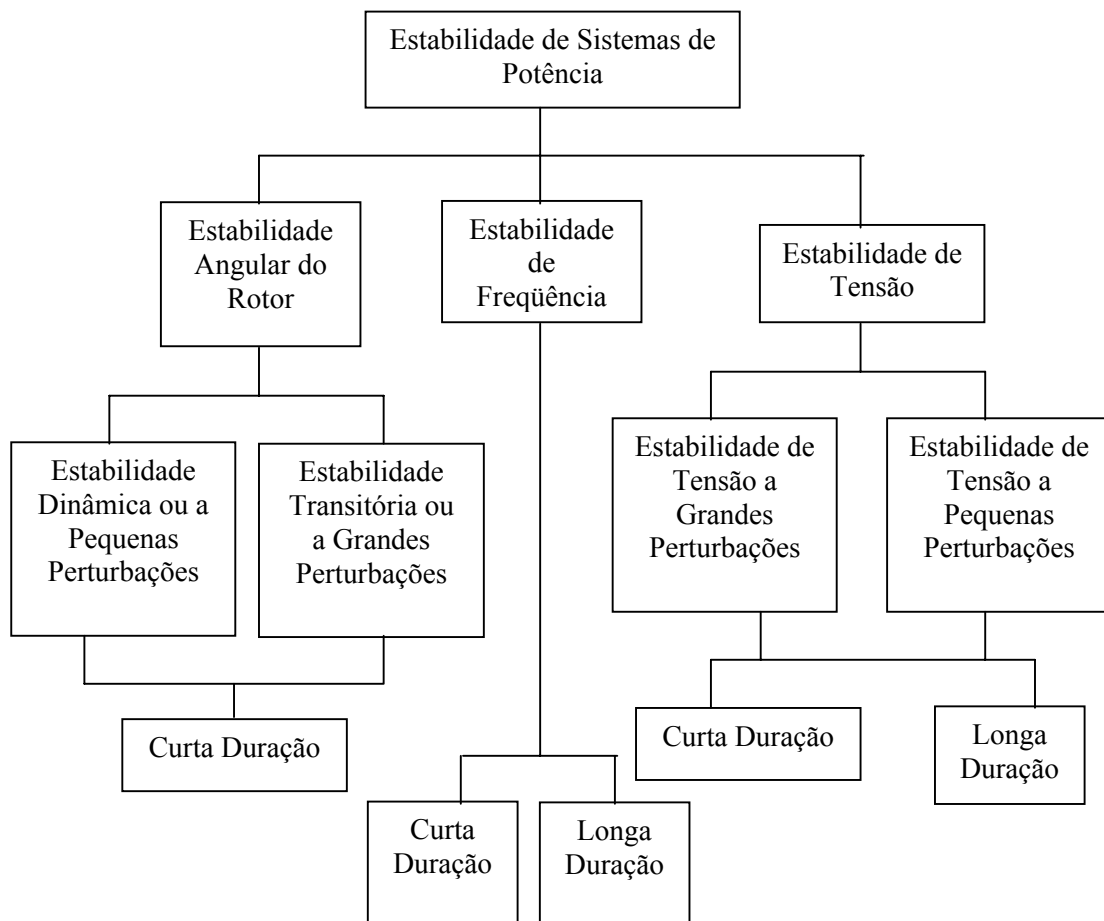


Figura 3.1 – Classificação do estudo de estabilidade de sistemas de potência (Adaptado de KUNDUR, 1994).

O estudo da estabilidade transitória requer uma simulação no domínio do tempo, variando de 1 segundo até 20 minutos, distinguindo-se:

- Estabilidade de curta duração: até 10 s (mais usual);
- Estabilidade de média duração: até 5 min;
- Estabilidade de longa duração: até 20 min;

O cálculo processado durante a simulação envolve a solução de equações algébricas (representando a rede) e diferenciais (representando os geradores).

Outra classificação necessária está relacionada aos fenômenos dinâmicos, a partir de seus intervalos naturais de tempo de resposta, pois também gera um impacto direto na modelagem dos componentes do sistema elétrico. Nesse

contexto, dependendo da natureza da contingência, parcelas do sistema de potência podem ser consideradas em um regime quase estático.

Considerando que a frequência natural dos rotores da maioria dos geradores síncronos está entre 0,8 e 1,5 segundo, e que a instabilidade do sistema pode se manifestar na primeira oscilação, é habitual que os estudos de estabilidade transitória abrangam entre 0,1 a 10 segundos. A figura 3.2 apresenta uma divisão típica dos fenômenos dinâmicos, onde pode-se verificar a escala de tempo dos estudos de estabilidade transitória.

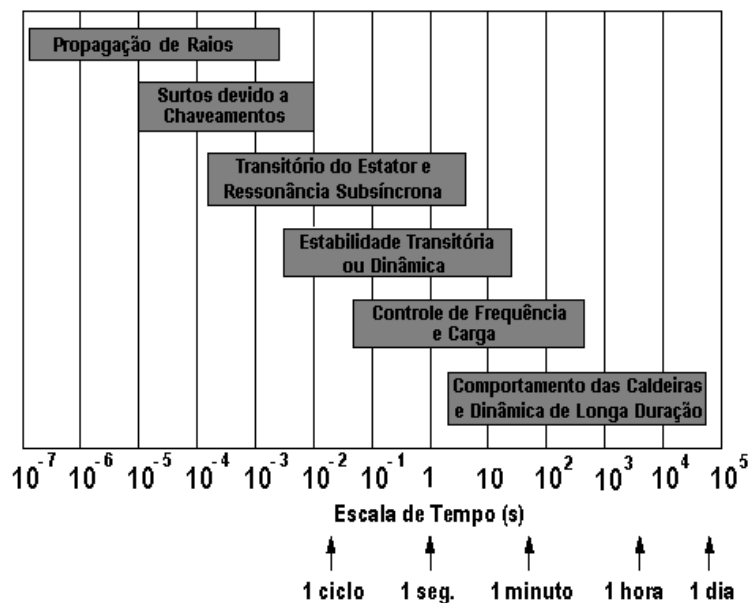


Figura 3.2 – Classificação dos fenômenos dinâmicos (Adaptado de NUNES, 2003).

### 3.2.1 – Considerações sobre os Modelos dos Sistemas Eólicos

O estabelecimento do estudo de estabilidade, bem como outros estudos em sistemas de energia elétrica, está intimamente relacionado aos objetivos que esta dissertação deseja alcançar. Os modelos representativos utilizados, como é o caso dos modelos das máquinas elétricas girantes, podem ser mais ou menos simplificados, ou seja, com maior ou menor grau de detalhamento, de acordo com o objetivo do estudo.



### **3.2.1.1 – Modelos baseados nas Curvas de Potência dos Aerogeradores**

Esses modelos são aplicados principalmente para a estimativa da energia produzida pelas turbinas eólicas em uma determinada localidade. A potência é função, basicamente, da área do rotor da turbina eólica e da velocidade do vento. Os valores de potência obtidos podem ser utilizados apenas para análises de custo. Normalmente, são usadas nestes cálculos seqüências de médias horárias de velocidade do vento durante longos períodos, meses ou anos.

Modelos desse tipo não são adequados para as simulações dinâmicas do sistema de potência, pois os mesmos não incluem nenhuma equação diferencial que descreva o comportamento transitório do sistema eólico na sua integração com o sistema de energia elétrica. Além disso, nos esquemas de velocidade variável, não levam em conta que a potência gerada para uma certa velocidade de vento seja função do valor da velocidade angular no eixo do rotor, assim como do ângulo de passo da pá da turbina, nos esquemas com controle de passo (NUNES, 2003).

### **3.2.1.2 – Modelo Subtransitário**

Nessa abordagem, os aerogeradores de velocidade fixa e velocidade variável são representados por modelos de ordem 5, e de ordem 5 a 7 (consideram enrolamentos amortecedores), respectivamente, além de possuir constantes de tempo altas, na faixa de 10 ms. São necessários também modelos detalhados dos conversores de potência para considerar a atuação das chaves semicondutoras.

Modelos muito detalhados levam a instabilidade numérica e tempo de processamento elevado.

Os seguintes aspectos devem ser considerados na integração dos modelos subtransitórios, aqui detalhados, no programa de simulação do sistema de potência.

- Estes modelos são particularmente complexos no caso de turbinas eólicas de velocidade variável, onde é necessário um conhecimento

avançado da teoria do conversor de potência e do comportamento dinâmico da turbina e do sistema de energia elétrica;

- A modelagem detalhada dos conversores eletrônicos de potência e seus reguladores, assim como dos transitórios dos estatores das máquinas, é inapropriada para implementação nas simulações dinâmicas de grandes sistemas elétricos de potência, com muitas turbinas eólicas e, conseqüentemente, está fora do escopo deste trabalho;
- O número de parâmetros requeridos para a especificação completa desses modelos é muito alto, sendo que a influência de alguns desses parâmetros nos aspectos relevantes do comportamento dinâmico das turbinas eólicas é pequeno, e não vale o grande aumento do esforço computacional despendido.

Além dos aspectos considerados anteriormente, esses modelos não se adequam a uma importante característica da simulação dinâmica dos sistemas de potência, que corresponde à modelagem da rede utilizando uma matriz de admitância ou impedância constante. Tal representação da rede implica que somente as componentes fundamentais sejam levadas em conta. Assim, para consistência do modelo global, incluindo os sistemas eólicos, estes últimos devem incorporar somente a componente de frequência fundamental.

### **3.2.1.3 – Modelo Transitório – Conversores Modelados como Fonte de Tensão**

Algumas inconsistências ocorrem entre as variáveis subtransitórias e a modelagem da rede, bem como outros problemas relacionados aos sistemas de conversão de energia eólica que operam com velocidade variável, como por exemplo: a complexidade dos modelos, o pequeno passo de integração e o grande número de parâmetros requeridos.

Partindo do modelo subtransitório, a modelagem transitória pode ser desenvolvida da seguinte forma (NUNES, 2003):

- Nos modelos dos geradores eólicos de velocidade fixa (gerador assíncrono de rotor em gaiola) e nos esquemas de velocidade variável,

como o gerador assíncrono duplamente excitado, a variação do fluxo magnético nas equações de tensão do estator deve ser desprezada;

- Nos esquemas eólicos de velocidade variável, o conversor no lado da rede deve ser modelado como uma fonte de tensão.
- Nos esquemas de velocidade variável, o conversor no lado do rotor, no caso do gerador assíncrono duplamente excitado, e do estator, no caso do gerador síncrono, ambos, devem ser modelados como uma fonte de tensão controlada por corrente;
- As chaves estáticas dos conversores de potência devem ser consideradas ideais, ou seja, não existe a necessidade da utilização de circuitos elétricos para representação da operação dinâmica de cada uma das chaves dos conversores eletrônicos, o que é mais adequado aos estudos de sistemas de potência.

#### **3.2.1.4 – Modelo Transitório – Conversores Modelados como Fonte de Corrente**

Este modelo é também adequado nos estudos de estabilidade transitória. As seguintes considerações adicionais devem ser levadas em conta nessa representação (NUNES, 2003):

- Nos esquemas de velocidade variável o termo  $d\psi/dt$  da variação do fluxo magnético deve ser desconsiderado nas equações do estator e rotor;
- Os conversores de potência devem ser modelados como fontes de corrente controlada e não fonte de tensão controlada. Adotando esta modelagem podem-se omitir os termos  $d\psi/dt$  nas equações da tensão no rotor, pela razão de que as variações instantâneas de corrente não levam a elevadas sobre-tensões, como nos casos em que esses termos estão presentes.

O resultado destas simplificações é a obtenção de equações algébricas relacionando o torque no gerador com a corrente no rotor para os esquemas com

gerador assíncrono duplamente excitado e com as correntes no estator nos sistemas com gerador síncrono.

Uma importante vantagem desta representação é que ela abre a possibilidade de modelar ambos os esquemas de velocidade variável (com geradores síncronos ou assíncronos) por um único modelo, sem perder as características físicas desses sistemas. As diferenças no comportamento dos dois tipos de geradores são compensadas pelos conversores de potência e reguladores, e os resultados são bastante similares em relação à interação com o sistema de energia elétrica.

O modelo fonte de corrente é adequado para a representação da máquina, quando o interesse consistir na avaliação da resposta dinâmica e transitória do sistema elétrico. Neste último caso, inclusive, diante de faltas como curto-circuito na rede, fornecendo respostas similares ao modelo de fonte de tensão para as variáveis do sistema elétrico, com um custo computacional bem menor, proporcionado pela redução no número de equações diferenciais. Este aspecto torna-se fundamental em sistemas de maior porte, com grande integração eólica.

### 3.3 – Modelo da Turbina Eólica

O torque mecânico da turbina eólica corresponde à razão da potência da mesma em relação à velocidade do eixo ( $\omega_t$ ), e é expresso pela equação (NUNES, 2003):

$$T_{Am} = 0,5\pi \frac{C_p}{\lambda} \rho r^3 U_v^2 \quad (3.1)$$

em que:

$T_{Am}$  – torque mecânico fornecido no eixo da turbina (N.m);

$C_p$  – coeficiente de potência, que representa a relação entre a potência disponível no eixo da turbina eólica e a potência eólica;

$\rho$  – massa específica do ar, ou densidade atmosférica ( $\text{kg/m}^3$ );

$r$  – raio do rotor da turbina eólica (m);

$U_v$  – velocidade instantânea média do vento sobre a área de varredura do rotor da turbina eólica (m/s);

$\lambda$  – razão entre a velocidade tangencial da ponta da pá da turbina eólica e a velocidade do vento (*Tip-Speed Ratio*), definida pela expressão:

$$\lambda = \frac{r \cdot \omega_t}{U_w} \quad (3.2)$$

em que:

$\omega_t$  – velocidade angular do rotor da turbina eólica (rad/s).

O torque mecânico produzido por uma turbina eólica está intimamente ligado à relação de velocidade na ponta da pá ( $\lambda$ ) e o ângulo de passo ( $\beta$ ).

Na modelagem da turbina eólica, faz-se imprescindível o levantamento do coeficiente de potência da turbina em função dos parâmetros descritos no parágrafo anterior.

Nos sistemas que operam com velocidade fixa – com controle por estol,  $C_p$  depende apenas de  $\lambda$ . O torque mecânico é função não linear das variáveis associadas à velocidade média do vento e à velocidade da turbina –  $\omega_t$ . Sua linearização em torno de um ponto de operação é expressa pela equação:

$$\Delta T_{Am} = \frac{\partial T_{Am}}{\partial U_v} \Delta U_v + \frac{\partial T_{Am}}{\partial \omega_t} \Delta \omega_t \quad (3.3)$$

Uma relação não linear entre  $C_p$  e  $\lambda$  pode ser obtida experimentalmente para qualquer turbina eólica. O coeficiente de potência  $C_p$ , associado ao rendimento da turbina eólica, pode ser calculado analiticamente através de um polinômio de ordem  $n$ , ou seja, uma família de polinômios como:

$$C_p(\lambda) = \sum_{i=1}^{2n+1} b_{i-1} \lambda^{i-1/n} \quad (3.4)$$

em que:

$b_{i-1}$  – coeficiente do polinômio obtido da curva  $C_p$  aproximada (técnica dos mínimos quadrados) traçada através de dados do fabricante;

$\lambda^{i-1/n}$  – ordem do modelo, de acordo com a precisão requerida.

O coeficiente de potência  $C_p$  pode ser calculado ainda por expressões mais complexas (não polinomiais), como a expressão (NUNES, 2003):

$$C_p(\lambda) = \frac{16}{27} \frac{\lambda}{\lambda + \frac{1.32 + [(\lambda - 8)/20]^2}{B}} - 0.57 \frac{\lambda^2}{\frac{L}{D} \left( \lambda + \frac{1}{2B} \right)} \quad (3.5)$$

em que:

$B$  = N° de pás da turbina;

$L$  = força de sustentação;

$D$  = força de arrasto.

É importante salientar que a relação (3.5) é válida somente para  $B = 1, 2$  ou  $3$ ;  $4 \leq \lambda \leq 20$ ; e  $L / D \geq 25$ .

Nesta dissertação, quando da análise de aerogeradores de velocidade fixa, utiliza-se a expressão analítica proposta por (SLOOTWEG, 2003), considerando  $\beta = 0$ , resultando em:

$$C_p(\lambda) = 0,22 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 5 \right) e^{\frac{-12,5}{\lambda_i}} \quad (3.6)$$

O valor de  $\lambda_i$  é calculado através da equação:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda} - 0,035} \quad (3.7)$$

Nos sistemas que operam com velocidade variável – com controle do ângulo de passo,  $C_p$  depende de  $\lambda$  e  $\beta$ .

O controle do ângulo de passo tem como objetivo a atuação nas velocidades acima da nominal, para restringir o valor da potência mecânica. Nessas circunstâncias, a velocidade do rotor não pode ser controlada pelo aumento do torque eletromagnético, pois isto levaria a condições de sobrecarga no gerador e conversor.

A avaliação de  $C_p$  necessita de cálculos bastante complexos e baseados em aproximações numéricas. Para evitar esses cálculos é considerada a expressão (SLOOTWEG, 2003):

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,73 \left( \frac{151}{\lambda_i} - 0,58\beta - 0,002\beta^{2,14} - 5 \right) e^{\frac{18,4}{\lambda_i}} \quad (3.8)$$

O valor de  $\lambda_i$  é calculado através da equação:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0,02\beta} - \frac{0,003}{\beta^{2,14} + 1}} \quad (3.9)$$

A potência mecânica disponível na turbina eólica pode ser calculada utilizando os valores atualizados da velocidade do vento e do eixo do rotor, que determinam  $\lambda_i$  e o ângulo de passo  $\beta$ , através da expressão:

$$P_v = 0,5\rho C_p(\lambda, \beta) A_r U_v^3 \quad (3.10)$$

em que:

$A_r$  - área de varredura do rotor da turbina eólica, em  $m^2$ ;

$U_v$  - velocidade média do vento (m/s).

A aplicação dessas equações não define o sistema completamente, visto que a concepção atual considera a velocidade angular do eixo variável, levando a uma indeterminação no valor de  $\lambda$ . A ligação entre as equações 3.8 a 3.10, deve considerar a característica de controle da potência versus a velocidade. A figura 3.3 mostra o esquema adotado por NUNES (2003) para controlar o ângulo de passo com base nas expressões:

$$\beta_{ref} = K_g \frac{w_{ar} - w_{ref}}{w_{ref} T_v} \quad (3.11)$$

e,

$$\frac{d\beta}{dt} = \frac{-\beta + \beta_{ref}}{T_v} \quad (3.12)$$

em que:

$T_v$  – torque mecânico da turbina eólica (W);

$\beta_{ref}$  – ângulo de passo de referência;

$\frac{d\beta}{dt}$  – taxa de variação do ângulo de passo.

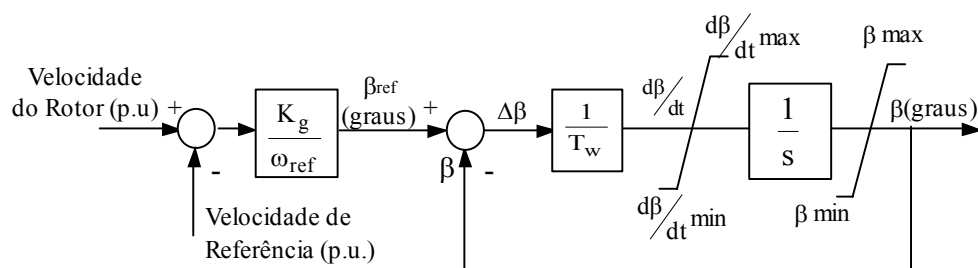


Figura 3.3 – Esquema para controle do ângulo de passo (NUNES, 2003).

O ângulo de passo é modificado dentro de uma determinada taxa de variação que depende da potência da turbina eólica e do equipamento utilizado para a abertura do ângulo da pá – dispositivo de controle.

A figura 3.4 apresenta modelos mecânicos de aerogeradores. De acordo com o estudo de estabilidade que se pretende, pode-se considerar ou não a dinâmica das partes mecânicas da turbina eólica.



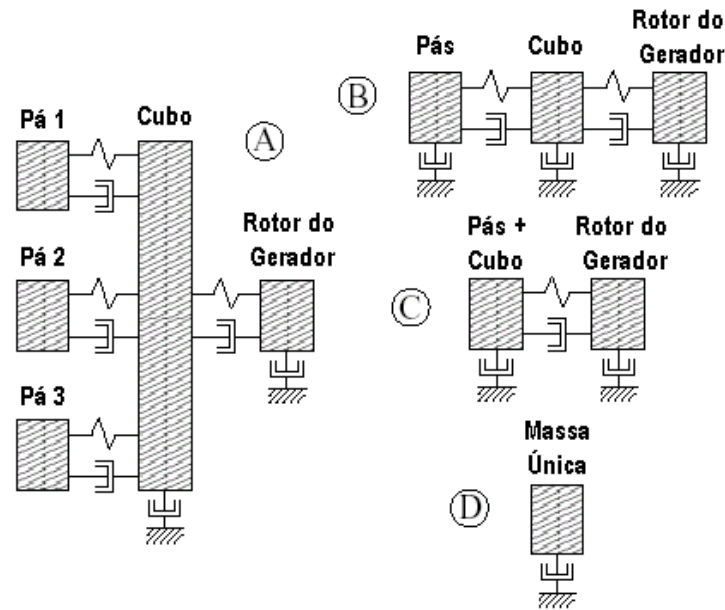


Figura 3.4 – Modelos mecânicos de aerogeradores (Adaptado de LEDESMA, 2001).

STAVRAKAKIS e KARINIOTAKIS (1995) consideram um modelo de três velocidades ou três massas como ilustrado na parte B da figura 3.4.

A dinâmica do eixo da turbina eólica é caracterizada em termos da velocidade das pás –  $\omega_B$ , da velocidade do cubo (*hub*) –  $\omega_H$ , da velocidade da caixa de transmissão –  $\omega_G$ , e da velocidade mecânica do gerador síncrono –  $\omega_m$ . As equações que descrevem a dinâmica das diversas seções da turbina eólica são representadas pelas expressões:

$$J_B \frac{d\omega_B}{dt} = T_{Am} - D_B \omega_B - D_{BH} (\omega_B - \omega_H) - K_{BH} (\theta_B - \theta_H) \quad (3.13)$$

$$J_H \frac{d\omega_H}{dt} = -D_H \omega_H - D_{BH} (\omega_H - \omega_B) - D_{HG} (\omega_H - \omega_G) - K_{HB} (\theta_H - \theta_B) - K_{HG} (\theta_H - \theta_G) \quad (3.14)$$

$$J_G \frac{d\omega_m}{dt} = -T_{Ae} - D_G \omega_m - \frac{D_{HG}}{R_G} (\omega_G - \omega_H) - \frac{K_{HG}}{R_G} (\theta_G - \theta_H) \quad (3.15)$$

em que:

$B, H, G$  – índices para cada subsistema da turbina eólica:  $B$  (pás),  $H$  (cubo) e  $G$  (gerador);

$J_{i=B,H,G}$  – momento de inércia de cada subsistema  $i$  ( $kg \cdot m^2$ );

$D_{i=B,H,G}$  – coeficiente de amortecimento de cada subsistema  $i$  (quando o índice for  $ij$  a quantidade corresponde à conexão dos eixos dos subsistemas  $i$  e  $j$  ( $J \cdot s/rad$ ));

$K_{ij}; j, i = B,H,G$  – constante de elasticidade do eixo conectando os subsistemas  $i$  e  $j$  ( $N \cdot m/rad$ );

$\theta_{i=B,H,G}$  – ângulo do eixo de cada subsistema  $i$  ( $rad$ ).

A velocidade angular –  $\omega_m$ , e a velocidade angular na entrada da caixa de transmissão –  $\omega_G$ , são relacionadas pela expressão:

$$\omega_m = R_G \omega_G \quad (3.16)$$

em que:

$R_G$  – razão de transmissão.

O modelo da turbina descrito pelas equações 3.13 a 3.15 é empregado para estudar o comportamento da máquina durante condições de vento de grandes turbulências e fortes rajadas.

É usual desprezar a dinâmica das partes mecânicas por serem consideravelmente lentas quando comparadas com as rápidas respostas elétricas, especialmente para máquinas com grande inércia, ou quando os parâmetros necessários à análise não estão disponíveis. Assim considerado, desprezando a dinâmica do cubo e assumindo o eixo inflexível ( $\omega_B = \omega_H = \omega_G$ ), o conjunto contendo as três equações diferenciais pode ser reduzido a uma equação diferencial expressa por (KARINIOTAKIS e STAVRAKAKIS, 1995):

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{\omega_0}{2H_a} \left( T_{Am} - T_{Ae} - \frac{D_A}{\omega_0} \omega_r \right) \quad (3.17)$$

em que:

$\omega_r$  – velocidade angular do rotor em radianos por segundo;

$\omega_0$  – velocidade angular síncrona de referência, em radianos por segundo;

$H_a$  – constante de inércia incluindo toda a parte mecânica da turbina eólica e o gerador elétrico (s);

$T_{Am}$  – torque mecânico desenvolvido pela turbina eólica (p.u.);

$T_{Ae}$  – torque eletromagnético do gerador (p.u.);

$D_A$  – coeficiente de amortecimento do sistema.

A equação 3.17 é chamada de equação de balanço do sistema constituído pela turbina eólica e o gerador elétrico, sendo este o modelo tradicional de massa única ou massa global girante ilustrada pela parte D da figura 3.4.

NUNES (2003) utiliza um modelo de duas massas, ilustrado na parte C da figura 3.4, para a representação de aerogeradores assíncronos com rotor em gaiola diretamente acoplados à rede nos estudos de estabilidade transitória de ângulo e tensão.

### 3.4 – Modelo da Máquina Assíncrona com Rotor em Gaiola

Para a modelagem do gerador assíncrono com rotor em gaiola, foi utilizada a transformação  $d-q$  de Park com base em um eixo de referência girando à velocidade síncrona, (VAZ, 1992; VAZ 1998). A escolha do eixo de referência síncrono é particularmente conveniente quando se deseja incorporar as características desta máquina em um programa utilizado para estudos de estabilidade transitória em Sistemas Elétricos de Potência, (KRAUSE *et alii*, 1994).

As equações que descrevem a máquina assíncrona por fase são derivadas com todas as variáveis referidas ao estator. Estas equações são então transformadas de um eixo  $a_s c_s b_s$  das fases do estator da máquina para um eixo de referência  $d-q$  (direto-quadratura), o qual gira à velocidade síncrona na direção de rotação do rotor com o eixo  $q$  adiantado  $90^\circ$  em relação ao eixo  $d$ , como ilustra a figura 3.5. Nessa figura, os índices  $s$  e  $r$  estão associados às componentes  $acb$  do estator e rotor respectivamente.

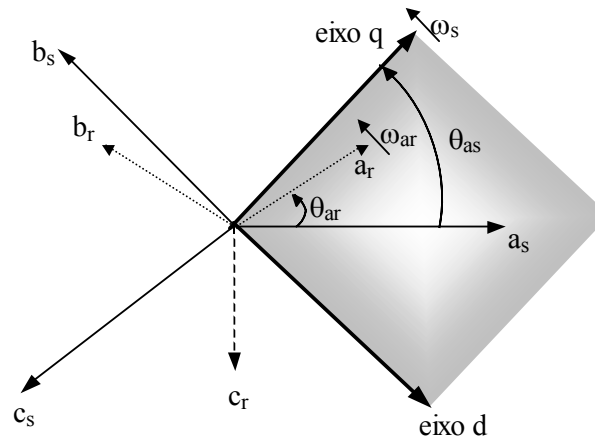


Figura 3.5 – Transformação de eixos abc da máquina para o eixo d-q (NUNES, 2003).

A transformação dq0, ou de Park, está associada a mudanças de equações diferenciais com coeficientes variantes no tempo em um outro conjunto com coeficientes constantes.

Para o desenvolvimento do estudo considera-se o modelo de quarta ordem, com as equações diferenciais que descrevem o comportamento do estator e rotor do gerador assíncrono em função das variáveis de fluxo magnético enlaçante. Maiores detalhes quanto ao desenvolvimento matemático dessas equações, das equações representativas de  $\psi_{dr}$ ,  $\psi_{qr}$ ,  $\psi_{ds}$  e  $\psi_{qs}$  expressas em função das indutâncias e correntes em p.u., assim como o processo de normalização das equações e da transformação do sistema de referência adotado na máquina, podem ser vistos em (KRAUSE, *et alii*, 1994; KUNDUR, 1994).

As equações de tensão para o estator são descritas por (NUNES, 2003; CIGRE, 2000) e expressas por:

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} - \omega_s \psi_{qs} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} \quad (3.18)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} + \omega_s \psi_{ds} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} \quad (3.19)$$

em que:

$v_{is}$ ,  $i = d, q$  – tensão segundo o eixo direto, ou de quadratura, no estator;

$\psi_{ds}$  – enlace de fluxo segundo o eixo direto do estator;

$\psi_{qs}$  – enlace de fluxo segundo o eixo de quadratura do estator;

$i_{ij}, i = d, q; j = s, r$  – corrente segundo o eixo direto, ou de quadratura, no estator, ou no rotor.

As equações de tensão associadas ao rotor correspondem a:

$$v_{dr} = R_r i_{dr} - \left( \frac{d\theta_r}{dt} \right) \psi_{qr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} \quad (3.20)$$

$$v_{qr} = R_r i_{qr} + \left( \frac{d\theta_r}{dt} \right) \psi_{dr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} \quad (3.21)$$

em que:

$$\frac{d\theta_r}{dt} = s\omega_s;$$

$s$  – escorregamento;

$\omega_s$  – velocidade angular elétrica do estator ou velocidade síncrona (rad/s);

$v_{ir}, i = d, q$  – tensão segundo o eixo direto, ou de quadratura, no rotor;

$\psi_{dr}$  – enlace de fluxo segundo o eixo direto do rotor;

$\psi_{qr}$  – enlace de fluxo segundo o eixo de quadratura do rotor.

Os termos das equações 3.18 a 3.21 representam, respectivamente: a queda de tensão resistiva, a tensão de velocidade e a tensão transitória. Os termos  $\omega_s \psi_{qs}$  e  $\omega_s \psi_{ds}$  nas equações de tensão do estator representam tensões criadas em enrolamentos estacionários pela onda de fluxo girando sincronamente. De forma semelhante, os termos  $(d\theta_r/dt) \psi_{qr}$  e  $(d\theta_r/dt) \psi_{dr}$ , nas equações de tensão do rotor, representam tensões criadas nos enrolamentos do rotor, que se move na velocidade de deslizamento em relação à onda de fluxo girando sincronamente. Para operação da máquina assíncrona como gerador os termos  $s$  e  $d\theta_r/dt$  são negativos (KUNDUR, 1994).

Na representação de gerador assíncrono nos estudos de estabilidade transitória em sistemas de energia elétrica constitui uma prática usual a redução

das equações diferenciais do modelo de quarta ordem, apresentado em termos do fluxo magnético, para um modelo de segunda ordem baseado na tensão atrás de uma reatância transitória. Neste caso são desprezados os transitórios do estator, o que corresponde a ignorar a componente CC da corrente transitória do gerador, a qual possui um decaimento muito rápido quando comparado às componentes CA (KUNDUR, 1994).

Com essas simplificações, são obtidas as equações que descrevem o modelo de segunda ordem para o aerogerador assíncrono com rotor em gaiola.

As equações algébricas referentes ao estator são:

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} + X'_s i_{qs} + v'_d \quad (3.22)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} - X'_s i_{ds} + v'_q \quad (3.23)$$

sendo:

$$v'_d = -\frac{\omega_s L_m}{L_{rr}} \psi_{qr} \quad (3.24)$$

$$v'_q = \frac{\omega_s L_m}{L_{rr}} \psi_{dr} \quad (3.25)$$

$$X'_s = \omega_s \left( L_{ss} - \frac{L_m^2}{L_{rr}} \right) \quad (3.26)$$

em que:

$v'_{i=d,q}$  – tensão transitória de eixo direto ou em quadratura;

$L_m$  – indutância mútua entre os enrolamentos das fases;

$L_{rr}$  – Indutância associada ao rotor;

$L_{ss}$  – indutância associada ao estator;

$X'_s$  – reatância transitória da máquina assíncrona.

As equações diferenciais referentes ao rotor correspondem a:

$$\frac{dv'_d}{dt} = -\frac{1}{T'_0} [v'_d + (X_s - X'_s)i_{qs}] + \frac{d\theta_r}{dt} v'_q \quad (3.27)$$

$$\frac{dv'_q}{dt} = -\frac{1}{T'_0} [v'_q - (X_s - X'_s)i_{ds}] - \frac{d\theta_r}{dt} v'_d \quad (3.28)$$

onde  $T'_0$  representa a constante de tempo transitória de circuito aberto da máquina assíncrona, expressa em radianos.

O torque eletromagnético para a máquina de indução é expresso pela equação (KUNDUR, 1994):

$$T_{Ae} = v'_d i_{ds} + v'_q i_{qs} \quad (3.29)$$

em que:

$T_{Ae}$  – torque eletromagnético do gerador (*p.u.*);

$v'_{i=d,q}$  – tensão transitória de eixo direto ou em quadratura (*p.u.*);

$i_{is, i=d,q}$  – corrente segundo o eixo direto, ou de quadratura, no estator.

Nos estudos relacionados à dinâmica de parques eólicos constituídos por muitas turbinas eólicas, o número de equações pode se tornar bastante elevado. Nessa situação, um grupo de aerogeradores com as mesmas características técnicas, e submetidos a uma mesma condição de velocidade de vento, deve ser representado por um gerador equivalente, reduzindo assim a complexidade e o número de equações diferenciais associadas ao parque eólico (SLOOTWEG, *et alii*, 2002).

Os parâmetros do gerador eólico equivalente a um grupo de  $n$  máquinas são expressos pelas seguintes relações, em que  $H_A$  representa a inércia equivalente de cada conjunto constituído pela turbina eólica e o gerador assíncrono (NUNES, 2003):

$$\begin{aligned}
 H_{An} &= n \cdot H_A \\
 T'_{0n} &= T'_0 \\
 r_{asn} &= \frac{r_{as}}{n} \\
 X_{an} &= \frac{X_{a0}}{n} \\
 X'_{an} &= \frac{X'_{a0}}{n}
 \end{aligned}
 \tag{3.30}$$

em que:

$T'_0$  – constante de tempo transitória de circuito aberto da máquina assíncrona (*p.u.*);

$r_{as}$  – resistência de estator da máquina assíncrona (*p.u.*);

$X_a$  – reatância de circuito aberto da máquina assíncrona (*p.u.*);

$X'_a$  – reatância transitória de circuito aberto da máquina assíncrona (*p.u.*);

Os aerogeradores assíncronos com rotor em gaiola, em esquemas de velocidade fixa, necessitam de compensação capacitiva, através de bancos de capacitores, para a sua excitação.

Nas simulações dinâmicas, os bancos de capacitores podem ser expressos como susceptâncias capacitivas. Os transitórios provenientes da interconexão dos bancos à rede são desprezados por serem considerados muito rápidos em comparação com a escala de tempo do fenômeno de estabilidade dinâmica examinado (KARINIOTAKIS e STAVRAKAKIS, 1995).

### 3.5 – Modelo da Máquina Assíncrona Duplamente Excitada

A modelagem das equações que descrevem o aerogerador assíncrono duplamente excitado segue a mesma linha de raciocínio empregada para a máquina assíncrona com rotor em gaiola. Contudo, o gerador assíncrono duplamente excitado é interligado à rede elétrica através de conversores estáticos, ou seja, em esquema de velocidade variável.



Nesta dissertação, o gerador assíncrono duplamente excitado é adotado com a concepção *Scherbius*, com conversores estáticos bidirecionais CA-CA, interligados do enrolamento de rotor, conforme ilustra a figura 3.6.

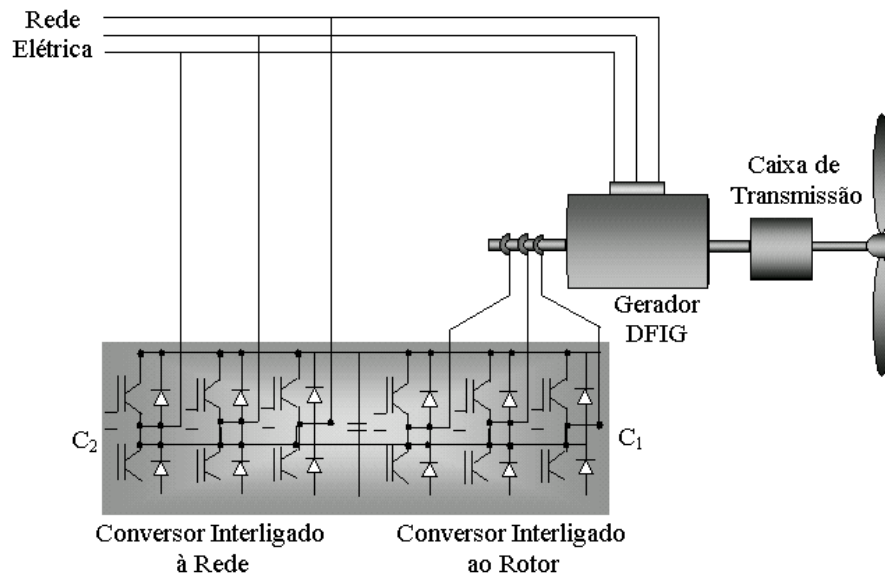


Figura 3.6 – Esquema simplificado do aerogerador duplamente excitado utilizando a concepção *Scherbius estático* – sistema anti-paralelo PWM (NUNES, 2003).

O conversor controla a tensão do rotor e, em consequência, o torque eletromagnético da máquina e a potência reativa que o estator desta troca com a rede elétrica convencional (NUNES, 2003).

Normalmente é adotado somente o conversor interligado ao rotor no controle da potência reativa do gerador assíncrono duplamente excitado. Esse procedimento é devido, em grande parte, à possibilidade de redução na capacidade (potência nominal) do inversor, uma vez que se o conversor interligado à rede convencional fosse utilizado para o controle do fator de potência, a potência reativa injetada no circuito do rotor seria efetivamente amplificada por um fator de  $1/s$ , o que iria ocasionar um aumento nas perdas dos conversores e, conseqüentemente, na potência dos mesmos (JENKINS *et alii*, 2000).

Na modelagem dinâmica do gerador assíncrono duplamente excitado são consideradas duas ou quatro equações de estado para o rotor, dependendo se a dinâmica das correntes for considerada, mais a equação de balanço, desprezados os transitórios do estator no modelo. Através dessas considerações, e após a

manipulação das equações associadas às tensões e correntes no rotor da máquina assíncrona duplamente excitada, indispensáveis para o controle da mesma, chega-se às equações algébricas para o estator, e equações diferenciais para o rotor, em componentes  $dq$ , próprias para a representação em estudos de estabilidade transitória. As equações estão em *p.u.*, na base nominal do gerador, considerando a tensão atrás de uma reatância transitória (NUNES, 2003).

As equações diferenciais para as tensões no rotor são expressas por:

$$\frac{dv'_d}{dt} = \frac{1}{T'_0} [-v'_d + (X_s - X'_s)i_{qs}] + s\omega_s v'_q - \omega_s \frac{X_m}{X_{rr}} v_{qr} \quad (3.31)$$

$$\frac{dv'_q}{dt} = \frac{1}{T'_0} [-v'_q - (X_s - X'_s)i_{ds}] - s\omega_s v'_d + \omega_s \frac{X_m}{X_{rr}} v_{dr} \quad (3.32)$$

em que:

$X_m$  – reatância mútua entre os enrolamentos das fases;

$X_{rr}$  – reatância associada ao rotor.

Observando-se as equações 3.31 e 3.32, verifica-se que a componente adicional da tensão no rotor é a única diferença entre as equações diferenciais das tensões do modelo de gerador assíncrono duplamente excitado em relação ao gerador assíncrono com rotor em gaiola.

As equações diferenciais para as correntes no rotor são descritas por:

$$\frac{di_{dr}}{dt} = \frac{1}{(\sigma L_{rr})} \left( v_{dr} - R_r i_{dr} + s\omega_s L_{rr} \frac{L_{ss}}{L_m} i_{qs} - s\omega_s \frac{L_m^2}{L_{ss}} \frac{L_{ss}}{L_m} i_{qs} \right) \quad (3.33)$$

$$\frac{di_{qr}}{dt} = \frac{1}{(\sigma L_{rr})} (v_{qr} - R_r i_{qr} - s\omega_s (L_{rr} i_{dr} - L_m i_{ds})) \quad (3.34)$$

em que:

$$\sigma = \left( 1 - \frac{L_m^2}{L_{rr} L_{ss}} \right) \quad (3.35)$$

E finalmente, as equações algébricas referentes ao estator são expressas por:

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} + X'_s i_{qs} + v'_d \quad (3.36)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} - X'_s i_{ds} + v'_q \quad (3.37)$$

O gerador assíncrono duplamente excitado, ao contrário do gerador assíncrono com rotor em gaiola, pode gerar potência reativa, sendo esta fornecida pelo estator, ou rotor, de acordo com a expressão (NUNES, 2003):

$$P = P_s + P_r = v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} + v_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr} \quad (3.38)$$

e,

$$Q = v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs} + v_{qr} i_{dr} - v_{dr} i_{qr} \quad (3.39)$$

em que:

$P$  – potência ativa fornecida pelo gerador assíncrono duplamente excitado;

$Q$  – potência reativa fornecida ou absorvida pelo gerador assíncrono duplamente excitado.

Considerando que o conversor ligado à rede convencional de energia opera com fator de potência unitário, fato comum em redes fracas, a potência reativa será fornecida somente pelo estator da máquina assíncrona.

O torque eletromagnético desenvolvido pelo gerador assíncrono duplamente excitado, em pu, é expresso pela equação:

$$T_{Ae} = v'_d i_{ds} + v'_q i_{qs} \quad (3.40)$$

### 3.5.1 – Modelo dos Reguladores de Tensão e de Velocidade do Gerador Assíncrono Duplamente Excitado

O diagrama fasorial das tensões, fluxo magnético, e correntes expressas em coordenadas d-q para o gerador assíncrono duplamente excitado é ilustrado

na figura 3.7. Nesta figura,  $\bar{V}'_a = v'_d + jv'_q$ , representando a tensão interna resultante, está  $\theta$  graus adiantada em fase em relação à tensão terminal,  $\bar{V}_a = v_{ds} + jv_{qs}$ , indicando a operação geradora para máquina assíncrona. O vetor fluxo magnético enlaçado no rotor,  $\bar{\psi}_{ar}$ , está atrasado  $90^\circ$  em relação ao vetor tensão interna. O vetor  $\bar{\psi}_{ar}$  pode ser alterado pela variação da corrente do rotor.

Considerando que o ângulo de fase  $\theta$  é relativamente pequeno, a magnitude do vetor da corrente no circuito do rotor é efetivamente alterada pela variação da componente do eixo  $d$ ,  $i_{dar}$ , do circuito do rotor, (NUNES *et alii*, 2004). De forma similar, variando a componente  $q$  do eixo do rotor,  $i_{qar}$ , pode-se alterar a fase da corrente no mesmo.

Desta análise, e partindo das equações 3.39 e 3.40, da potência reativa e do torque do gerador assíncrono duplamente excitado, conclui-se que o controle da tensão (ou potência reativa) é realizado pela componente do eixo  $d$  da corrente do circuito do rotor, enquanto a componente do eixo  $q$  da corrente é responsável pelo controle da velocidade ou torque eletromagnético da máquina. Este constitui o princípio do controle vetorial do gerador assíncrono duplamente excitado.

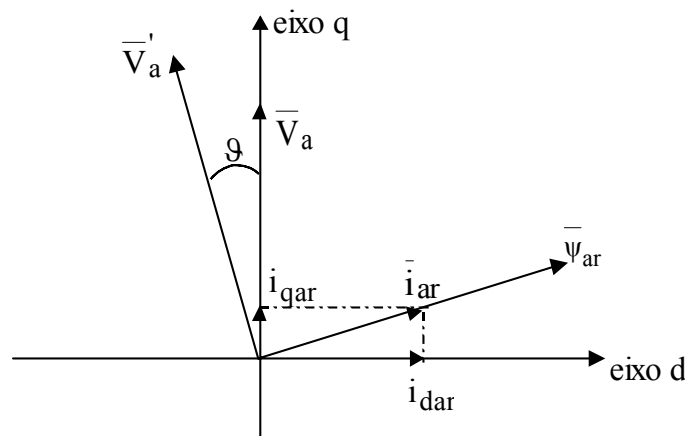


Figura 3.7 – Diagrama vetorial do gerador assíncrono duplamente excitado (NUNES, 2003).

Se a dinâmica do rotor da máquina assíncrona duplamente excitada for considerada, o sistema de controle da excitação da máquina será estabelecido em dois níveis: controle da corrente do rotor em um nível interno e controle da velocidade e tensão em um nível mais externo como apresentado pelas malhas

de controle ilustradas com a figura 3.8. Os valores dos ganhos e constantes de tempo são apresentados em NUNES, 2003.

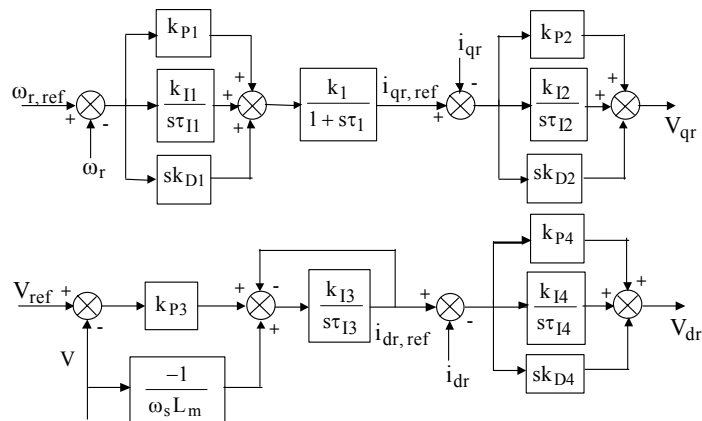


Figura 3.8 – Malhas de controle para o gerador assíncrono duplamente excitado (NUNES, 2003).

Neste caso, o erro de velocidade passa por um estágio de controle inicial *PID* e um bloco de primeira ordem, composto de uma constante de tempo,  $\tau_1$ , e um ganho  $k_1$ . Em seguida, o erro entre a corrente de referência ao longo do eixo  $q$ ,  $i_{qr,ref}$ , proveniente do controlador, e a corrente efetivamente calculada ou medida no rotor, passa por uma malha de controle *PID*, para gerar o sinal de tensão do rotor, ao longo do eixo  $q$ , o qual é realimentado para a equação diferencial 3.31, representativa do comportamento dinâmico do rotor do gerador assíncrono duplamente excitado. De forma similar, o erro da tensão terminal da máquina passa por um controlador que gera a corrente de referência ao longo do eixo  $d$ ,  $i_{dr,ref}$ , a qual é comparada com a corrente do rotor do gerador,  $i_{dr}$ , medida ou calculada, sendo o erro entre as duas, realimentado para um controlador de corrente *PID*. Finalmente, a saída deste controlador corresponde à tensão no rotor ao longo do eixo  $d$ , a qual é realimentada na equação diferencial 3.32 do gerador assíncrono duplamente excitado.

Os ganhos associados aos blocos da figura 3.8 podem ser ajustados de acordo com os casos de implementação específica, podendo-se chegar a estruturas do tipo *PI* ou mesmo *P*. Nestas malhas são considerados também os limitadores de corrente e tensão (NUNES, 2003).

### 3.6 – Modelo da Máquina Síncrona de Rotor Bobinado

Os geradores síncronos de rotor bobinado para aplicações em sistemas eólicos normalmente apresentam a configuração de rotor com grande número de pólos, portanto aptos a trabalhar com baixa velocidade de rotação, o que propicia o acoplamento direto do rotor do gerador com a turbina eólica. A saliência do rotor resulta em um aumento no torque produzido pelo gerador, além de no caso do aerogerador, tornar a resposta da máquina mais estável diante das variações características na velocidade do vento.

As equações do gerador síncrono são obtidas partindo das transformações de Park, depois de considerar algumas simplificações que não comprometam o comportamento físico da máquina, quando integrada na análise dinâmica em sistemas de potência. Uma dessas simplificações está relacionada à desconsideração da variação do fluxo magnético enlaçante com o estator do gerador (componentes CC), que possui uma taxa de decréscimo muito rápida (pequena constante de tempo), em comparação com a dinâmica do rotor, associada às constantes de tempo mecânicas mais lentas.

Outro aspecto é a consideração apenas do transitório do rotor, o que é necessário para a integração do gerador à rede, representada por uma admitância equivalente dentro do modelo multi-máquinas.

Adota-se para representação da máquina síncrona o modelo 4 (ARRILLAGA *et alli*, 1984), que considera os efeitos subtransitórios dos eixos  $d$  e  $q$  da máquina e requer o uso de três equações diferenciais para tensão, além das equações diferenciais de velocidade e ângulo. No modelo apresentado, estão sendo considerados três enrolamentos relacionados ao circuito do rotor, sendo um enrolamento de campo e um enrolamento amortecedor associado ao eixo direto (eixo  $d$ ), de modo a considerar os efeitos transitórios e subtransitórios, respectivamente, sobre esse eixo. Em relação ao eixo em quadratura (eixo  $q$ ) no rotor é considerado um enrolamento amortecedor representando os fenômenos subtransitórios sobre esse eixo. As equações algébricas, em p. u., associadas ao estator do gerador síncrono são expressas por:

$$v_d = -R_s i_d - X_q'' i_q + v_d'' \quad (3.41)$$

$$v_q = -R_s i_q + X_d'' i_d + v_q'' \quad (3.42)$$

As equações diferenciais em *p.u.*, representando a dinâmica do rotor, são expressas por:

$$\frac{dv_q'}{dt} = \frac{1}{T_{d0}'} [v_f - v_q' - (X_d - X_d') i_d] \quad (3.43)$$

$$\frac{dv_q''}{dt} = \frac{1}{T_{d0}''} [v_q' - v_q'' + (X_d' - X_d'') i_d] \quad (3.44)$$

$$\frac{dv_d''}{dt} = -\frac{1}{T_{q0}''} [v_d'' + (X_q - X_q'') i_q] \quad (3.45)$$

A equação em *p.u.* do torque eletromagnético produzido pelo gerador síncrono é:

$$T_e = v_d'' i_d + v_q'' i_q - (X_d'' - X_q'') i_d i_q \quad (3.46)$$

em que:

$v_f$  – tensão de campo do gerador síncrono;

$v_{i; i = d, q}'$  – tensão transitória de eixo direto, ou de quadratura;

$v_{i; i = d, q}''$  – tensão subtransitória de eixo direto, ou de quadratura;

$i_{i; i = d, q}$  – corrente segundo o eixo direto, ou de quadratura;

$X_{i; i = d, q}$  – reatância de eixo direto, ou de quadratura;

$X_{i; i = d, q}'$  – reatância transitória de eixo direto, ou de quadratura;

$X_{i; i = d, q}''$  – reatância subtransitória de eixo direto, ou de quadratura;

$R_s$  – resistência da armadura;

$T_{d0}'$  – Constante de tempo transitória do eixo direto;

$T_{d0}''$  – Constante de tempo subtransitória do eixo direto;

$T_{q0}''$  – Constante de tempo subtransitória do eixo de quadratura;

### 3.6.1 – Modelo do Regulador de Tensão da Máquina Síncrona de Rotor Bobinado

A máquina síncrona eólica de rotor bobinado apresenta uma alimentação no enrolamento de campo do rotor a partir da rede elétrica. Essa alimentação implica na excitação do campo, cujo controle é realizado com o uso de um conversor estático (retificador) que proporciona a regulação automática da tensão, além da interligação do estator com a rede elétrica através de outro conversor estático (inversor), que faz a regulação da velocidade do rotor. Esta concepção foi apresentada no capítulo 2.

O modelo do regulador de tensão (Potência Reativa) utilizado nesta dissertação é o do Tipo 1, proposto pelo IEEE (IEEE, 1981), e está ilustrado na figura 3.9. O referido modelo é utilizado tanto para as máquinas convencionais quanto para as máquinas eólicas (conversor estático do lado do gerador). É óbvio que os parâmetros e constantes de tempo são diferentes.

O primeiro bloco, localizado à esquerda, representa a função de transferência do retificador de tensão terminal  $V_t$ . O erro de tensão é obtido no primeiro somatório, através da comparação entre a tensão terminal retificada  $V_R$ , a tensão do bloco de realimentação  $V_F$  e a tensão de referência  $V_{ref}$ . O bloco após o somatório representa a função de transferência do amplificador, sendo o seu sinal de saída  $V_A$  somado com o sinal resultante  $V_x$  da função saturação  $Se$ . O bloco seguinte ao segundo somatório representa a função de transferência da excitatriz da máquina, cuja tensão de saída passa por um limitador de tensão para evitar que sinais de erro produzam no regulador uma saída que exceda os limites de funcionamento da máquina.



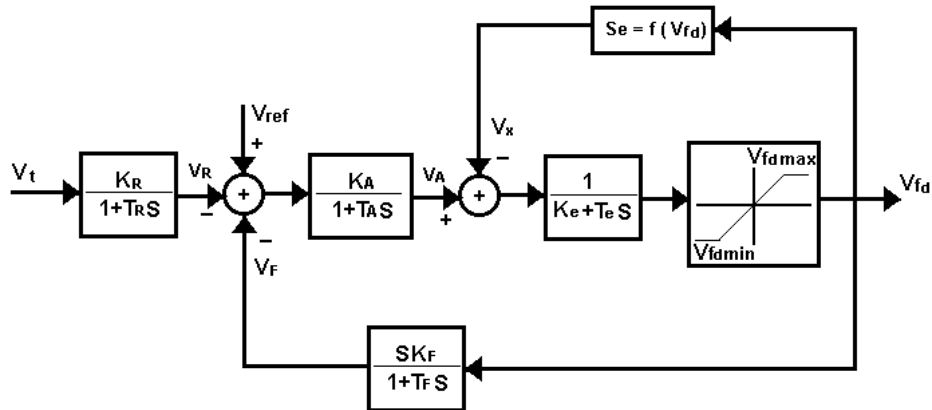


Figura 3.9 – Modelo Tipo 1 do IEEE para o regulador de tensão da máquina síncrona (IEEE, 1981).

As equações diferenciais relacionadas com o regulador de tensão apresentado na figura 3.9 são descritas a seguir:

$$\frac{dV_R}{dt} = -\frac{1}{T_R} V_R + \frac{K_R}{T_R} V_t \quad (3.47)$$

$$\frac{dV_A}{dt} = -\frac{1}{T_A} V_A + \frac{K_A}{T_A} (V_{ref} - V_R - V_F) \quad (3.48)$$

$$\frac{dV_{fd}}{dt} = -\frac{K_e}{T_e} V_{fd} + \frac{1}{T_e} (V_A - V_x) \quad (3.49)$$

$$\frac{dV_F}{dt} = -\frac{1}{T_F} V_F + \frac{K_F}{T_F T_e} (V_A - K_e V_{fd} - V_x) \quad (3.50)$$

$$V_x = A e^{B \cdot V_{fd}} \quad (3.51)$$

em que:

$V_{i=R, A, F}$  – valores de tensão dados em *p.u.*;

$V_t$  – tensão nos terminais do gerador em *p.u.*;

$V_{fd}$  – tensão de campo em *p.u.*;

$V_{fd i=max, min}$  – tensão de campo máxima e mínima, respectivamente;

$V_{ref}$  – valor da tensão de referência, dado em *p.u.*;

$K_{i=R, A, F, e}$  – constantes de ganho associadas a cada subsistema;

$T_{i=R, A, F, e}$  – constantes de tempo associadas a cada subsistema;

$R, A, F, e$  – índices relacionados a cada subsistema da unidade de excitação: filtro do regulador ( $R$ ), amplificador ( $A$ ), realimentação ( $F$ ), e excitatriz ( $e$ );

$V_x$  – função saturação;

$A$  e  $B$  – constantes que descrevem a função saturação.

O procedimento para definir a função saturação  $V_x$  consiste em estabelecer dois valores de tensão  $V_{fd}$  para os quais se conhece a saturação. A partir desses dados é definida a curva de saturação (IEEE, 1981).

### 3.6.2 – Modelo do Regulador de Velocidade da Máquina Síncrona de Rotor Bobinado

Neste caso são apresentados dois modelos de regulador de velocidade do rotor.

O modelo do regulador de velocidade da máquina síncrona operando como gerador movido por máquina primária a diesel (FERREIRA, 2002) é ilustrado na figura 3.10.

Quando a máquina síncrona e o regulador de velocidade associado sofrem um impacto de carga, ocorre uma variação de frequência em regime transitório. Após cessarem os transitórios, a frequência se estabiliza em um valor diferente do original, apresentando um erro de frequência. Esse novo valor estável é atingido devido à ação da regulação primária da máquina, que no diagrama da figura 3.10 é representada pelo parâmetro  $R$  ( $p.u.Hz/p.u.kW$ ). Após a atuação do controle primário, um controle secundário, representado pelos parâmetros  $K_p$  e  $K_i$ , é necessário para restaurar a frequência ao seu valor nominal, sendo utilizado um bloco para a integração do sinal de erro de frequência (AMORA, 2001).

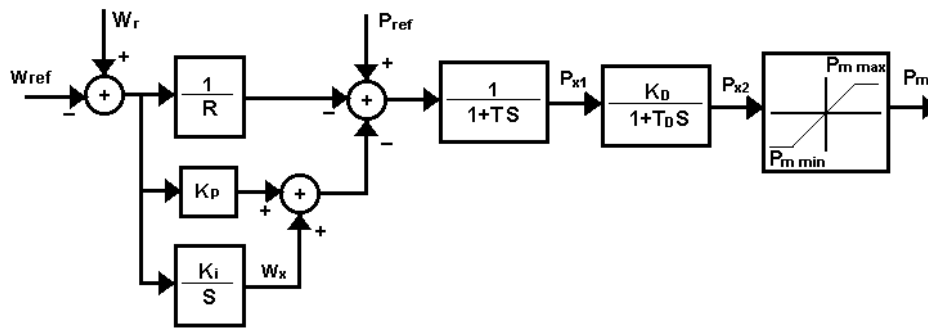


Figura 3.10 – Modelo do regulador de velocidade utilizado para a máquina a diesel (FERREIRA, 2002).

As equações diferenciais associadas ao modelo do regulador de velocidade apresentado na figura 3.10 são descritas a seguir :

$$\frac{d\omega_x}{dt} = K_i(\omega_r - \omega_{ref}) \quad (3.52)$$

$$\frac{dP_{x1}}{dt} = -\frac{1}{T} P_{x1} + \frac{1}{T} \left[ P_{ref} - \omega_x - \left( \frac{1}{R} + K_p \right) (\omega_r - \omega_{ref}) \right] \quad (3.53)$$

$$\frac{dP_{x2}}{dt} = -\frac{1}{T_D} P_{x2} + \frac{K_D}{T_D} P_{x1} \quad (3.54)$$

em que:

$\omega_r$  – velocidade angular do rotor, expressa em *p.u.*;

$\omega_{ref}$  – velocidade angular de referência, expressa em *p.u.*;

$\omega_x$  – valor de velocidade, expresso em *p.u.*;

$R$  – parâmetro de regulação primária do regulador, em *p.u.Hz/p.u. kW*;

$K_j = p, i$  – constantes de ganho do proporcional e do integrador, respectivamente, para o controle secundário do regulador, em *p.u.kW/p.u.Hz*;

$K_D$  – constante de ganho do atuador de combustível;

$P_{i=x1, x2}$  – valores de potência, expressos em *p.u.*;

$P_{ref}$  – potência mecânica de referência, expressa em  $p.u.$ ;

$T$  – constante de tempo relacionado ao atraso do sistema;

$T_D$  – constante de tempo do regulador de velocidade;

$P_{mi = max, min}$  – potência mecânica máxima e mínima, em  $p.u.$ ;

$P_m$  – potência mecânica fornecida ao eixo do gerador síncrono, em  $p.u.$ .

O modelo do regulador de velocidade da máquina síncrona eólica de rotor bobinado, ou seja, o modelo do conversor estático (inversor) do lado da rede, é apresentado na figura 3.11.

O modelo do regulador em questão segue a mesma linha de raciocínio do regulador usado no gerador movido por máquina primária a diesel. Contudo, neste caso, o erro de frequência passa por dois controles proporcionais-integrais (PI) de ganhos  $K_1$  e  $K_2$ , e  $K_3$  e  $K_4$ , respectivamente, de modo que, na saída, obtém-se o ângulo  $\alpha$  referente à diferença angular entre a tensão de excitação gerada e a tensão terminal.

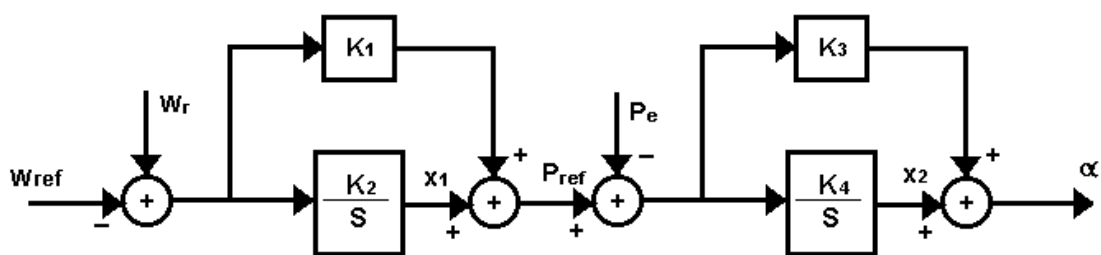


Figura 3.11 – Modelo do regulador de velocidade utilizado para a máquina eólica (AKHMATOV, 2003).

As equações diferenciais associadas ao modelo do regulador da máquina eólica, de acordo com a figura 3.11, são:

$$\frac{dx_1}{dt} = K_2(\omega_r - \omega_{ref}) \quad (3.55)$$

$$P_{ref} = x_2 + K_1(\omega_r - \omega_{ref}) \quad (3.56)$$

$$\frac{dx_2}{dt} = K_4(P_{ref} - P_e) \quad (3.57)$$

$$\alpha = x_2 + K_3(P_{ref} - P_e) \quad (3.58)$$

$$P_e = \frac{V_{qd}'' \cdot V_{qd}}{X_{qd}''} \text{sen } \alpha \approx \frac{V_{qd}'' \cdot V_{qd}}{X_{qd}''} \alpha \quad (3.59)$$

em que:

$\omega_r$  – velocidade angular do rotor, dada em *p.u.*;

$\omega_{ref}$  – velocidade angular de referência, dada em *p.u.*;

$K_{i=1,3}$  – ganhos relacionados aos amplificadores do regulador;

$K_{i=2,4}$  – ganhos relacionados aos integradores do regulador;

$x_1$  – sinal de potência, dado em *p.u.*;

$x_2$  – sinal com valor angular, em *p.u.*

$P_{ref}$  – potência elétrica de referência, dada em *p.u.*;

$P_e$  – potência elétrica gerada, dada em *p.u.*;

$\alpha$  – diferença angular entre a tensão gerada e a tensão terminal da máquina, em *p.u.*

### 3.7 – Modelo da Máquina Síncrona de Magneto Permanente

A aplicação dos geradores síncronos de magneto permanente nos sistemas eólicos é idêntica à da máquina com rotor bobinado, com exceção da característica do campo magnético principal no rotor, o qual é gerado por magnetos permanentes. Esses geradores trabalham em baixas velocidades, diretamente acoplados ao rotor das turbinas eólicas, sem necessidade da caixa de transmissão, sendo interligados à rede elétrica através de conversores estáticos duais com modulação por largura de pulso (PWM), mostrados na figura 3.12.

De forma similar ao gerador eólico síncrono bobinado, nesta configuração toda a potência elétrica gerada pela máquina é processada pelo conversor de potência, que funciona como a interface com a rede elétrica.

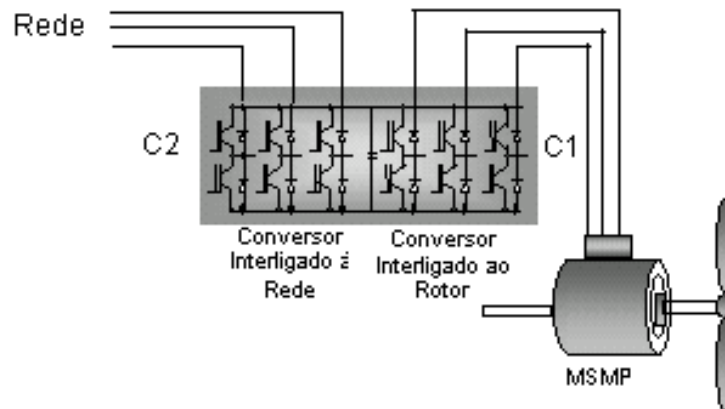


Figura 3.12 – Sistema eólico com máquina síncrona de magneto permanente (MSMP) interligado à rede elétrica através de conversor estático (Adaptado de AKHMATOV *et alii*, 2003).

O modelo matemático da máquina síncrona com magneto permanente pode ser representado de duas maneiras: através de um equivalente Norton (fonte de corrente) ou um equivalente Thevenin (fonte de tensão). Nesta dissertação utiliza-se o modelo fonte de tensão, que é o mais adequado para análise de estabilidade transitória.

### 3.7.1 – Modelo de Fonte de Corrente

As equações da dinâmica do aerogerador com máquina síncrona com magneto permanente consideradas em função do fluxo magnético são apresentadas em WESTLAKE *et alii* (1996) como:

$$V_d = -r_s I_d - \omega \psi_q - \frac{d\psi_d}{dt} \quad (3.60)$$

$$V_q = -r_s I_q + \omega \psi_d - \frac{d\psi_q}{dt} \quad (3.61)$$

em que  $\omega$  refere-se à velocidade angular do gerador síncrono em (rad/s) e  $\psi_d$  e  $\psi_q$  (fluxos magnéticos ao longo dos eixos  $d$  e  $q$  da máquina) que correspondem a:

$$\psi_d = K\phi_f + L_d I_d \quad (3.62)$$

$$\psi_q = L_q I_q \quad (3.63)$$

Substituindo-se o fluxo magnético anterior nas equações 3.60 e 3.61 e reescrevendo as mesmas em função das correntes ao longo dos eixos  $d$  e  $q$  e das reatâncias obtém-se:

$$\frac{dI_d}{dt} = -\frac{\omega_s}{X_d} r_s I_d - \frac{\omega}{X_d} X_q I_q + \frac{\omega_s \sqrt{3} V_G \sin \delta}{X_d} \quad (3.64)$$

$$\frac{dI_q}{dt} = -\frac{\omega_s}{X_q} r_s I_q + \frac{\omega E}{X_q} + \frac{\omega}{X_q} X_d I_d - \frac{\omega_s \sqrt{3} V_G \cos \delta}{X_q} \quad (3.65)$$

sendo  $V$  as tensões,  $I$  as correntes e  $X$  as reatâncias do estator do gerador. Os índices  $d$  e  $q$  referem-se aos eixos direto e quadratura.  $L_d$  e  $L_q$  correspondem às indutâncias próprias dos eixos  $d$  e  $q$ , respectivamente;  $\phi_f$  é o fluxo magnético devido ao magneto permanente;  $E$  representa a força eletromotriz gerada pelo magneto permanente e corresponde a  $\sqrt{3}\omega_s K\phi_f$ ;  $\omega_s$  representa a velocidade síncrona em (rad/s);  $\delta$  é o ângulo de carga e  $V_G$  corresponde à tensão terminal.

O torque eletromagnético total produzido no entreferro do gerador síncrono com magneto permanente em *p.u.* corresponde a:

$$T_E = \frac{1}{3} \{ K\phi_f \omega_s I_q - I_d I_q (X_d - X_q) \} \quad (3.66)$$

A potência reativa do gerador síncrono com magneto permanente corresponde a:

$$Q_G = V_q I_d - V_d I_q \quad (3.67)$$

### 3.7.2 – Modelo de Fonte de Tensão

KARINIOTAKIS *et alii* (2004) consideram a representação esquemática do aerogerador síncrono com magneto permanente conforme mostrado na figura 3.13.

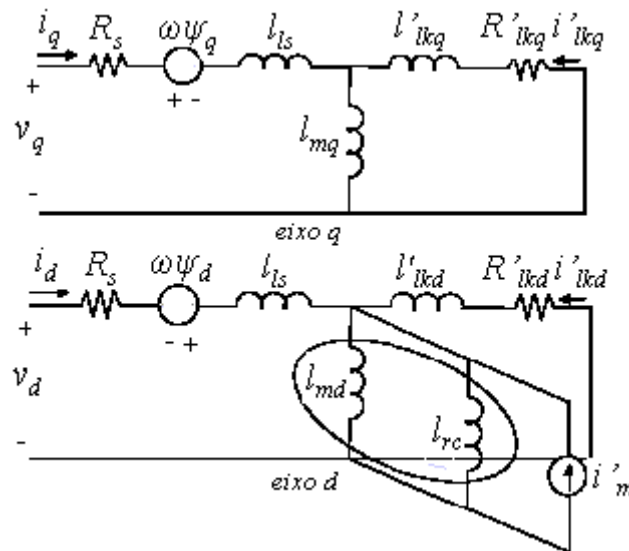


Figura 3.13 – Modelo equivalente  $dq$  para o gerador síncrono excitado por magneto permanente (Adaptado de KARINIOTAKIS *et alii*, 2004).

A substituição da excitação proporcionada através de uma fonte CC, por um magneto permanente, implica na eliminação das perdas no cobre do enrolamento rotórico. Por outro lado, deve ser considerado que a característica do magneto permanente é invariante com o tempo.

As equações que descrevem a dinâmica da máquina síncrona com magneto permanente são similares àquelas que descrevem a dinâmica da máquina síncrona excitada por uma fonte CC externa. A partir das equações de fluxo, que consideram os enrolamentos amortecedores, a máquina síncrona com magneto permanente é representada por um modelo  $dq$  de ordem 7, deduzido a partir do circuito equivalente da figura 3.13, que considera os transitórios do estator e do rotor.

As equações de tensão  $d$ - $q$  do estator do gerador síncrono com magneto permanente são:

$$V_d = -r_s i_d + \frac{d\psi_d}{dt} - \psi_q \frac{d\theta_r}{dt} \quad (3.68)$$

$$V_q = -r_s i_q + \frac{d\psi_q}{dt} + \psi_d \frac{d\theta_r}{dt} \quad (3.69)$$



As tensões do rotor são nulas (excitação através de magnetos) conforme apresentadas nas equações abaixo:

$$0 = -r'_{kd} i'_{kd} + \frac{d\psi'_{kd}}{dt} \quad (3.70)$$

$$0 = -r'_{kq} i'_{kq} + \frac{d\psi'_{kq}}{dt} \quad (3.71)$$

As equações de fluxo do estator são:

$$\psi_d = L_d i_d + L_{md} i'_m \quad (3.72)$$

$$\psi_q = L_q i_q + L_{mq} i'_{kq} \quad (3.73)$$

As equações de fluxo do enrolamento amortecedor são:

$$\psi'_{kd} = L_{md} i_d + L'_{kkd} i'_{kd} + L_{md} i'_m \quad (3.74)$$

$$\psi'_{kq} = L_{mq} i_q + L'_{kkq} i'_{kq} \quad (3.75)$$

A equação do torque eletromagnético é expressa por:

$$T_{em} = \frac{3}{2} \frac{P}{2} (\psi_d i_q - \psi_q i_d) \quad (3.76)$$

em que:

$R_s$  – resistência de armadura;

$R'_{kd}$ ,  $R'_{kq}$  – resistência dos enrolamentos amortecedores dos eixos  $d$  e  $q$ , respectivamente, referidos para o estator;

$l_d = l_{md} + l_{ls}$ , em que  $l_{md}$  é a indutância de magnetização do estator e  $l_{ls}$  é a indutância de dispersão de armadura, ou do enrolamento do estator, respectivamente, para o eixo  $d$ ;

$l_q = l_{mq} + l_{ls}$ , em que  $l_{mq}$  é a indutância de magnetização do estator e  $l_{ls}$  é a indutância de dispersão de armadura, ou do enrolamento do estator, respectivamente, para o eixo  $q$ ;

$I'_{kdkd} = I_{md} + I_{lkd}$ , em que  $I_{lkd}$  é a indutância da dispersão do enrolamento amortecedor do eixo  $d$ ;

$I'_{kqkq} = I_{mq} + I_{lkq}$ , em que  $I_{lkq}$  é a indutância da dispersão do enrolamento amortecedor do eixo  $q$ ;

$\theta_r$  – ângulo do rotor com relação à fase do estator.

O estudo de estabilidade transitória não considera os transitórios da rede elétrica e do estator da máquina interligada à mesma. Logo, é necessário redefinir as equações anteriores e representar as mesmas através do modelo de uma tensão atrás da reatância transitória. A partir das equações definidas anteriormente, que consideram os enrolamentos amortecedores, a máquina síncrona com magneto permanente pode ser representada por um modelo  $dq$  de ordem 4, definido pelas expressões:

$$\frac{dV''_q}{dt} = \frac{1}{T''_{d0}} \left[ V'_q - V''_q + \frac{\omega}{\omega_0} (X'_d - X''_d) I_d \right] \quad (3.77)$$

$$\frac{dV''_d}{dt} = \frac{1}{T''_{q0}} \left[ -V''_d - \frac{\omega}{\omega_0} (X'_q - X''_q) I_q \right] \quad (3.78)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e - D\Delta\omega) \quad (3.79)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0 = \Delta\omega \quad (3.80)$$

em que:

$\omega$  – velocidade angular do rotor do gerador síncrono, em radianos por segundo;

$\omega_0$  – velocidade angular síncrona, em radianos por segundo;

$D$  – coeficiente de amortecimento de carga (*p.u. kW/p.u. Hz*);

$H$  – constante de inércia incluindo o gerador e a turbina;

$T_e$  – torque eletromagnético do gerador;

$T_m$  – torque mecânico desenvolvido pela turbina eólica.

Algumas considerações sobre o modelo:

- a máquina síncrona operando como gerador excitado com magneto permanente é representada pelas tensões subtransitórias  $V''_d$  e  $V''_q$ , atrás das reatâncias subtransitórias  $X''_d$  e  $X''_q$ ;
- as equações diferenciais 3.77 e 3.78 incluem a influência dos enrolamentos amortecedores;
- o efeito de blindagem causado pelas correntes parasitas na estrutura do rotor, no eixo q, é desprezado de modo que  $V'_d = 0$ .

O fluxo de campo e a tensão de campo referidos à armadura ( $V_f$ ) são supostos constantes, de modo que  $dV'_q / dt = 0$ . Com essa suposição, deve-se considerar as seguintes equações adicionais para o estator:

$$V'_q = V_f + \frac{\omega}{\omega_0} (X_d - X'_d) I_d \quad (3.81)$$

$$V''_q = V_q + R_s I_q - \frac{\omega}{\omega_0} X''_d I_d \quad (3.82)$$

e,

$$V''_d = V_d + R_s I_d + \frac{\omega}{\omega_0} X''_q I_q \quad (3.83)$$

### 3.7.3 – Modelo dos Reguladores de Tensão e de Velocidade da Máquina Síncrona com Magneto Permanente

Os aerogeradores que adotam as máquinas síncronas de magneto permanente são interligados ao sistema elétrico através de conversores estáticos, existindo assim a necessidade de modelar tanto os conversores interligados ao gerador quanto os interligados à rede elétrica, uma vez que estes últimos processam toda a potência proveniente dos geradores.

A representação genérica da máquina síncrona com magneto permanente interligada aos conversores estáticos, e destes com a rede elétrica, é apresentada na figura 3.14.

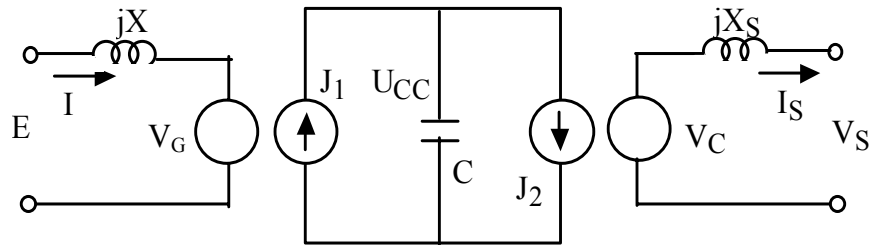


Figura 3.14 – Representação simplificada dos conversores para conexão das máquinas síncronas com magneto permanente à rede elétrica (Adaptado de AKHMATOV, 2003).

### 3.7.3.1 – Modelo do Regulador de Tensão ou Conversor Interligado ao Estator do Gerador

O controle da potência reativa (regulação de tensão) é realizado sempre pelo conversor estático interligado ao estator, uma vez que não há acesso à corrente de campo nas máquinas com magneto permanente.

Para o conversor interligado ao estator do gerador síncrono com magneto permanente, o controle da tensão no link CC ( $U_{cc}$ ) e da tensão terminal do gerador ( $V_G$ ) pode ser efetivado através de um controle vetorial, bastando para isto definir um posicionamento adequado para os eixos da tensão e fluxo magnético no estator ao longo dos eixos  $q$  e  $d$ , respectivamente.

Como o conversor encontra-se interligado ao estator, a potência ativa e a tensão no link CC da máquina síncrona de magneto permanente são controladas pela corrente ao longo do eixo  $q$ ,  $I_q$ , do estator ou, de forma equivalente, pelo ângulo entre a tensão terminal e a tensão interna de excitação. A potência reativa e a tensão terminal do gerador são controladas pela corrente do eixo  $d$  do estator,  $I_d$ , ou pelo módulo da tensão terminal (AKHMATOV, 2003).

Nesta dissertação é utilizado o modelo de conversor da figura 3.15, onde o desvio/erro de potência reativa passa por um controle proporcional-integral ( $PI$ ) de

ganhos  $K_p$  e  $K_i$ , de modo que, na saída, tem-se o módulo da tensão terminal do gerador.

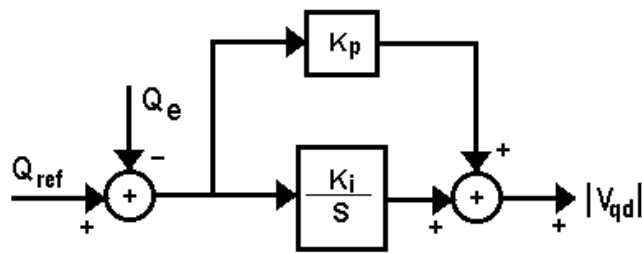


Figura 3.15 – Modelo do conversor estático do lado do gerador utilizado para a máquina síncrona de magneto permanente (Adaptado de AKHMATOV, 2003).

As equações diferenciais associadas ao modelo do regulador, de acordo com a figura 3.15, são as seguintes:

$$\frac{dx_1}{dt} = K_i (Q_{ref} - Q_e) \quad (3.84)$$

$$|V_{qd}| = \frac{dx_1}{dt} + K_p (Q_{ref} - Q_e) \quad (3.85)$$

$$Q_e = \frac{V_{qd} (V_{qd}'' - V_{qd})}{X_{qd}''} \quad (3.86)$$

### 3.7.3.2 – Modelo do Regulador de Velocidade ou Conversor Interligado à Rede Elétrica

Para o conversor interligado à rede elétrica,  $V_c$  corresponde à tensão no conversor interligado à rede. Em regime permanente as potências na saída do gerador e do conversor interligado à rede elétrica são iguais, o que resulta em correntes iguais,  $J_1=J_2$ , consideradas na figura 3.14.

Por outro lado, em condições de distúrbios no sistema elétrico, o desequilíbrio entre as potências na saída do gerador eólico e do conversor interligado à rede elétrica estabelece uma flutuação na tensão ( $U_{cc}$ ) no link CC, ocasionada pelo fluxo de corrente através do mesmo. A representação do

conversor interligado à rede elétrica deve assim considerar um controle independente para a tensão no link CC durante tais distúrbios. Como os conversores interligados com a rede têm também função de controlar o fator de potência do sistema eólico, os mesmos devem dispor de uma malha de controle adicional para a tensão  $V_s$  e a potência reativa  $Q_s$  injetada na rede. As malhas de controle representativas da atuação deste conversor são mostradas na figura 3.16.

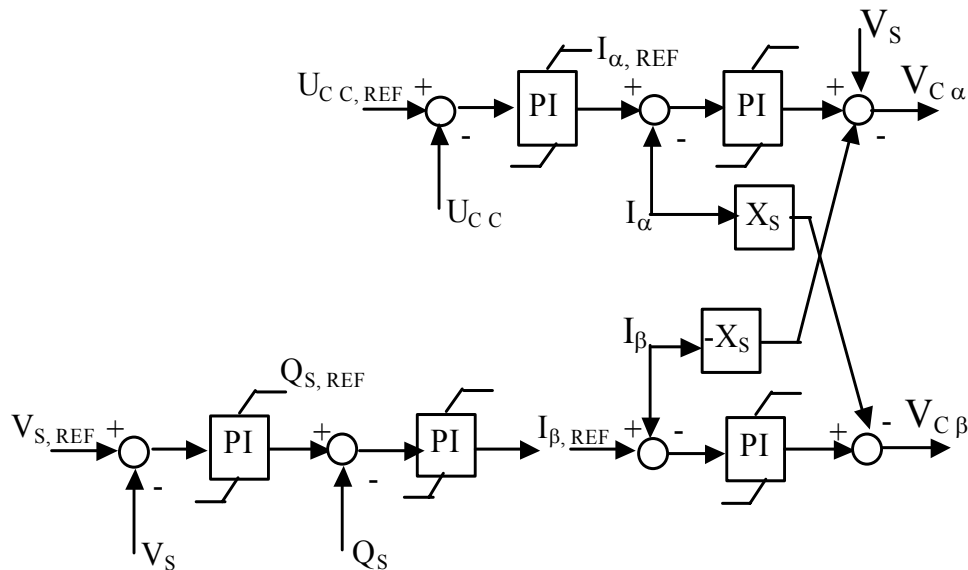


Figura 3.16 – Malhas de controle do conversor interligado à rede elétrica (AKHMATOV, 2003).

O conversor pelo lado da rede é controlado em um eixo de referência síncrono  $(\alpha, \beta)$ . O eixo  $\alpha$  é orientado ao longo do vetor tensão terminal do conversor,  $V_s$ , o qual é definido em função de  $\alpha$  e  $\beta$  como  $V_s = V_\alpha + jV_\beta = V_\alpha$ , uma vez que  $V_\beta = 0$ . A componente ativa da corrente torna-se  $I_\alpha$  e a componente reativa  $I_\beta$ , uma vez que a seguinte relação é estabelecida para a potência na saída do conversor interligado à rede elétrica:

$$S = P_s + jQ_s = V_\alpha (I_\alpha - jI_\beta) = V_\alpha I_\alpha - jV_\alpha I_\beta \quad (3.87)$$

O controle da tensão no link CC é organizado com dois reguladores proporcionais-integrais (*PI*) em série, como mostrado na figura 3.16. A tensão no link CC e a potência ativa na saída do conversor interligado à rede elétrica são controladas, assim, pela corrente de referência ativa,  $I_\alpha$ , em resposta a um erro de

sinal da tensão,  $U_{cc}$ , no link CC. A potência reativa é obtida de forma mais simples, sendo controlada diretamente pelo valor de referência da corrente reativa,  $I_{\beta}$ . Com o conversor interligado à rede operando com fator de potência unitário, a corrente reativa é igual a zero (AKHMATOV, 2003).

As saídas dos modelos dos conversores correspondem a sinais de tensão ao longo dos eixos  $\alpha$  e  $\beta$ . Esses sinais são obtidos pelo produto entre a corrente e a reatância apresentada na figura 3.14, que interliga o conversor com a rede elétrica ( $X_S$ ).

Nesta dissertação, o modelo do regulador de velocidade da máquina síncrona com magneto permanente, ou seja, conversor estático (inversor) do lado da rede, é o mesmo da máquina síncrona com rotor bobinado, apresentado na figura 3.11.

Outras opções de modelos de reguladores podem ser encontrados em POLLER e ACHILLES, 2003.

### **3.8 – Linhas de Transmissão e Modelo da Carga na Rede Elétrica**

Os modelos das linhas de transmissão para uso nas análises da rede elétrica são divididos em categorias que dependem do comprimento da linha, ou seja, longa, média ou curta. No presente trabalho utiliza-se o modelo  $\pi$  equivalente, a parâmetros concentrados. A linha é modelada utilizando uma resistência e uma indutância em série e uma capacitância em paralelo.

Nesta dissertação, a carga elétrica do sistema é modelada como uma impedância constante equivalente, inserida nas equações da rede junto com a impedância das linhas de transmissão. Esse modelo considera que uma variação da tensão é refletida nas potências ativa e reativa da carga. Assumindo a ocorrência de uma falta, como um curto-circuito na rede elétrica, esta representação prevê uma redução considerável da potência ativa, uma vez que a mesma é proporcional ao quadrado da tensão, como ocorre nos sistemas elétricos de potência. Modelos estáticos de carga têm sido utilizados na representação tanto de cargas estáticas como resistivas e de iluminação quanto cargas dinâmicas, como por exemplo, motores (PRICE *et alii*, 1993).

Pode-se também introduzir na análise modelos dinâmicos dos motores assíncronos, os quais são cargas bastante comuns nos sistemas elétricos. Esses motores podem ser agregados em grupos, dependendo da potência dos mesmos. Cada grupo é modelado por um equivalente a partir das equações diferenciais da máquina assíncrona descritas em NUNES, 2003.

### **3.9 – Conclusão**

Neste capítulo, primeiramente foi feita uma breve abordagem sobre o estudo de estabilidade em sistemas de energia elétrica, com o objetivo de situar o problema de estabilidade transitória dentro de um contexto geral de outros estudos. Foi feita ainda uma comparação das escalas de tempo envolvidas na análise da estabilidade transitória junto a outros fenômenos.

Posteriormente foram analisadas as formas de modelagem para os estudos de estabilidade transitória. Em seguida foram descritos os modelos matemáticos dos principais componentes de um sistema de energia elétrica, incluindo a inserção de aerogeradores à rede elétrica, utilizados no programa de estabilidade transitória apresentado nesta dissertação. Foram apresentados os modelos da turbina eólica, das máquinas síncronas convencionais a diesel, e eólicas de rotor bobinado e de magneto permanente, além das máquinas assíncronas eólicas de rotor em gaiola e a duplamente excitada.

Além das máquinas, foram apresentados os reguladores de tensão e de velocidade, que proporcionam a regulação do sistema frente às contingências no sistema.



## CAPÍTULO 4

### DESCRIÇÃO DO PROGRAMA DE SIMULAÇÃO

#### 4.1 – Introdução

Neste capítulo descreve-se um modelo multi-máquinas que incorpora, de uma forma simples e compacta, as equações algébricas da rede de transmissão e dos estatores das máquinas rotativas, e permite que seja representado um número arbitrário de máquinas elétricas.

Apresenta-se também um algoritmo de simulação de estabilidade transitória, onde as equações algébricas e diferenciais são solucionadas separadamente, através de integração numérica, utilizando o método de Runge-Kutta-Fehlberg, correspondente a um método de Runge-Kutta de ordem 5 com seis funções, com controle e verificação do passo de integração. São descritas ainda as condições iniciais da rede, a representação do sistema elétrico no espaço de estados e o cálculo da frequência nas barras da rede.

Finalmente, apresenta-se o algoritmo, implementado em ambiente MATLAB™, com interface amigável, que permite a simulação de diferentes casos de eventuais distúrbios na rede elétrica.

#### 4.2 – Modelo Multi-Máquinas de um Sistema de Energia Elétrica

A rede elétrica é representada através da matriz de admitâncias nodais,  $Y_n$ , a qual inclui os modelos para os diversos elementos do sistema elétrico, como linhas de transmissão, transformadores, reatores, banco de capacitores e cargas. No modelo multi-máquinas descrito, as equações algébricas de estator das máquinas síncronas e assíncronas, e as equações da rede são representadas de

forma conjunta através da utilização de relações matriciais. Através do modelo apresentado, as correntes internas das máquinas elétricas são calculadas pela utilização de uma simples relação matricial e com a necessidade de inversão de uma única matriz, eliminando, portanto, uma série de cálculos intermediários e simplificando o processo de simulação computacional (AMORA, 2001).

Nos estudos realizados nesta dissertação, desconsideram-se os efeitos de saturação e os transitórios eletromagnéticos da rede, sendo que através da aplicação da transformação de Kron, reduz-se ainda a representação da rede somente às barras geradoras. Desta forma, obtém-se uma nova matriz  $Y_n$ , de dimensão  $(2ng \times 2ng)$ , sendo  $ng$  a ordem do sistema reduzido (NUNES, 2003). A redução da rede só pode ser aplicada àqueles nós que têm injeção de corrente nula.

A rede é representada através de uma matriz de admitâncias nodais na formulação de injeções de corrente, conforme a expressão a seguir, escrita em um eixo de referência síncrono  $D$ - $Q$ :

$$I_n = Y_n V_n \quad (4.1)$$

em que:

$I_n$  – vetor de injeção de correntes nas barras de geração;

$V_n$  – vetor das tensões nas barras de geração.

A matriz de admitâncias nodais ( $Y_n$ ) da equação 4.1 é expressa por:

$$Y_n = \begin{bmatrix} B_{ij} & G_{ij} \\ G_{ij} & -B_{ij} \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

onde  $B_{ij}$  e  $G_{ij}$  correspondem à susceptância e à condutância, respectivamente, de cada um dos componentes da matriz.

O vetor das correntes injetadas nas barras de geração é então representado por  $I_n = [I^1, I^2, \dots, I^{ng}]^T$ . Cada valor de corrente do referido vetor é representado pela seguinte relação:

$$I^k = \sum_{i=1}^{B_k} M_i^k I_i^k \quad (4.3)$$

em que:

$B_k$  ( $k=1, \dots, ng$ ) – o número de máquinas conectadas à  $k$ -ésima barra de geração;

$M_i^k$  – representa uma matriz que considera o sinal apropriado para a corrente  $I_i^k$  de uma máquina  $i$  operando na barra  $k$ , sendo:

$$M_i^k = \begin{cases} J & \text{para um gerador síncrono} \\ -J & \text{para uma máquina assíncrona} \end{cases}$$

em que  $J$  representa uma matriz identidade de ordem  $2 \times 2$ .

As equações do estator apresentadas no capítulo anterior, para as máquinas síncronas e assíncronas, podem ser expressas aqui pela seguinte relação matricial:

$$V_i^k = V_i'^k - Z_i^k M_i^k I_i^k \quad (4.4)$$

sendo que o índice  $i$  representa a máquina conectada à barra de geração  $k$ .

Considerando a representação multi-máquinas (conjunto de máquinas), o conjunto das equações dos estatores das mesmas é da forma:

$$V_{dq} = V_{dq}' - Z_m M_m I_{dq} \quad (4.5)$$

com

$$V_{dq}^{\Delta} = [V_1^1, \dots, V_{B_1}^1, V_1^2, \dots, V_{B_2}^2, \dots, V_1^n, \dots, V_{B_n}^n]^T ;$$

$$V_{dq}'^{\Delta} = [V_1'^1, \dots, V_{B_1}'^1, V_1'^2, \dots, V_{B_2}'^2, \dots, V_1'^n, \dots, V_{B_n}'^n]^T ;$$

$$I_{dq}^{\Delta} = [I_1^1, \dots, I_{B_1}^1, I_1^2, \dots, I_{B_2}^2, \dots, I_1^n, \dots, I_{B_n}^n]^T ;$$

$$Z_m^{\Delta} = \text{diag}[Z_1^1, \dots, Z_{B_1}^1, Z_1^2, \dots, Z_{B_2}^2, \dots, Z_1^n, \dots, Z_{B_n}^n]^T ;$$

$$M_m^{\Delta} = \text{diag}[M_1^1, \dots, M_{B_1}^1, M_1^2, \dots, M_{B_2}^2, \dots, M_1^n, \dots, M_{B_n}^n]^T .$$

Para cada elemento das matrizes tem-se:

$V_i^k = [V_d, V_q]^T$  – representa o vetor das tensões terminais nos eixos  $d$  e  $q$  da máquina;

$V_i^k$  – representa a tensão atrás da reatância transitória ou subtransitória (assíncrona ou síncrona, respectivamente), para cada máquina conectada à rede;

$I_i^k = [I_d, I_q]^T$  – vetor das correntes terminais nos eixos  $d$  e  $q$  da máquina;

$Z_i^k$  – representa a matriz de impedância que é expressa por

$$Z_i^k = \begin{bmatrix} r_s & -X_q^n \\ X_d^n & r_s \end{bmatrix}, \text{ para o caso de uma máquina síncrona, ou}$$

$$Z_i^k = \begin{bmatrix} r_s & -X' \\ X' & r_s \end{bmatrix}, \text{ no caso de uma máquina assíncrona.}$$

Na equação 4.5, as quantidades são expressas no sistema de referência individual  $d$ - $q$  de cada máquina. Para que várias máquinas sejam analisadas em uma rede elétrica, é necessária a escolha de um sistema de referência padrão para essa rede (sistema de referência síncrono).

De modo a expressar os elementos dos vetores e matrizes da equação 4.5 em relação a um sistema de referência comum, o sistema de referência síncrono (sistema  $D$ - $Q$ ), as seguintes transformações são empregadas (KARINIOTAKIS & STAVRAKAKIS, 1995):

$$I_{DQ} = TI_{dq} \tag{4.6}$$

$$V_{DQ}' = TV_{dq}' \tag{4.7}$$

$$\bar{V}_{DQ} = T\bar{V}_{dq} \quad (4.8)$$

onde  $T$  representa uma matriz de rotação, ou seja, a transformação dos eixos  $dq$ , de cada máquina para o eixo  $DQ$  síncrono do sistema, expressa por (KARINIOTAKIS & STAVRAKAKIS, 1995):

$$T = \text{diag}[\text{rot}(\delta_1^1), \dots, \text{rot}(\delta_{B_1}^1), \text{rot}(\delta_1^2), \dots, \text{rot}(\delta_{B_2}^2), \dots, \text{rot}(\delta_1^n), \dots, \text{rot}(\delta_{B_N}^N)] \quad (4.9)$$

em que  $\delta_i^k$  é o ângulo da máquina  $i$  ligada à barra de geração  $k_i$  com:

$$\text{rot}(\delta) = \begin{bmatrix} \cos(\delta) & -\text{sen}(\delta) \\ \text{sen}(\delta) & \cos(\delta) \end{bmatrix}.$$

A figura 4.1 ilustra a representação de uma grandeza qualquer ( $X$ ) nos dois sistemas de coordenadas, onde  $\delta_i$  é a defasagem angular entre esses sistemas.

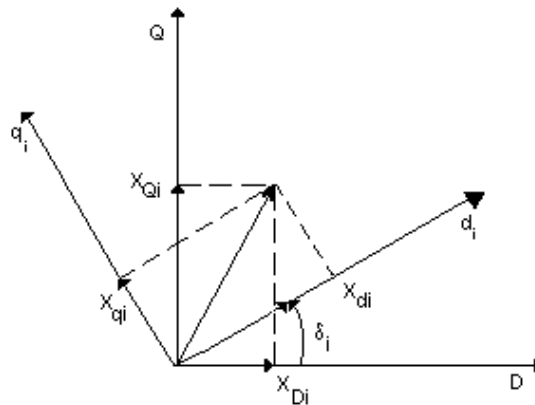


Figura 4.1 – Transformação do eixo de referência da máquina para o eixo de referência da rede (NUNES, 2003).

Pode-se introduzir uma matriz,  $L_m$ , que leve em conta a topologia das máquinas na rede. A dimensão de  $L_m$  é  $2ng \times 2G$ . Esta matriz é composta por sub-matrizes  $2 \times 2$ , onde cada sub-matriz caracteriza a topologia de somente uma das máquinas. As sub-matrizes correspondem a uma matriz identidade ( $J$ )  $2 \times 2$  para as  $B_k$  máquinas que estão conectadas à  $k$ -ésima barra, ou à matriz nula para as outras máquinas que não estão conectadas a essa barra. O algoritmo para criação da matriz  $L_m$  é dado pela seguinte expressão (NUNES, 2003):

$$L_m(i, j) = \begin{cases} J & \text{se } \sum_{k=1}^i B_k < j < G = \sum_{k=i+1}^n B_k \\ 0 & \text{para outros valores} \end{cases} \quad (4.10)$$

Da referência KARINIOTAKIS & STAVRAKAKIS (1995) devem ser consideradas as seguintes equações para desenvolvimento desta seção:

$$I_n = L_m M_n I_{DQ} \quad (4.11)$$

e

$$L_m^T V_n = V_{DQ} \quad (4.12)$$

A partir das equações 4.1, 4.11 e 4.12 obtém-se a seguinte relação no sistema de referência síncrono comum:

$$I_{DQ} = [L_m^T Z_n L_m M_m]^{-1} V_{DQ} \quad (4.13)$$

onde:  $Z_n = Y_n^{-1}$

Através das equações 4.5 a 4.8, e 4.12, a relação que fornece a corrente interna da máquina no eixo de referência de cada máquina corresponde a:

$$I_{dq} = [T^{-1} Z_n' T + Z_m']^{-1} V_{dq}' \quad (4.14)$$

em que:  $Z_n' = L_m^T Z_n L_m M_m$

A relação 4.14 fornece as coordenadas da corrente de cada máquina (síncrona ou assíncrona, gerador ou motor) conectada à rede, no eixo de referência individual das máquinas. Para um sistema de  $G$  máquinas ela gera  $2G$  equações algébricas, que são resolvidas em conjunto com as equações diferenciais dos vários componentes.

A equação 4.14, que tem a mesma forma da equação 4.1, incorpora ambas as equações da rede e as equações do estator da máquina. Sua resolução requer um esforço de cálculo mínimo, uma vez que uma única inversão é realizada. Deve ser lembrado que  $rot(\delta)^{-1} = rot(\delta)^T$  (transformação ortogonal). As matrizes  $Z_m'$

e  $Z'_n$  são calculadas somente uma vez no início do processo de integração numérica (NUNES,2003).

As equações dos modelos matemáticos, apresentadas no capítulo anterior, para representar as máquinas síncronas e assíncronas estão na forma de equivalente *Thevenin* (tensões atrás de reatâncias). Para conexão com a rede elétrica é mais conveniente transformar esta representação para uma injeção de corrente em paralelo com uma admitância, na forma de um equivalente *Norton*, conforme as equações 4.13 e 4.14. Desta forma, o efeito do comportamento das máquinas na rede elétrica pode ser representado por uma injeção de corrente na barra ( $I_{DQ}$ ) e por uma admitância em derivação equivalente ( $Y_{eq} = [L_m^t Z_{ng} L_m M_m]^{-1}$ ), conforme ilustra a figura 4.2 :

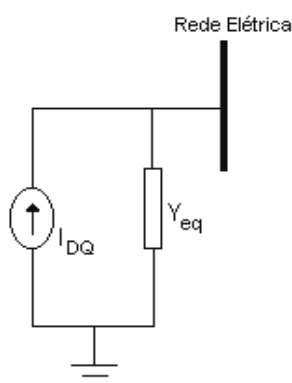


Figura 4.2 – Equivalente *Norton* para representação das máquinas na rede elétrica (NUNES, 2003).

### 4.3 – Representação do Sistema Elétrico no Espaço de Estados

No processo de análise da estabilidade transitória de um sistema de energia elétrica, as equações diferenciais associadas aos diversos componentes que formam o sistema devem ser solucionadas durante o intervalo de simulação considerado, através de métodos numéricos. As equações diferenciais relacionadas com os modelos matemáticos dos elementos de uma rede elétrica já foram mostradas no capítulo anterior.

Para um conjunto de máquinas assíncronas e síncronas com regulação de tensão e de velocidade, operando no sistema elétrico, estas equações diferenciais

de primeira ordem são funções das variáveis de estado,  $x$ , do tempo,  $t$ , e das entradas,  $u$ , e podem ser escritas na forma matricial, seguindo a representação em espaço de estados, conforme a equação 4.15 (NUNES, 2003):

$$\dot{x} = A x + B u \quad (4.15)$$

Supondo-se um sistema elétrico com  $ns$  máquinas síncronas com acionamento primário a diesel, os vetores de estado e de entrada  $x$  e  $u$  respectivamente, relacionados com o conjunto de equações diferenciais associados com a rede elétrica são expressos pelas equações:

$$x = [T_{Dms1} \quad P_{c1} \quad \dot{m}_{B1} \quad \omega_{rs1} \quad \delta_1 \quad V_{c1} \quad E_{fd1} \quad V_{F1} \quad V_{A1} \quad V_{d1}'' \quad V_{q1}' \quad V_{q1}'' \quad \dots \quad T_{Dmsns} \dots V_{qns}'' ]^T \quad (4.16)$$

e

$$u = [T_{E1} \quad V_{t1} \quad V_{ref1} \quad I_{q1} \quad I_{d1} \quad \dots \quad T_{Ens} \quad \dots \quad I_{dns}]^T \quad (4.17)$$

As variáveis de estado no sistema com acionamento a diesel correspondem ao torque, potência mecânica, fluxo de combustível; velocidade e ângulo do rotor, tensões do sistema de excitação e as tensões atrás das reatâncias transitórias e subtransitórias da máquina síncrona. As entradas são o torque eletromagnético, as tensões terminais, a tensão de referência ( $V_{ref}$ ) do regulador automático de tensão (RAT), e as correntes ao longo dos eixos  $d$ - $q$ .

Para um sistema eólico de  $na$  máquinas assíncronas de rotor em gaiola (esquema de velocidade fixa), estes mesmos vetores são definidos nas equações 4.18 e 4.19.

$$x = [\omega_{ra1} \quad V_{da1}' \quad V_{qa1}' \quad \dots \quad \omega_{arna} \quad \dots \quad V_{qana}']^T \quad (4.18)$$

$$u = [T_{AE1} \quad i_{qas1} \quad T_{Am1} \quad i_{das1} \quad V_{das} \quad V_{qas} \quad \dots \quad T_{AEna} \quad \dots \quad V_{qasna}]^T \quad (4.19)$$

As variáveis de estado são expressas pela velocidade angular do rotor e tensões atrás das reatâncias transitórias dos eixos  $d$ - $q$ . As entradas



correspondem aos torques eletromagnético e mecânico, e as correntes e tensões ao longo dos eixos  $d$ - $q$ .

Considerando agora o caso específico de integração à rede elétrica de um sistema eólico operando com velocidade variável, composto por aerogeradores com máquinas síncronas de magneto permanente, os vetores de estado e de controle (entradas) são definidos nas equações 4.20 e 4.21.

$$x = [\omega_r \ v_q'' \ v_d'' \ x_1 \ x_2 \ x_3]^T \quad (4.20)$$

$$u = [T_{Ae} \ i_d \ i_q \ |V_{qd}| \ \omega_{ref} \ Q_{ref}]^T \quad (4.21)$$

As variáveis de estado correspondem à velocidade angular do rotor, tensões atrás das reatâncias subtransitórias dos eixos  $d$ - $q$ , diferenciais de potência ativa e de ângulo entre as tensões de excitação e terminal, e diferencial de tensão no terminal do gerador. As entradas são o torque eletromagnético, as correntes ao longo dos eixos  $d$ - $q$ , a tensão no terminal do gerador, e a potência reativa ( $Q_{ref}$ ).

#### 4.4 – Algoritmo de Simulação

O algoritmo de simulação para análise de estabilidade transitória em sistemas de energia elétrica com a integração de parques eólicos é representado através do fluxograma mostrado na figura 4.3.

Esse algoritmo, através do modelo geral multi-máquinas anteriormente apresentado, permite a representação de qualquer sistema de energia elétrica, com a flexibilidade para incorporação de vários componentes, de acordo com a configuração desejada.

O algoritmo apresentado caracteriza-se por ser geral, possuir uma interface amigável, e simular o comportamento do sistema elétrico para várias condições de contingências na rede ou nas turbinas eólicas. O mesmo oferece a possibilidade de analisar a estabilidade transitória do sistema no domínio do tempo, nos mais complexos níveis de configurações da rede elétrica.

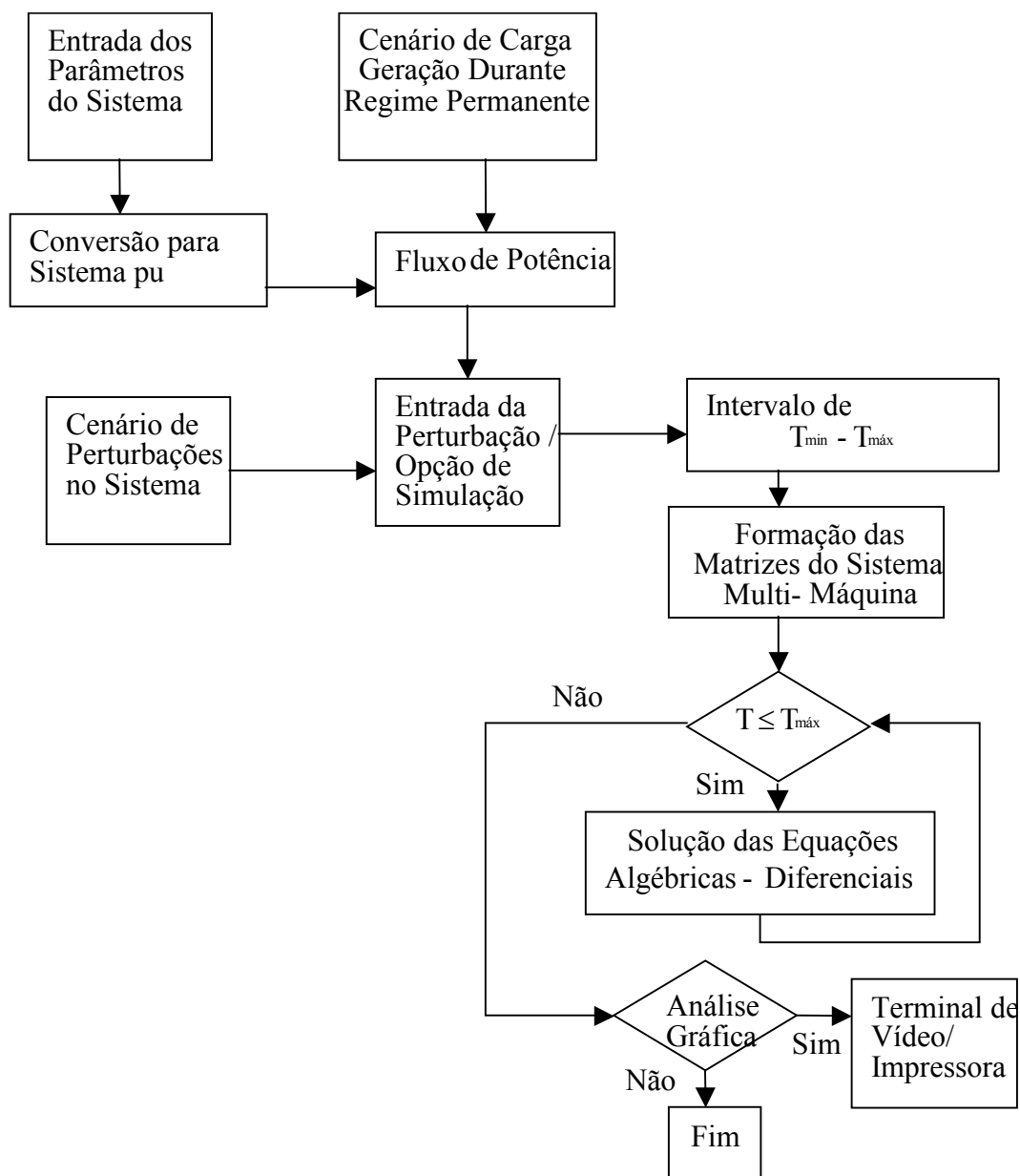


Figura 4.3 – Fluxograma do algoritmo de simulação (Adaptado de Amora, 2001).

#### 4.4.1 – Determinação das Condições Iniciais

A partir de um estudo de fluxo de potência na rede elétrica que se quer analisar, são determinados os valores das tensões de barramento (magnitude e ângulo de fase), assim como também dos valores de potências fornecidos pelas unidades de geração do sistema elétrico em regime permanente. Através desses valores das tensões e dos fluxos de potências é possível calcular as condições iniciais das máquinas girantes do sistema elétrico.

Essas condições iniciais representam os valores associados às variáveis de estado do sistema elétrico no início do processo de simulação da rede.

#### 4.4.1.1 – Condições Iniciais dos Geradores Síncronos

Para a determinação dos valores iniciais das variáveis de estado dos geradores síncronos é necessário determinar o torque eletromagnético e as correntes do estator no eixo de referência do gerador, observando:

1º) O cálculo da potência aparente de saída de cada gerador ( $S_g$ ) é feito como um percentual da potência total produzida em cada barra de geração, esta última obtida do fluxo de potência.

2º) O cálculo da corrente do gerador é obtido através da equação (AMORA, 2001):

$$I_g = \left( \frac{S_g}{V_t} \right)^* \quad (4.24)$$

em que:  $S_g$  e  $V_t$  representam a potência e a tensão terminal do gerador, respectivamente, obtidas do fluxo de potência.

3º) No cálculo das variáveis de estado dos geradores, a corrente determinada no passo anterior deve ser transformada para o sistema de referência  $dq$  interno de cada máquina. Em seguida, deve ser determinado o ângulo interno da máquina, o qual corresponde ao ângulo de fase da tensão interna do modelo matemático do gerador. Essa tensão é determinada pela seguinte expressão:

$$E_{qg} = V_t + (r_s + jX_q)I_g \quad (4.25)$$

4º) As correntes e as tensões terminais dos geradores são transformadas do sistema de referência síncrona da rede elétrica para o sistema de referência girante de cada máquina e, assim, as tensões internas dos geradores podem ser calculadas e utilizadas na determinação dos torques eletromagnéticos dessas máquinas síncronas.

#### **4.4.1.2 – Condições Iniciais dos Geradores Assíncronos**

No caso dos geradores assíncronos, é considerado inicialmente que a contribuição do aerogerador para a carga é conhecida da análise do fluxo de potência (em regime permanente). Com isso, pode-se supor que todos os referidos geradores são iguais e fornecem a mesma potência ao sistema de energia elétrica. Logo, as tensões e correntes internas da máquina podem ser encontradas da solução das duas equações algébricas do estator e das duas equações diferenciais do rotor (fazendo as derivadas iguais a zero), podendo ser calculado o torque eletromagnético. As variáveis elétricas da máquina estão na referência síncrona (AMORA, 2001).

#### **4.4.2 – Modelagem das Contingências no Sistema de Energia Elétrica**

Um sistema de energia elétrica está sujeito a vários tipos de contingências, as quais podem ser causadas por rápidas alterações na rede elétrica, no modo de operação das unidades de geração e no conjunto de carga do sistema.

As contingências de curto-circuito e as mudanças na topologia da rede elétrica são simuladas como alterações na matriz de admitância do modelo multi-máquinas da rede elétrica.

O modo de operação das unidades de geração é afetado quando ocorrem situações de contingência relativas a chaveamentos (entrada e saída) das máquinas na rede e alterações nas condições de operação das mesmas (tais como suprimento de combustível e contingências nos aerogeradores, provenientes de alterações da velocidade do regime do vento).

Finalmente, o outro tipo de contingência na rede decorre de alterações no conjunto de cargas do sistema. Quando as cargas são representadas por impedâncias constantes, essas alterações podem ser representadas através de modificações na matriz de admitância do sistema (AMORA, 2001).

Nesta dissertação são realizadas simulações das contingências de curto-circuito trifásico na rede, alteração no conjunto de cargas do sistema, e alteração no conjunto de geração convencional, para avaliação da margem de estabilidade transitória proporcionada pelos sistemas eólicos nas suas configurações de velocidade fixa com geradores assíncronos com rotor em gaiola, e de velocidade variável com geradores assíncronos duplamente excitados e os síncronos com magneto permanente.

Para efeito das contingências no sistema de energia elétrica, a velocidade média do vento é considerada constante.

#### 4.4.3 – Método de Integração Numérica das Equações

O modelo matemático do sistema de energia elétrica para a análise de estabilidade transitória é um conjunto de equações diferenciais não lineares, representado pela equação 4.26, que considera a dinâmica das máquinas do sistema, como descrito no capítulo anterior. Como não existe solução analítica para as equações diferenciais não lineares envolvidas, métodos numéricos devem ser implementados para a obtenção da solução. Este tipo de solução é conhecido como passo-a-passo.

$$\frac{d\bar{x}}{dt} = f(\bar{x}, t) \quad (4.26)$$

em que:

$\bar{x}$  - é o vetor de estados ( $n$  variáveis dependentes);

$t$  - é o tempo (variável independente).

Vários são os métodos numéricos para solução de equações diferenciais, sendo estes classificados como explícitos e implícitos. Os implícitos são usados quando as equações diferenciais são rígidas, ou seja, quando envolvem constantes de tempo bem diferentes (quando representam modelos matemáticos de ordens altas, muito detalhados e complexos – por exemplo o modelo

subtransitório, considerado na seção 3.2.1.2). Os métodos de integração implícitos mais conhecidos são o trapezoidal e o de Euler Modificado (fórmulas de diferenciação inversas). Dentre os de caráter mais prático, por serem de simples implementação, estão os métodos de integração explícitos de Euler Simples e Runge-Kutta (NAZARENO, 2003).

Os métodos de Runge-Kutta representam formas de aproximação da solução da série de Taylor. Entretanto, os mesmos não necessitam da avaliação explícita das derivadas de alta ordem. Os efeitos das derivadas de alta ordem são incluídos por diversas avaliações da primeira derivada. Os métodos de Runge-Kutta podem ter diferentes ordens, dependendo do número de termos da série de Taylor considerados (AMORA, 2001).

Nesta dissertação os modelos adotados para representação do gerador elétrico conectado ao sistema de energia elétrica desprezam a dinâmica do estator e da rede e consideram os conversores como fontes de tensão ou de corrente. Portanto, os métodos de integração explícitos não rígidos, como o de Runge-Kutta, demonstram uma boa estabilidade numérica.

Os métodos de integração explícita de Runge-Kutta são chamados de passo único, pois usam apenas as informações de um ponto anterior para calcular o próximo. Uma limitação importante dos mesmos está relacionada com o fato de que o intervalo de tempo de integração, ou seja, o passo de integração,  $h$ , não deve ser maior do que a menor constante de tempo do sistema (NUNES, 2003).

No caso deste trabalho, foi adotado o método de Runge-Kutta-Fehlberg, que corresponde a um método de Runge-Kutta de quinta ordem com seis funções. Este método se caracteriza por controlar o passo de integração,  $h$ , verificando se o mesmo é adequado a cada iteração. São também obtidas duas aproximações para a solução do sistema a cada iteração. Se as duas respostas satisfazem a uma precisão pré-estabelecida, a aproximação é aceita. Caso contrário, o tamanho do passo de integração é reduzido e uma nova iteração é realizada. Se as duas respostas possuem mais dígitos significativos do que o requerido, o valor do passo de integração é aumentado e uma nova iteração é realizada.

A cada iteração são feitos os cálculos dos seguintes fatores (NUNES, 2003):

$$f_1 = h.f(x_k, y_k) \quad (4.27)$$

$$f_2 = h.f\left(x_k + \frac{1}{4}h, y_k + \frac{1}{4}f_1\right) \quad (4.28)$$

$$f_3 = h.f\left(x_k + \frac{3}{8}h, y_k + \frac{3}{32}f_1 + \frac{9}{32}f_2\right) \quad (4.29)$$

$$f_4 = h.f\left(x_k + \frac{12}{13}h, y_k + \frac{1932}{2197}f_1 - \frac{7200}{2197}f_2 + \frac{7296}{2197}f_3\right) \quad (4.30)$$

$$f_5 = h.f\left(x_k + h, y_k + \frac{439}{216}f_1 - 8f_2 + \frac{3680}{513}f_3 - \frac{845}{4104}f_4\right) \quad (4.31)$$

$$f_6 = h.f\left(x_k + \frac{1}{2}h, y_k - \frac{8}{27}f_1 + 2f_2 - \frac{3544}{2565}f_3 + \frac{1859}{4104}f_4 - \frac{11}{40}f_5\right) \quad (4.32)$$

As duas aproximações para a solução  $y(x)$  do sistema são expressas pelas equações:

$$y_{k+1} = y_k + \frac{25}{216}f_1 + \frac{1408}{2565}f_3 + \frac{2197}{4104}f_4 - \frac{1}{5}f_5 \quad (4.33)$$

$$z_{k+1} = y_k + \frac{16}{135}f_1 + \frac{6656}{12825}f_3 + \frac{28561}{56430}f_4 - \frac{9}{5}f_5 + \frac{2}{55}f_6 \quad (4.34)$$

A determinação do passo de integração ótimo é feita através da multiplicação do valor de  $h$  pelo fator  $q$  a seguir:

$$q = \left( \frac{\mu h}{2|z_{k+1} - y_{k+1}|} \right)^{1/4} \quad (4.35)$$

em que:

$\mu$  é a precisão desejada.

O valor do passo de integração obedece a relação  $h_{\min} \leq h \leq h_{\max}$ . Nesta relação  $h_{\min}$  e  $h_{\max}$  são os limites mínimo e máximo permitidos para a integração.

O método de Runge-Kutta-Fehlberg tem a vantagem adicional sobre outros métodos não rígidos, como por exemplo, o preditor-corretor de Adams-Bashforth-Moulton, devido ao fato de ser auto-inicializável e de passo único (NUNES, 2003).

#### 4.4.4 – Cálculo Numérico da Freqüência

Na condição de operação de um sistema de energia elétrica em regime permanente, o vetor de tensão é constante em relação à referência síncrona. A relação entre as correntes e tensões nas cargas depende diretamente da freqüência. Para cargas indutivas, a reatância aumenta com a freqüência, e para os motores de indução a velocidade nominal aumenta com a freqüência.

Durante a operação em regime transitório, o módulo e a fase do vetor de tensão variam com o tempo. Nessa condição de operação é possível definir uma parcela, designada de freqüência dinâmica, que reflita o conceito de freqüência e seja semelhante à do regime permanente senoidal. Uma definição apropriada para a freqüência dinâmica é mostrada com a equação 4.36 (NUNES, 2003), sendo a mesma o resultado de um somatório da variação do ângulo  $\alpha_i$  com a velocidade angular em regime permanente,  $\omega_s$ :

$$\omega_{di} \equiv \omega_s + \frac{d\alpha_i}{dt} \quad i=1,\dots,n \quad (4.36)$$

No caso do sistema multi-máquinas operar em sincronismo, ou seja, com todas as máquinas trabalhando a uma velocidade constante, a freqüência do mesmo será igual à freqüência síncrona. Durante os transitórios, a dinâmica da freqüência de cada barra da rede é determinada por  $\frac{d\alpha_i}{dt}$  e ambos a magnitude e o ângulo das tensões variam com o tempo.

De acordo com a equação 4.36, se o vetor tensão no instante  $t$  for designado por  $\vec{V}_i(t)$  e depois de um tempo  $\Delta t$  tornar-se  $\vec{V}_i(t + \Delta t)$ , a freqüência  $f_i$



(da barra  $i$  do sistema) será determinada a partir da equação 4.37, para cada passo de tempo,  $\Delta t$ , da integração numérica.

$$f_i = \frac{1}{2\pi} \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\alpha_i(t + \Delta t) - \alpha_i(t)}{\Delta t} + \frac{\omega_s}{2\pi} \quad (4.37)$$

#### 4.4.5 – Solução das Equações Algébricas e Diferenciais

O estudo de estabilidade transitória de um sistema de energia elétrica, submetido a uma determinada contingência, traduz-se matematicamente no estudo de estabilidade de um conjunto de equações algébricas e diferenciais não lineares, escritas conforme as expressões 4.38 e 4.39, referentes aos modelos descritos no capítulo anterior.

$$\dot{x} = f(x, t) \quad (4.38)$$

$$0 = g(x, t) \quad (4.39)$$

em que:

$f$  - função não linear que define as equações diferenciais;

$g$  - função não-linear que define as equações algébricas;

$x$  - vetor das variáveis de estado;

$t$  - tempo, variável independente.

As equações 4.38 e 4.39 descrevem a trajetória ao longo do tempo das variáveis determinantes do estado do sistema de energia elétrica. Essas equações são resolvidas alternadamente durante o processo iterativo de solução, utilizando um método de integração explícita para a solução das equações diferenciais. Neste trabalho, conforme apresentado na seção 4.4.3, foi utilizado no algoritmo computacional o método de integração numérica de Runge-Kutta-Fehlberg de ordem 5.

Primeiramente são estabelecidas as condições iniciais associadas aos elementos do sistema de energia elétrica e, portanto, os valores iniciais das variáveis de estado. As equações diferenciais podem então ser resolvidas, levando à obtenção dos valores das tensões internas (transitórias ou subtransitórias) das máquinas rotativas. Posteriormente, esses valores de tensão são utilizados no processo de solução das equações algébricas de rede. Através da solução do conjunto de equações algébricas são obtidos novos valores associados às correntes das máquinas elétricas, os quais são utilizados junto com os valores das tensões internas das máquinas na determinação dos torques eletromagnéticos dos geradores elétricos. Com os novos valores obtidos de correntes e torques eletromagnéticos, as equações diferenciais são resolvidas novamente, desta forma realizando o processo iterativo de solução do sistema.

As contingências avaliadas durante os estudos são introduzidas no algoritmo de simulação entre o processo de solução alternada das equações diferenciais e algébricas. Quando os novos valores de corrente e de torque eletromagnético, obtidos através da solução das equações algébricas, são substituídos na solução das equações diferenciais, o sistema sofre oscilações até que um novo estado de regime seja alcançado.

Considerando o sistema eólico, as correntes do estator, determinadas na solução das equações algébricas, são utilizadas no cálculo das equações diferenciais do gerador que está sendo utilizado:

- Para a máquina síncrona de magneto permanente, no esquema de velocidade variável, estão envolvidas sete equações (modelo da máquina e malhas de controle de potência ativa e reativa);
- Com o gerador assíncrono com rotor em gaiola, no esquema eólico de velocidade fixa, estão envolvidas duas equações diferenciais;
- Para os geradores assíncronos duplamente excitados, no esquema de velocidade variável, estão envolvidas sete equações diferenciais, que englobam as malhas externas de controle de velocidade e tensão e as malhas internas de controle de corrente, quando os conversores são simulados como fontes de tensão.

Além das equações comentadas acima, em todos os casos adiciona-se uma outra equação diferencial, que é a do torque eletromagnético.

O torque eletromagnético e o torque mecânico (fornecido pelo conversor de potência ativa) são aplicados na equação de balanço, que tem como saída a velocidade angular do rotor do gerador eólico. A velocidade angular é então aplicada às equações diferenciais do gerador (no caso do gerador de magneto permanente, a mesma é aplicada através do conversor de potência reativa). As entradas de velocidade angular e velocidade do vento determinam o cálculo do coeficiente de potência. A equação do modelo da turbina eólica recebe como entradas a velocidade do vento e o coeficiente de potência, sendo que sua saída alimenta o conversor de potência ativa.

No sistema síncrono convencional, as correntes determinadas na solução das equações algébricas são utilizadas no cálculo das equações diferenciais associadas aos geradores síncronos, e na determinação dos torques eletromagnéticos dessas máquinas. O torque eletromagnético e o torque mecânico, este disponibilizado a partir da máquina primária, são aplicados na equação de balanço da máquina síncrona. A saída da equação de balanço representa a velocidade angular do rotor do gerador síncrono, sendo posteriormente aplicado nas equações do regulador de velocidade da máquina síncrona, que atua na regulação do torque mecânico disponibilizado pela máquina primária ao gerador. As equações diferenciais do gerador síncrono também são ligadas às equações do regulador de tensão, que tem como entrada a tensão terminal da máquina síncrona.

Posteriormente, os valores de tensões e de correntes obtidos da solução do conjunto de equações algébricas são então transformados do sistema de referência interna das máquinas para o sistema de referência síncrono do sistema, obtendo-se assim, as tensões de barra, os fluxos de potência e as variações de frequências da rede elétrica.

As interrelações entre as equações diferenciais e algébricas na solução da resposta transitória de um sistema de energia elétrica, formado por unidades de geração convencionais e eólicas, são descritas no diagrama da figura 4.4.

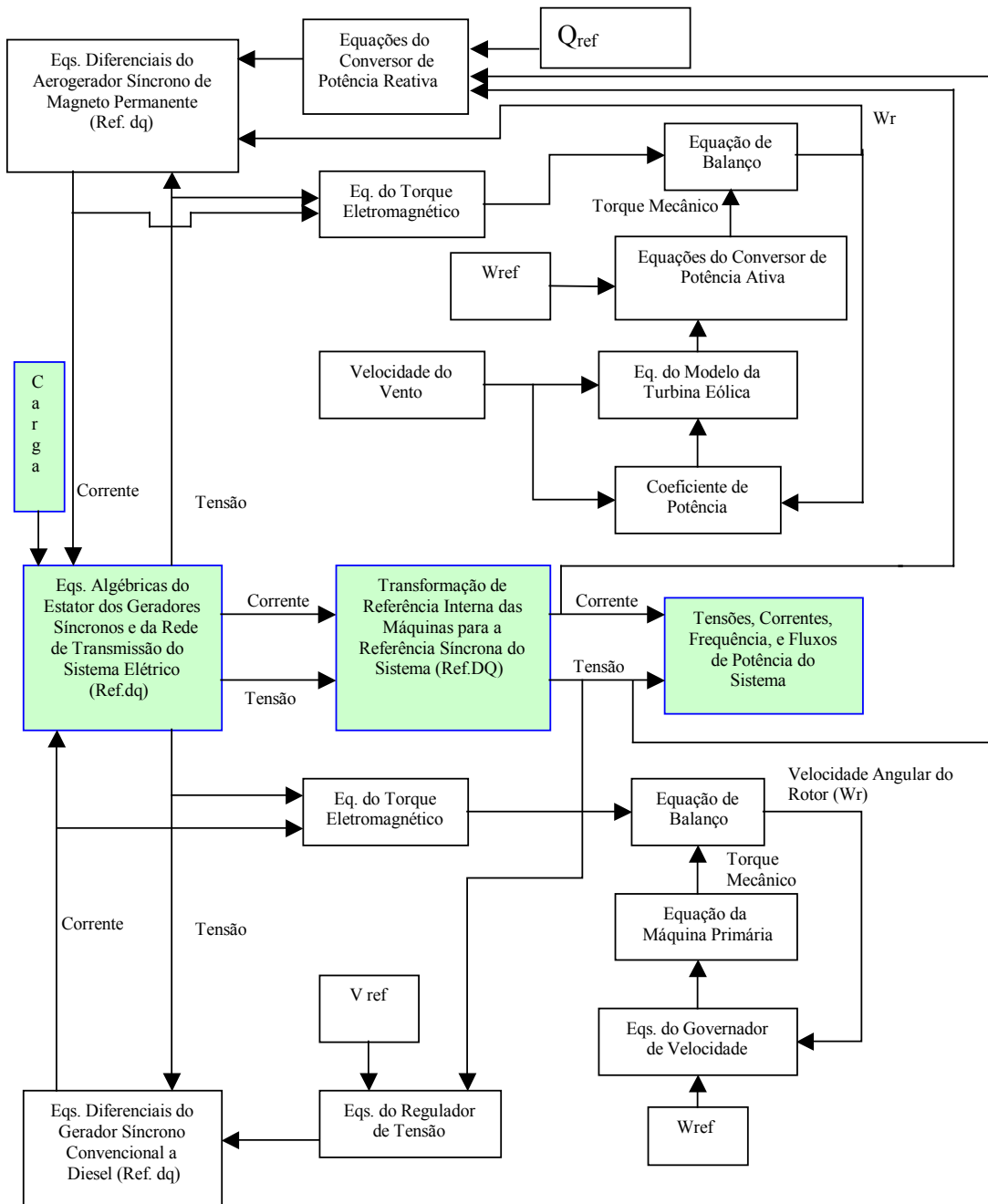


Figura 4.4 – Fluxograma das interações entre as equações algébricas e diferenciais (Adaptado de Amora, 2001).

## 4.5 – Programa de Simulação

As seções anteriores apresentaram uma análise dos aspectos básicos relativos ao algoritmo de simulação transitória apresentado nesta dissertação. Esse algoritmo faz a avaliação da estabilidade transitória de uma rede elétrica com a conexão de parques eólicos, a qual será simulada no próximo capítulo.

Em termos computacionais esse algoritmo foi implementado através de rotinas (m-files) desenvolvidas no ambiente de simulação computacional MATLAB™, na sua versão 6.1 para o sistema operacional Windows 95/98/Me.

No desenvolvimento do programa de simulação foram utilizadas funções especiais (*s-functions*) do MATLAB™, que podem descrever sistemas dinâmicos lineares ou não-lineares em estudos de estabilidade, além de outras funções que permitem a incorporação de uma interface gráfica simplificada ao algoritmo de simulação, facilitando a utilização do programa pelo usuário.

Nesse programa pode-se representar qualquer sistema de energia elétrica. A estrutura de simulação desenvolvida permite que, através da interface, o usuário possa avaliar a operação da rede elétrica para diversos tipos de contingências, além de escolher o instante da falta, o tempo de simulação, o número da barra de falta e outros, conforme apresentado nos subitens 4.5.1 e 4.5.2.

Os resultados das simulações realizadas podem ser armazenados em disco para posterior recuperação pelo programa, ou então podem ser gerados, a partir da interface do programa, gráficos dos resultados relativos às variáveis do sistema elétrico no terminal de vídeo, podendo também ser impressos a partir da janela do gráfico.

A inclusão ou retirada de componentes, e/ou alteração de parâmetros do sistema de energia elétrica considerado e de seus componentes, só podem ser modificados através do acesso às rotinas do programa e posterior manipulação dos dados referentes às mesmas.

#### **4.5.1 – Opções de Simulação da Interface Gráfica Amigável**

Para iniciar o programa de simulação, deve ser digitado, a partir do ambiente de trabalho do MATLAB™, o termo "início" que apresenta o arquivo do Menu Principal com as opções de contingências a serem simuladas: variação de carga, curto-circuito e retirada da geração convencional. Na figura 4.5, pode-se

observar que além das opções de contingências, são apresentadas as de execução da simulação e de saída do programa.

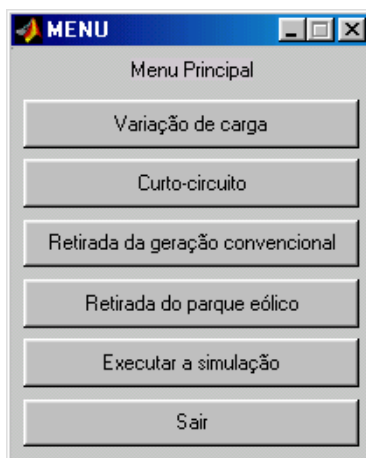
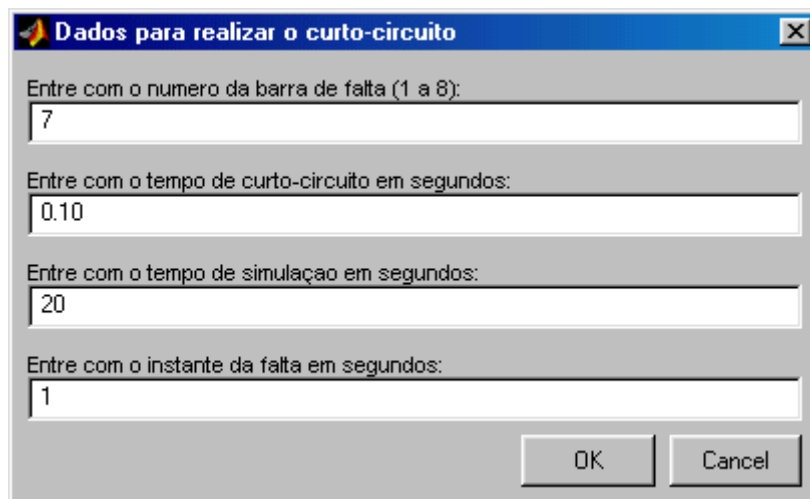


Figura 4.5 – Menu Principal do programa de simulação.

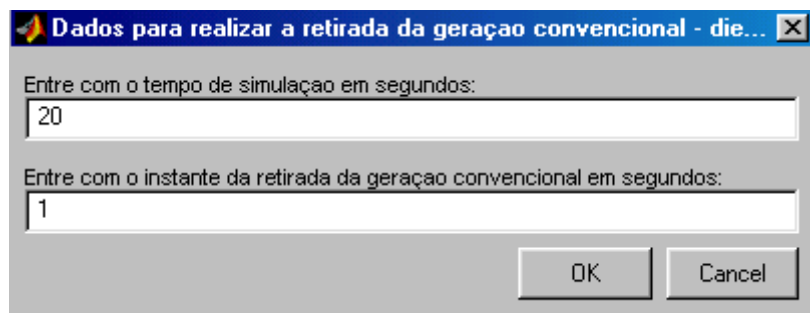
A partir da escolha de uma das contingências, é aberta uma das opções de menus das figuras 4.6, 4.7, e 4.8, referentes à contingência escolhida, onde devem ser fornecidos o número da barra de falta, o tempo de duração da falta, o tempo de simulação, o instante da falta, e outros.

Figura 4.6 – Interface para inserir os dados necessários para realizar a variação de carga.



The dialog box titled "Dados para realizar o curto-circuito" contains four input fields and two buttons. The first field is labeled "Entre com o numero da barra de falta (1 a 8):" and contains the value "7". The second field is labeled "Entre com o tempo de curto-circuito em segundos:" and contains "0.10". The third field is labeled "Entre com o tempo de simulação em segundos:" and contains "20". The fourth field is labeled "Entre com o instante da falta em segundos:" and contains "1". At the bottom right, there are "OK" and "Cancel" buttons.

Figura 4.7 – Interface para inserir os dados necessários para realizar o curto-circuito.



The dialog box titled "Dados para realizar a retirada da geração convencional - die..." contains two input fields and two buttons. The first field is labeled "Entre com o tempo de simulação em segundos:" and contains the value "20". The second field is labeled "Entre com o instante da retirada da geração convencional em segundos:" and contains "1". At the bottom right, there are "OK" and "Cancel" buttons.

Figura 4.8 – Interface para inserir os dados necessários para realizar a retirada de geração convencional.

Depois de fornecidos todos os dados, deve-se pressionar o botão *OK* para poder retornar ao Menu Principal. De volta ao referido menu escolhe-se a opção de *Executar a simulação*, dando início a simulação da falta no sistema de energia elétrica. Decorrido o tempo total da simulação, é apresentado o Menu de Opções de Saída da figura 4.9, onde pode-se optar por gerar gráficos dos resultados, retornar para o meu principal ou finalizar o programa a partir da opção de sair.

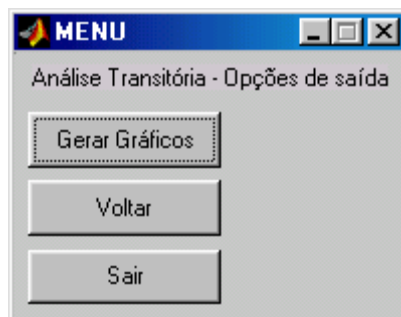


Figura 4.9 – Menu com as opções de saída do programa de simulação.

## 4.6 – Conclusão

Neste capítulo foi apresentado um algoritmo em ambiente MATLAB<sup>TM</sup>, com interface amigável, que permite a simulação da dinâmica de um sistema de energia elétrica, supondo a conexão de parques eólicos à rede elétrica e considerando diferentes casos de eventuais contingências que possam ocorrer na mesma.

Foi apresentado um modelo multi-máquinas da rede elétrica, utilizado no referido algoritmo, obtido a partir da integração das equações algébricas dos estatores das máquinas elétricas e das equações algébricas de rede. Esse modelo descrito permite uma representação compacta da rede com seus demais componentes, além de permitir também o cálculo simplificado das correntes internas das máquinas elétricas rotativas.

Foram comentados os principais aspectos relacionados com o algoritmo de simulação implementado, tais como: o cálculo das condições iniciais, modelagem das contingências simuladas, interações entre as equações algébricas e diferenciais dos modelos matemáticos dos elementos do sistema de energia elétrica, método de integração numérica para solução das equações diferenciais, e cálculo das frequências de barra.

Finalmente foi apresentado o programa de simulação, implementado a partir do algoritmo desenvolvido. Foram comentadas as principais características e opções de simulação desse programa computacional, sendo as mesmas ilustradas com a apresentação das telas da interface gráfica do programa.



## CAPÍTULO 5

### SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

#### 5.1 – Introdução

Neste capítulo desenvolve-se uma avaliação da margem de estabilidade transitória proporcionada por sistemas eólicos que operam com velocidade variável com geradores síncronos de magneto permanente, quando comparado às outras concepções de tecnologias de velocidade fixa com geradores assíncronos de rotor em gaiola, e de velocidade variável com geradores assíncronos duplamente excitados, cujos modelos matemáticos foram apresentados no capítulo 3, para fins de integração na rede elétrica.

São apresentados alguns casos de estudos de simulação da resposta transitória do referido sistema, com a inclusão de cada um dos sistemas eólicos, individualmente, e sob a ocorrência de diversos tipos de contingências. De conformidade com o capítulo 4, as contingências implementadas durante as simulações são: curto-circuito simétrico na rede, retirada de carga e retirada de geração convencional.

Para cada uma das referidas contingências, são levantadas as curvas de comportamento dos aerogeradores: velocidade angular do rotor da máquina, tensões nas barras de geração, e potências ativa e reativa. Os resultados são apresentados e comentados.

#### 5.2 – Sistema Elétrico Adotado

Para validação dos modelos matemáticos e do software desenvolvidos, são realizadas simulações computacionais utilizando uma rede elétrica de distribuição de 6 barras, padronizada pelo IEEE, considerada em ANDERSON (1994) e ilustrada na figura 5.1.

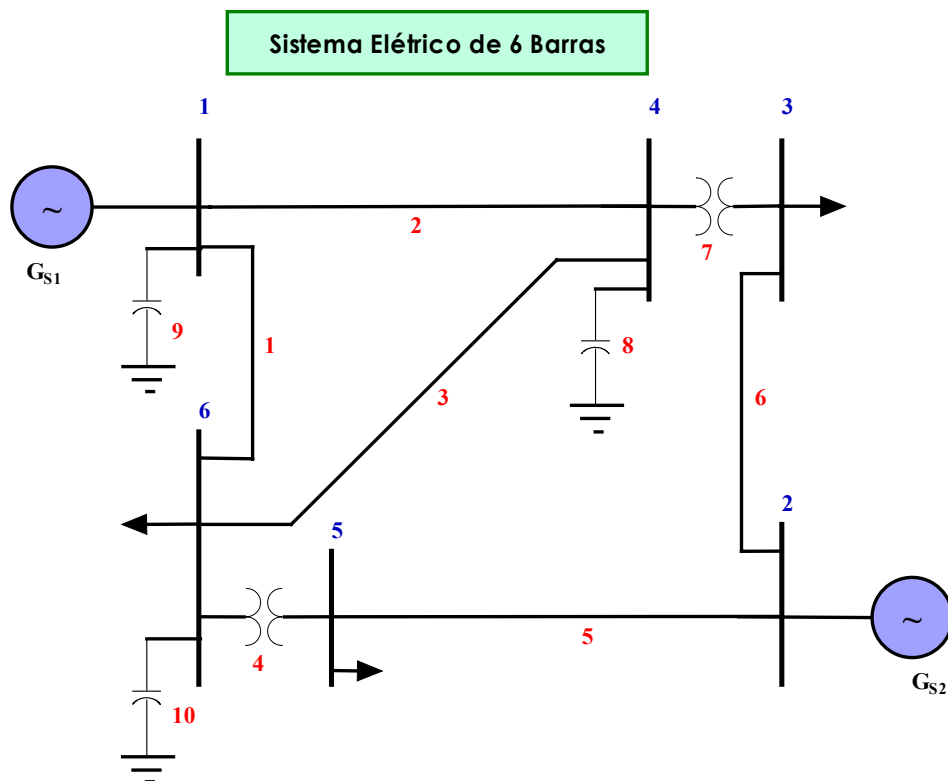


Figura 5.1 – Sistema de energia elétrica de 6 barras do IEEE (ANDERSON, 1994, citado em AMORA, 2001).

O sistema original da referência foi modificado, obtendo-se uma nova configuração, ilustrada na figura 5.2, ora com a inclusão de um parque eólico composto de 26 turbinas de potência correspondente a 1 MW cada, com os geradores assíncronos com rotor em gaiola, ou com assíncronos duplamente excitados, ora com 13 turbinas de potência correspondente a 2 MW cada, com os geradores síncronos de magneto permanente, interligados alternadamente à rede de distribuição através de transformadores em 0,69/13,8 kV. Além do gerador eólico, dois sistemas convencionais com geradores síncronos de rotor bobinado, com acionamento a diesel, atendem a carga elétrica da rede. Um sistema de 75 MVA é ligado à barra 1,  $G_{S1}$ , e outro de 35,3 MVA na barra 3,  $G_{S2}$ . As barras de carga correspondem a 5, 6 e 7 e estão indicadas com setas.

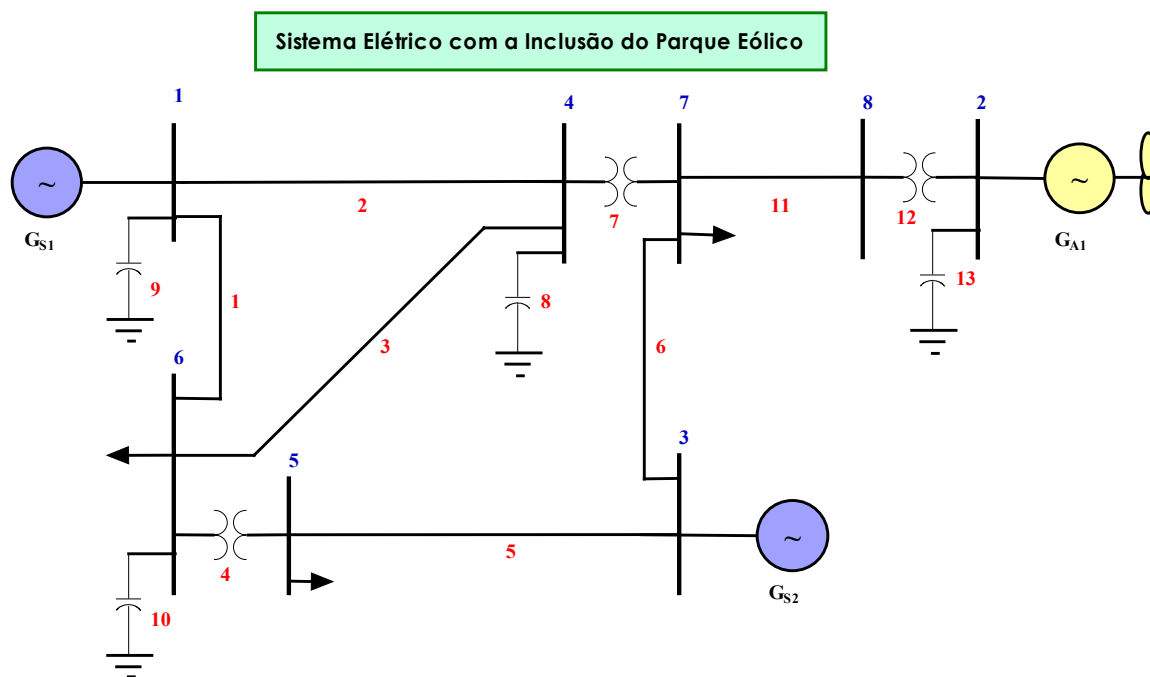


Figura 5.2 – Sistema elétrico com a inclusão do parque eólico (AMORA, 2001).

Considerando-se a mesma intensidade de vento em todos os aerogeradores, o sistema eólico pode ser representado por uma única máquina diretamente interligada à subestação, com inércia e potência equivalentes à composição do parque eólico. Resultados provenientes de NUNES, 2003 e NUNES *et alii*, 2004, demonstram a equivalência na utilização desses modelos agregados para representação das turbinas eólicas em programas de estabilidade transitória de sistemas elétricos de potência.

Os valores em *p.u.* para os parâmetros do sistema de transmissão, dos geradores síncronos e dos reguladores de tensão e velocidade das fontes convencionais com acionamento a diesel foram obtidos a partir de ANDERSON *et alii*, 1994 e KUNDUR, 1994. Os parâmetros dos aerogeradores síncronos e assíncronos, dos reguladores de tensão e dos reguladores de velocidade, assim como os dados completos da rede, estão descritos no final deste capítulo. A dinâmica do sistema é simulada a partir do programa descrito no capítulo 4.

No intuito de obterem-se informações sobre a operação desse sistema de energia elétrica em regime permanente, tais como os valores de potência ativa e reativa fornecidos pelos geradores e os valores de tensão nas barras do referido sistema, foram realizados estudos de fluxo de carga para as configurações do

sistema com e sem a inclusão do equivalente do parque eólico. O programa computacional utilizado para a realização do fluxo de potência sem a inclusão do equivalente eólico foi o ANAREDE, desenvolvido pelo CEPEL, centro de pesquisas da ELETROBRÁS, na sua versão 3.0 para o sistema operacional DOS (*Disk Operation System*) da Microsoft. Para o fluxo de potência com a inclusão do equivalente eólico, o programa de simulação utiliza o fluxo de carga (Newton) constante em uma de suas rotinas internas.

Os resultados dos estudos de fluxo de potência são importantes para a determinação da potência nominal dos geradores síncronos equivalentes associados à operação do sistema de energia elétrica e, portanto, dos parâmetros desses geradores e dos seus reguladores. Esses resultados determinam as condições iniciais para os estudos de estabilidade transitória que são realizados no sistema de energia elétrica considerado.

O resumo dos resultados do fluxo de potência associados às barras do sistema de energia elétrica da figura 5.1, sem a inclusão do parque eólico, são apresentados na tabela 5.1. Os outros resultados relativos a inclusão das três concepções tecnológicas de parques eólicos, com gerador síncrono de magneto permanente, com gerador assíncrono de rotor em gaiola e com gerador assíncrono duplamente excitado, interligados alternadamente à rede de distribuição, são apresentados nas tabelas 5.2, 5.3 e 5.4, respectivamente. As referidas tabelas apresentam os valores de tensões em módulo e ângulo, as potências ativas e reativas fornecidas, as potências ativas e reativas requeridas pelas cargas conectadas no sistema, e os valores de potências reativas fornecidos pelos bancos de capacitores.

Tabela 5.1 – Dados de barras do estudo de fluxo de potência da rede elétrica.

Barra		Tensão		Potência Fornecida		Cargas		Shunt
Nº	Nome	Módulo (p.u.)	Ângulo (°)	MW	MVAr	MW	MVAr	MVAr
1	Um	1,050	0	47,5	13,5	0	0	0
2	Dois	1,100	-2,5	25,0	5,5	0	0	0
3	Três	1,026	-12,5	0	0	27,5	6,5	0
4	Quatro	0,955	-9,8	0	0	0	0	1,8
5	Cinco	0,951	-12,2	0	0	15,0	9,0	0
6	Seis	0,963	-12,2	0	0	25,0	2,5	8,4

Tabela 5.2 – Dados de barras do estudo de fluxo de potência da rede elétrica com a inclusão do parque eólico com máquina síncrona com magneto permanente.

Barra		Tensão		Potência Fornecida		Cargas		Shunt
Nº	Nome	Módulo (p.u.)	Ângulo (°)	MW	MVAr	MW	MVAr	MVAr
1	Um	1,050	0	20,1	0,21	0	0	1,69
2	Dois	1,000	0,2387	26,0	7,15	0	0	0
3	Três	1,100	0,0680	25,0	8,58	0	0	0
4	Quatro	1,044	-0,0459	0	0	0	0	1,47
5	Cinco	0,964	-0,1181	0	0	15,0	9,0	0
6	Seis	0,985	-0,1148	0	0	25,0	2,5	1,75
7	Sete	0,946	-0,0347	0	0	27,5	6,5	0
8	Oito	0,964	-0,0216	0	0	0	0	0

Tabela 5.3 – Dados de barras do estudo de fluxo de potência da rede elétrica com a inclusão do parque eólico com máquina assíncrona com rotor em gaiola.

Barra		Tensão		Potência Fornecida		Cargas		Shunt
Nº	Nome	Módulo (p.u.)	Ângulo (°)	MW	MVAr	MW	MVAr	MVAr
1	Um	1,050	0	20,01	-6,08	0	0	1,69
2	Dois	1,100	0,1006	26,0	-11,62	0	0	24,5
3	Três	1,100	0,0777	25,0	5,52	0	0	0
4	Quatro	1,077	-0,0525	0	0	0	0	1,47
5	Cinco	0,975	-0,1150	0	0	15,0	9,0	0
6	Seis	1,000	-0,1233	0	0	25,0	2,5	1,75
7	Sete	0,993	-0,0425	0	0	27,5	6,5	0
8	Oito	1,014	-0,0364	0	0	0	0	0

Tabela 5.4 – Dados de barras do estudo de fluxo de potência da rede elétrica com a inclusão do parque eólico com máquina assíncrona duplamente excitada.

Barra		Tensão		Potência Fornecida		Cargas		Shunt
Nº	Nome	Módulo (p.u.)	Ângulo (°)	MW	MVAr	MW	MVAr	MVAr
1	Um	1,050	0	20,01	-6,08	0	0	1,69
2	Dois	1,100	0,1006	26,0	-13,6	0	0	27
3	Três	1,100	0,0777	25,0	5,52	0	0	0
4	Quatro	1,077	-0,0525	0	0	0	0	1,47
5	Cinco	0,975	-0,1150	0	0	15,0	9,0	0
6	Seis	1,000	-0,1233	0	0	25,0	2,5	1,75
7	Sete	0,993	-0,0425	0	0	27,5	6,5	0
8	Oito	1,014	-0,0364	0	0	0	0	0

## 5.3 – Estudo das Contingências

As contingências de curto-circuito simétrico na rede, retirada de carga e retirada de geração convencional, simuladas nesta dissertação, tiveram como objetivo a identificação e avaliação dos potenciais impactos da conexão de um parque eólico, de velocidade fixa ou variável, em um sistema elétrico de potência.

Os sistemas eólicos de velocidade variável com geradores síncronos de magneto permanente (MSMP) são comparados às outras concepções de tecnologias de velocidade fixa com geradores assíncronos de rotor em gaiola (MARG), e de velocidade variável com geradores assíncronos duplamente excitados (MADE).

### 5.3.1 – Curto-Circuito Simétrico na Rede Elétrica

Neste caso de simulação, é analisada a resposta do sistema de energia elétrica com a presença de geração eólica (26 MW), na ocorrência de um curto-circuito trifásico simétrico no ponto de conexão do parque eólico com a rede elétrica adotada – barra 7, no instante  $t = 1$  segundo.

O tempo de duração do curto-circuito considerado na simulação é de 100 ms; após esse tempo é suposto que o curto-circuito foi eliminado da rede elétrica. Foi considerado um tempo total de simulação de 15 segundos.

Os gráficos ilustrando o comportamento das três concepções de parques eólicos podem ser observados nas figuras 5.3, 5.4, 5.5 e 5.6. Na figura 5.3 são mostradas as características de tensão nas barras de geração *versus* tempo; na figura 5.4 são mostradas as características de potência ativa fornecida pelos geradores eólicos *versus* tempo; na figura 5.5 são mostradas as características de potência reativa fornecida pelos geradores eólicos *versus* tempo; e na figura 5.6 são mostradas as características de velocidade angular dos rotores dos geradores eólicos *versus* tempo. Todas as características são apresentadas para as máquinas: síncrona com magneto permanente – MSMP; assíncrona com rotor em gaiola – MARG e assíncrona duplamente excitada – MADE.

No instante pré-falta, de  $0 \leq t < 1$  segundo, o sistema operava em regime permanente e os valores de tensões e potências ativas e reativas são aqueles resultantes do estudo de fluxo de potência apresentados anteriormente.

No instante da falta,  $1 \leq t \leq 1,1$  segundos, é aplicado um curto-circuito trifásico simétrico, fazendo com que a tensão na barra do parque eólico seja reduzida até que o curto-circuito seja eliminado.

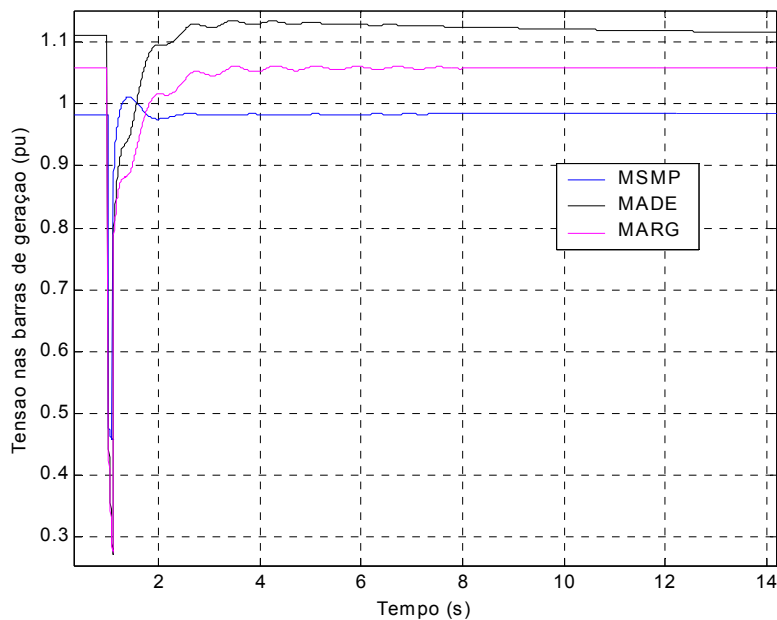


Figura 5.3 – Tensão na barra de geração eólica.

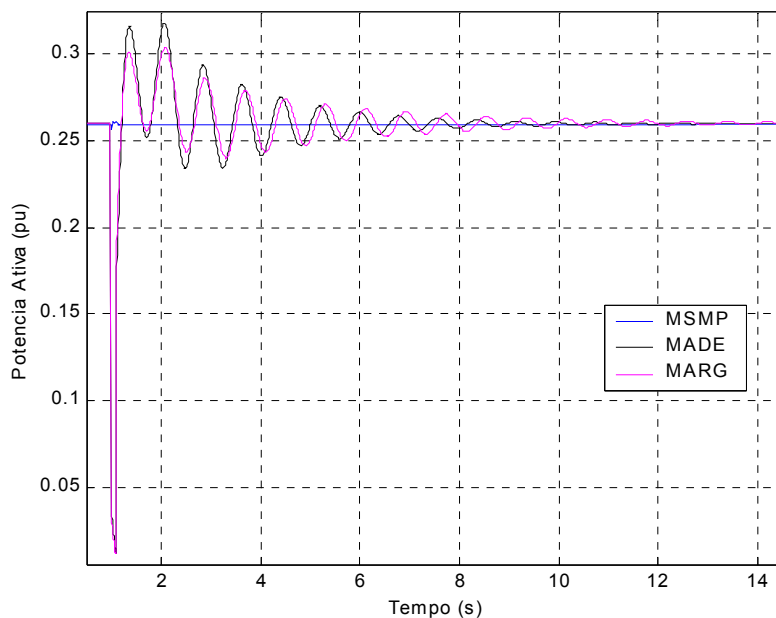


Figura 5.4 – Potência ativa fornecida pelos geradores eólicos.

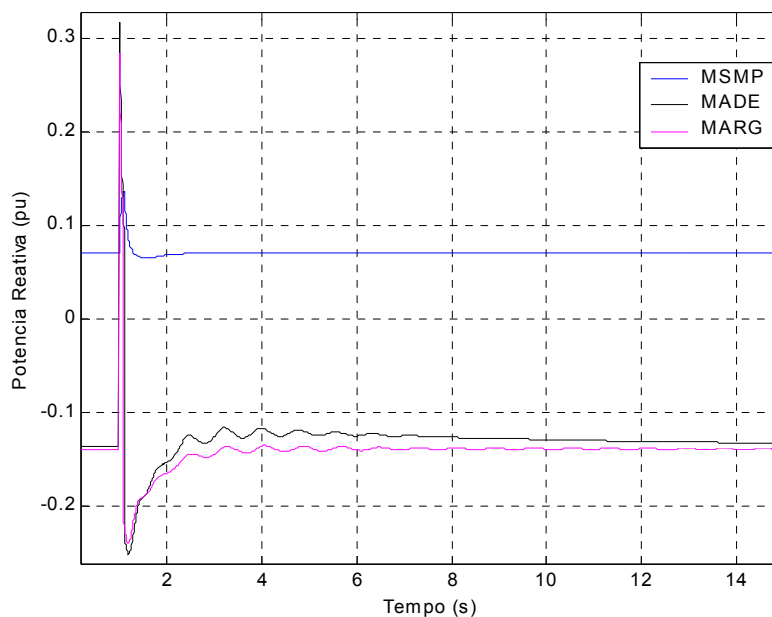


Figura 5.5 – Potência reativa fornecida pelos geradores eólicos.

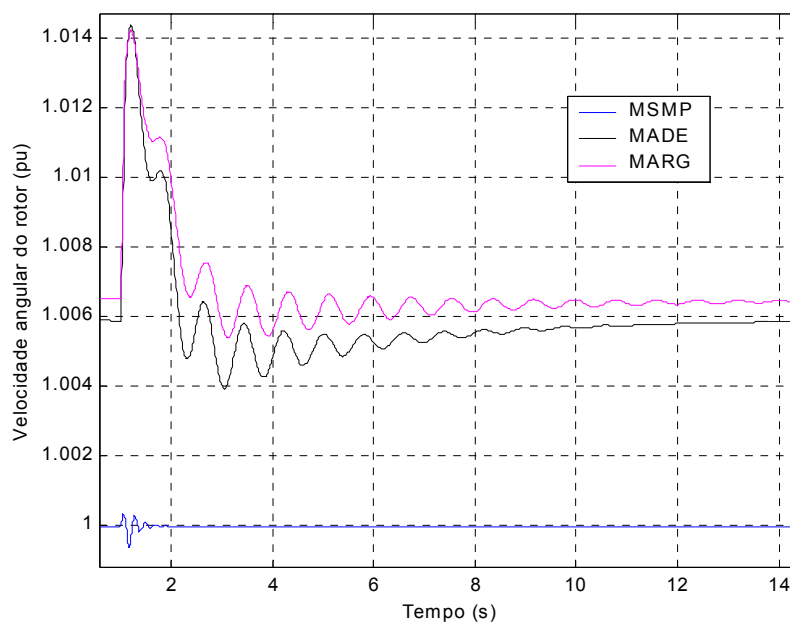


Figura 5.6 – Velocidade angular dos rotores dos geradores eólicos.

No caso do parque eólico com aerogeradores assíncronos de rotor em gaiola, o curto-circuito aplicado na barra 7 isola o mesmo e o seu banco de capacitores do resto do sistema. De acordo com a figura 5.3 pode-se verificar que essa tensão não cai totalmente a zero, isto devido a uma tensão residual relativa



ao banco de capacitores que supre a máquina. Nas máquinas síncronas com magneto permanente, e assíncronas duplamente excitadas, constata-se a atuação dos reguladores associados aos conversores estáticos, os quais fazem com que a tensão não caia e retorne ao valor antes da falta.

Através das figuras 5.4 e 5.6, respectivamente, verifica-se que no decorrer do curto-circuito as potências ativas e, portanto, os torques eletromecânicos associados aos geradores da rede decrescem, provocando a aceleração dessas máquinas. Contudo, de acordo com a figura 5.5, verifica-se que a potência reativa fornecida pelo parque eólico com gerador síncrono de magneto permanente sofre um acréscimo de modo a suprir a falta, enquanto que nas máquinas assíncronas, as mesmas deixam de solicitar reativo do sistema para que este seja fornecido para o curto-circuito.

Os conversores estáticos associados aos esquemas eólicos de velocidade variável proporcionam controle independente de reativos e potência ativa para o parque eólico, auxiliando na manutenção da margem de estabilidade transitória do mesmo e proporcionando que a potência reativa demandada durante a falta retorne ao seu valor de regime original.

### 5.3.2 – Retirada de Carga

Neste caso de contingência, foi retirada parte da carga do sistema de energia elétrica adotado. As simulações foram realizadas supondo-se que no instante  $t = 1\text{s}$  retira-se o bloco de cargas associado à barra 5. O tempo total de análise considerado no algoritmo foi de 15 s.

As figuras 5.7, 5.8, 5.9 e 5.10 representam os resultados desta simulação. Na figura 5.7 são mostradas as características de tensão nas barras de geração *versus* tempo; na figura 5.8 são mostradas as características de potência ativa fornecida pelos geradores eólicos *versus* tempo; na figura 5.9 são mostradas as características de potência reativa fornecida pelos geradores eólicos *versus* tempo; e na figura 5.10 são mostradas as características de velocidade angular dos rotores dos geradores eólicos *versus* tempo. Todas as características são apresentadas para as máquinas: síncrona com magneto permanente – MSMP; assíncrona com rotor em gaiola – MARG e assíncrona duplamente excitada –

MADE.

Analisando o gráfico de variação da tensão da figura 5.7, é observado que a retirada de carga provoca sobretensões nas barras de geração. Os reguladores de tensão associados aos conversores estáticos do gerador de magneto permanente e do gerador assíncrono duplamente excitado atuam fazendo com que suas tensões se estabilizem nos mesmos valores de regime permanente anteriores à retirada de carga, sendo que a máquina assíncrona duplamente excitada leva um tempo maior para se estabilizar em relação à síncrona de magneto permanente. Contudo, no caso da máquina assíncrona de rotor em gaiola, em esquema de velocidade fixa, ou seja, sem conversor, a tensão na mesma se eleva e, após a retirada de carga, se estabiliza em um novo valor de tensão em regime permanente, acima do anterior.

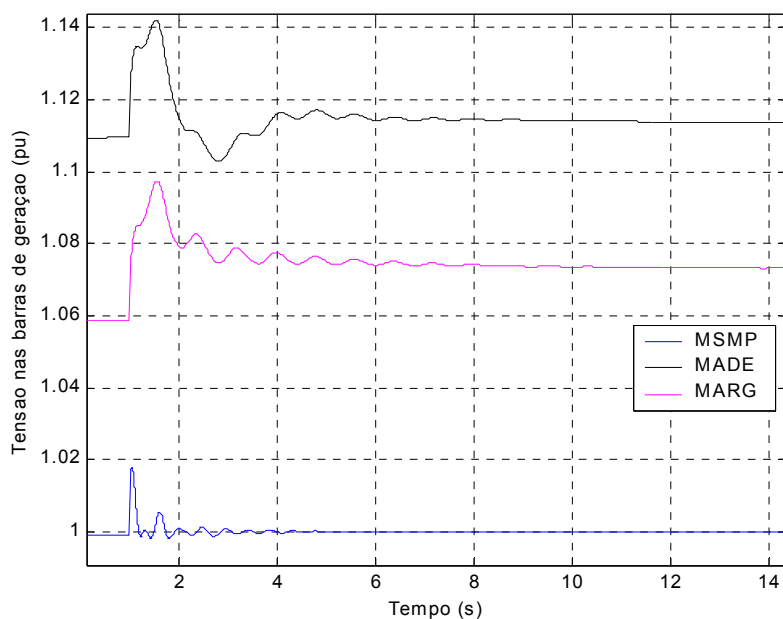


Figura 5.7 – Tensão na barra de geração eólica.

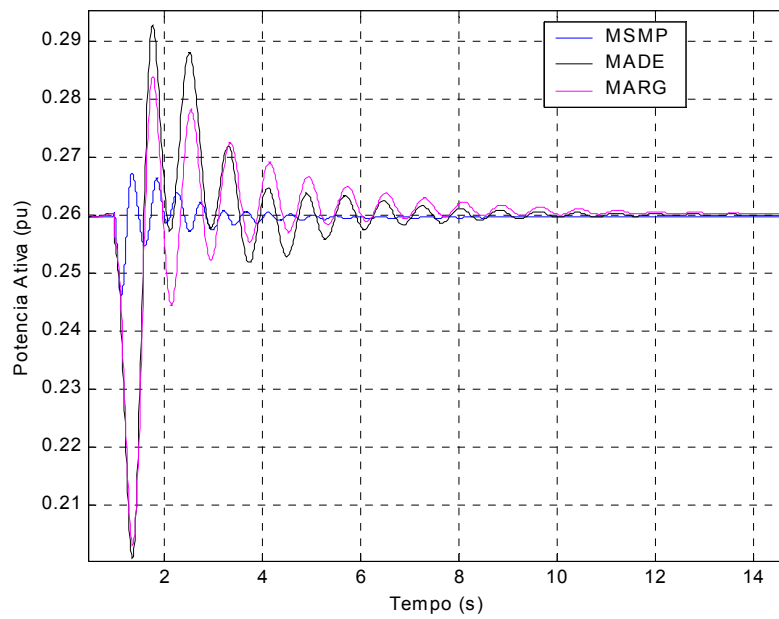


Figura 5.8 – Potência ativa fornecida pelos geradores eólicos.

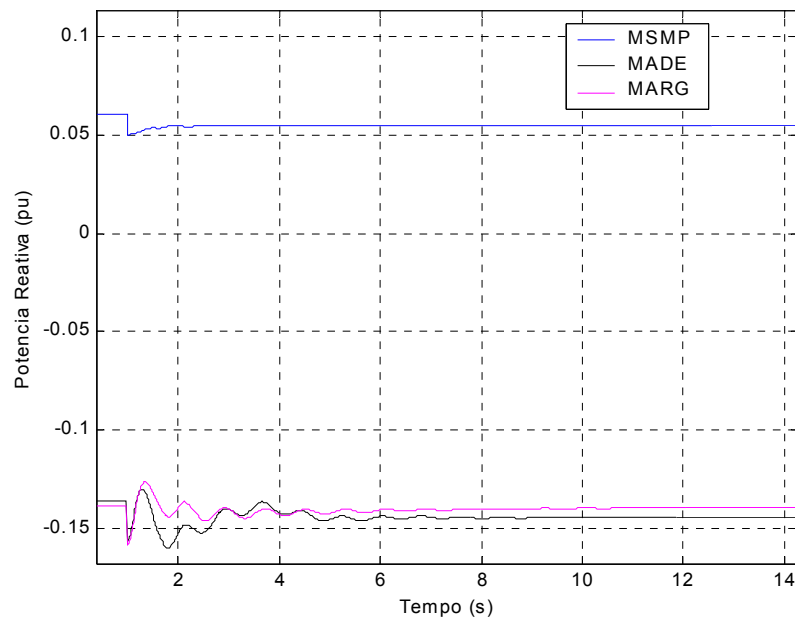


Figura 5.9 – Potência reativa fornecida pelos geradores eólicos.

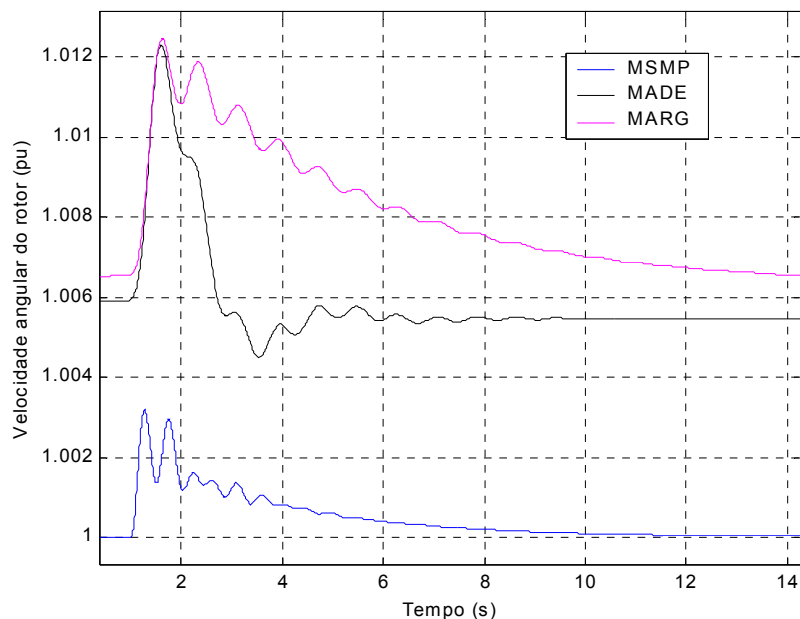


Figura 5.10 – Velocidade angular dos rotores dos geradores eólicos.

Analisando a figura 5.8, verifica-se que, no instante da retirada de carga na barra 5, as potências ativas das máquinas eólicas em questão diminuem. Os reguladores de velocidade associados aos conversores estáticos das máquinas em esquema de velocidade variável, MSMP e MADE, atuam de modo que haja o mínimo de variação de potência ativa – sendo que há mais variação de potência ativa na máquina assíncrona duplamente excitada do que na síncrona de magneto permanente. A máquina assíncrona de rotor em gaiola, como não tem conversor, é a que apresenta maior variação de potência ativa.

Pelo gráfico da figura 5.9, verifica-se que no instante da retirada de carga, a máquina síncrona com magneto permanente diminui o fornecimento de potência reativa. As máquinas assíncronas por sua vez tendem a utilizar o excedente de reativo da rede. Entretanto, no instante após a retirada da carga, o conversor da máquina assíncrona duplamente excitada atua aumentando a utilização de potência reativa da mesma no sentido de compensar o excedente de reativo da rede, que levaria a altos níveis de tensão nas barras de geração. No caso da máquina assíncrona com rotor em gaiola, esta volta a utilizar a mesma quantidade de reativo anterior à falta.

Em relação às velocidades angulares dos rotores das máquinas em questão, apresentadas na figura 5.10, pode ser observado que no instante da retirada de carga, as mesmas sofrem um aumento na velocidade do seu eixo. Os reguladores de velocidade da máquina síncrona de magneto permanente e da máquina duplamente excitada atuam de maneira a manter o mínimo de oscilação eletromecânica, fazendo com que as mesmas retornem à velocidade angular de regime anterior à contingência. As máquinas assíncronas com rotor em gaiola, sem conversor, levam mais tempo para atingir novamente a velocidade nominal de regime.

### 5.3.3 – Perda de Geração Convencional

Neste caso, é investigado o impacto, no sistema em estudo, da retirada de operação de uma parte da geração convencional a diesel. É retirado o gerador de 35,3 MVA, o qual está conectado na barra 3 .

As simulações foram realizadas supondo que no instante  $t = 1s$  é realizada a retirada de parte do sistema convencional. O tempo total de análise considerado no algoritmo foi de 20 s. Os resultados das simulações são apresentados nos gráficos das figuras 5.11 a 5.17.

A figura 5.11 mostra as características de tensão nas barras de geração *versus* tempo para as máquinas: síncrona com magneto permanente; assíncrona com rotor em gaiola e assíncrona duplamente excitada; as figuras 5.12 a 5.14 mostram as características de potência ativa *versus* tempo fornecida pelos geradores convencionais acionados com máquina a diesel comparadas, respectivamente, com a fornecida pelas máquinas: síncrona com magneto permanente; assíncrona duplamente excitada e assíncrona com rotor em gaiola; e a figura 5.15 mostra as características de potência ativa fornecida pelos geradores eólicos *versus* tempo para as máquinas: síncrona com magneto permanente; assíncrona com rotor em gaiola e assíncrona duplamente excitada.

A figura 5.16 mostra as características de potência reativa fornecida pelos geradores eólicos *versus* tempo para as máquinas: síncrona com magneto permanente; assíncrona com rotor em gaiola e assíncrona duplamente excitada. A figura 5.17 mostra as características da velocidade angular dos rotores dos

geradores eólicos *versus* tempo para as máquinas: síncrona com magneto permanente; assíncrona com rotor em gaiola e assíncrona duplamente excitada.

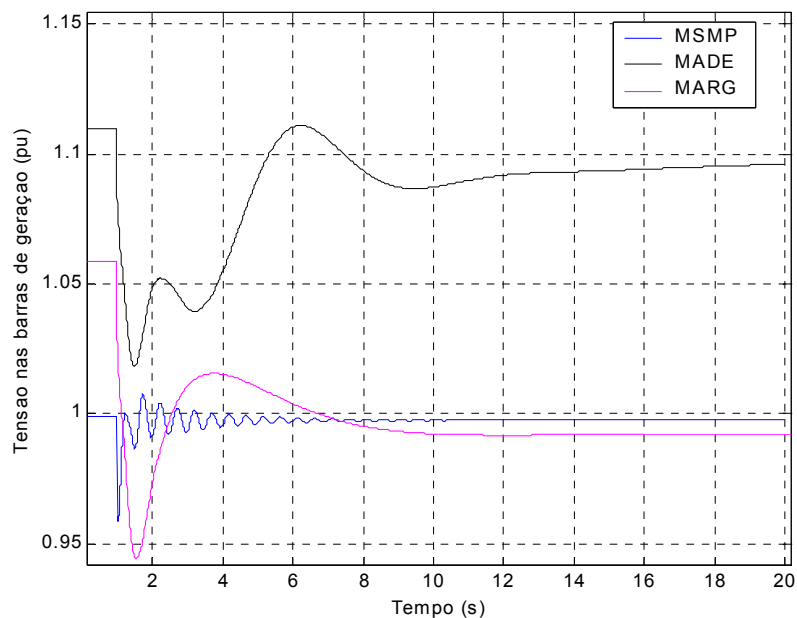


Figura 5.11 – Tensão na barra de geração eólica.

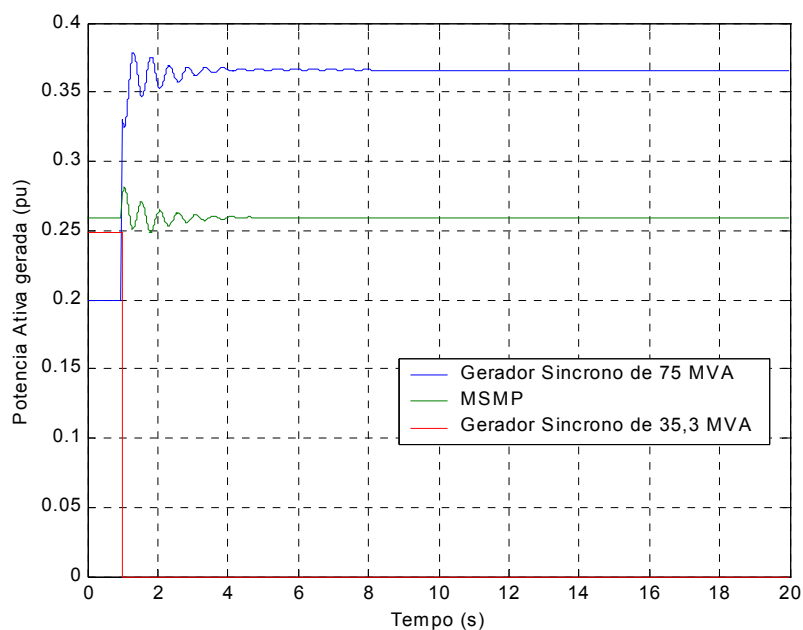


Figura 5.12 – Potência ativa fornecida pelos geradores convencionais acionados com máquina a diesel e pelo gerador síncrono com magneto permanente.

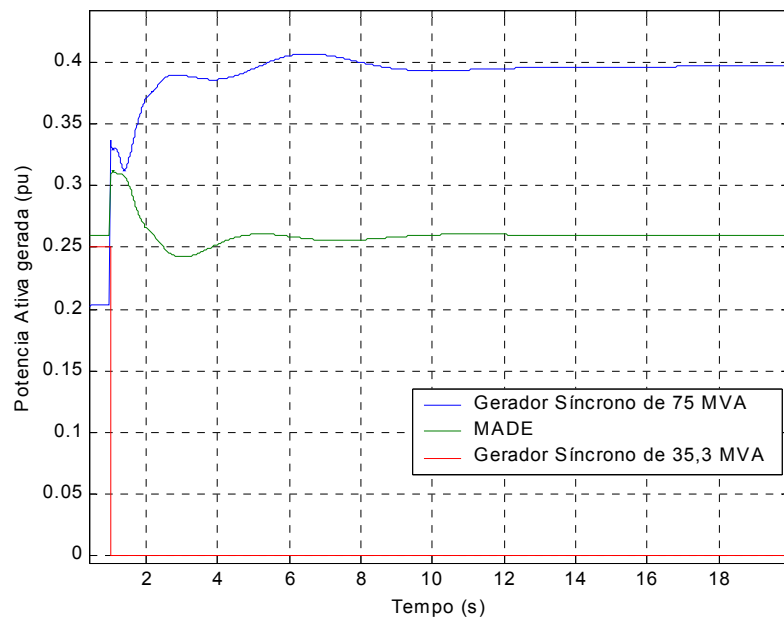


Figura 5.13 – Potência ativa fornecida pelos geradores convencionais acionados com máquina a diesel e pelo gerador assíncrono duplamente excitado.

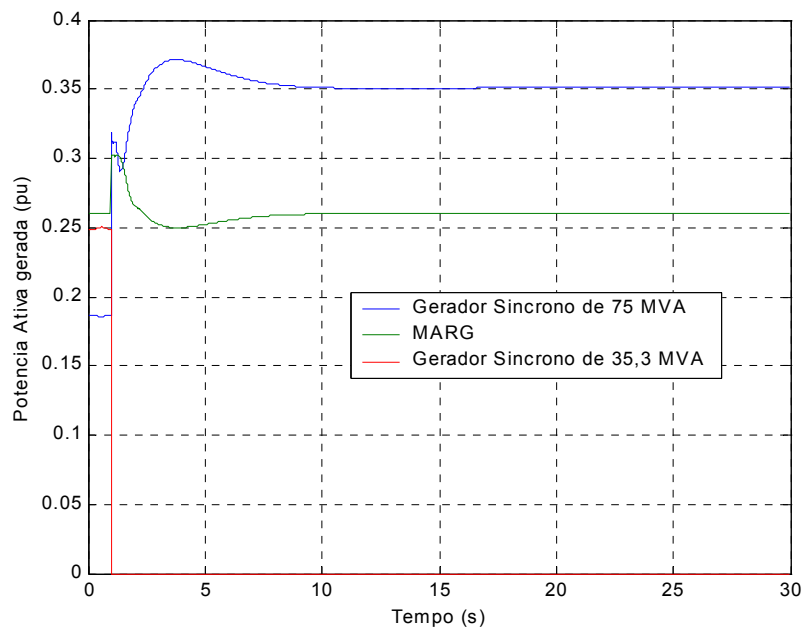


Figura 5.14 – Potência ativa fornecida pelos geradores convencionais acionados com máquina a diesel e pelo gerador assíncrono com rotor em gaiola.

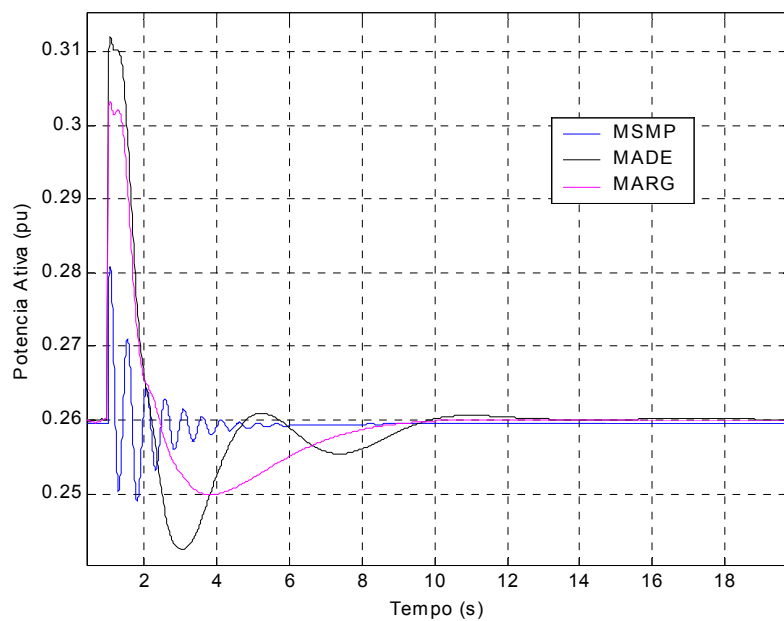


Figura 5.15 – Potência ativa fornecida pelos geradores eólicos.

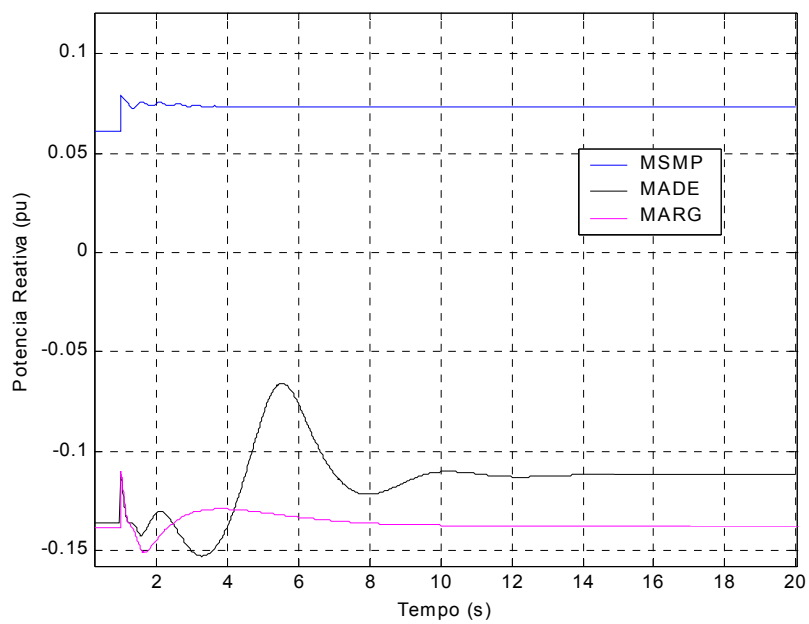


Figura 5.16 – Potência reativa fornecida pelos geradores eólicos.



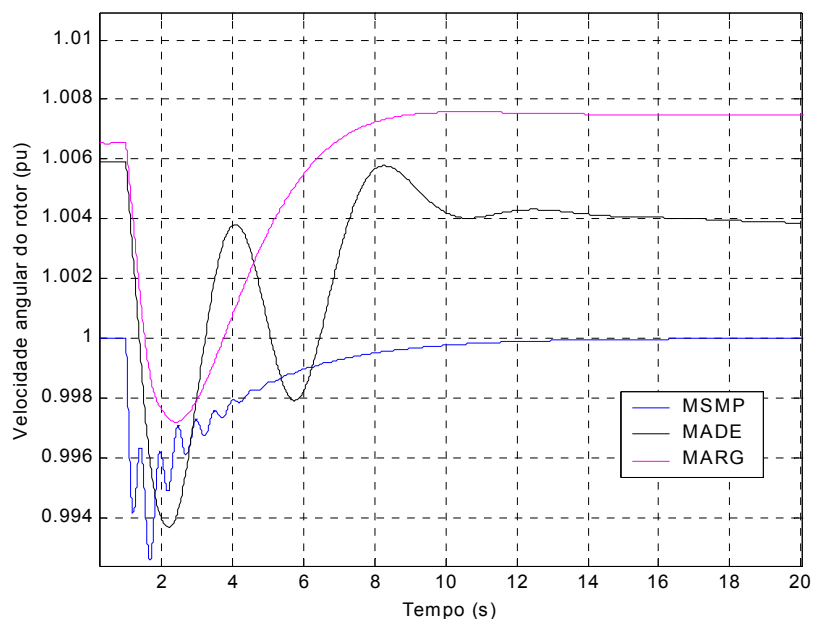


Figura 5.17 – Velocidade angular dos rotores dos geradores eólicos.

De acordo com a figura 5.11, após a retirada de parte da geração convencional, os níveis de tensão das barras de geração diminuíram, devido ao sistema operar com a potência demandada maior que a potência gerada. Os reguladores de tensão da máquina síncrona com magneto permanente e da máquina duplamente excitada atuam fazendo com que as tensões nas barras de geração eólica retornem para os valores de tensão de regime permanente, anteriores à contingência. Verifica-se que a máquina assíncrona duplamente excitada, comparada com a síncrona de magneto permanente, leva mais tempo para atingir o nível de tensão desejado. Para a máquina com rotor em gaiola, sem conversor, a retirada da geração convencional provocou uma diminuição no valor de tensão, e a mesma se estabiliza em um novo ponto de regime permanente, ou seja, um novo ponto de operação.

Analisando-se as potências ativas geradas, nos gráficos das figuras 5.12, 5.13, 5.14 e 5.15, verifica-se que no instante da retirada da máquina convencional de 35,3 MVA, as máquinas eólicas sofrem variações nas suas potências geradas. Contudo, o sistema convencional de 75 MVA compensa a falta da máquina retirada, fazendo com que as potências ativas dos parques eólicos retornem para os 26 MW gerados.

De acordo com a figura 5.16, a máquina síncrona com magneto permanente aumentou o fornecimento de potência reativa, e a máquina assíncrona duplamente excitada deixou de utilizar reativo, para que o mesmo fosse fornecido para o sistema. Em relação a máquina assíncrona com rotor em gaiola, a potência reativa oscila; porém, após a contingência, a máquina se estabiliza e volta a utilizar a mesma quantidade de reativo em regime permanente que anteriormente.

Analisando as velocidades angulares dos rotores das máquinas em questão, apresentadas na figura 5.17, verifica-se que as mesmas diminuem. Através do regulador de velocidade, a máquina síncrona de magneto permanente retorna para a velocidade angular de operação em regime permanente, enquanto que para a máquina assíncrona duplamente excitada o regulador atua e não consegue retornar para o valor de regime anterior à contingência. Esse fato é decorrente dos parâmetros dos reguladores de tensão utilizados serem experimentais. No caso da máquina assíncrona com rotor em gaiola, a sua velocidade retorna para o mesmo ponto de operação anterior à contingência, com um pequeno erro quanto ao valor, devido à mesma não possuir um regulador de velocidade (conversor de frequência) para zerar o referido erro de velocidade angular.

### 5.3.4 – Parâmetros dos Circuitos da Rede Elétrica Simulada

Os parâmetros dos circuitos que compõem a rede elétrica da figura 5.2 são os seguintes:

Circuito do Parque Eólico

<p><b>Transformador:</b>  Potência: 1.050 kVA ou 660 kVA  Tensão: 0,69/13,8 ou 0,69/33 kV</p>
<p><b>Linha de conexão:</b>  <math>X(p.u.)</math>: 0,0464  <math>R(p.u.)</math>: 0,0665</p>

## Circuito da Rede Elétrica Simulada

Circuito nº	Barra origem	Barra destino	$R$ (p.u.)	$X$ (p.u.)	Razão de TAP
1	1	6	0,246	1,036	
2	1	4	0,160	0,740	
3	4	6	0,194	0,814	
4	4	7	0,000	0,266	0,909
5	5	6	0,000	0,600	0,976
6	5	3	0,564	1,280	
7	3	7	1,446	2,100	
8	7	8	0,0665	0,0464	
9	8	2	0,000	0,9545	1,000
10	0	4	0,000	- 0,682	
11	0	1	0,000	- 0,59	
12	0	6	0,000	- 0,57	
13	0	2	0,000	(*)	

(\*) Na presença de parque eólico representado por aerogerador assíncrono, deve ser considerada a aplicação de um banco de capacitores na barra 2 com o valor de  $- 0,245$  p.u., quando o aerogerador é constituído com máquina com rotor em gaiola (MARG), ou o valor de  $- 0,27$  p.u., quando o aerogerador é constituído com máquina duplamente excitada (MADE).

### 5.3.5 – Parâmetros dos Geradores e dos Reguladores Adotados nas Simulações

#### 5.3.5.1 – Máquinas Síncronas Convencionais com Acionamento a Diesel

##### a) Gerador Síncrono nº 1

$S_n$ (MVA)	$V_n$ (kV)	$R_S$ (p.u.)	$X_d$ (p.u.)	$X_q$ (p.u.)	$X'_d$ (p.u.)
75	13,8	0,0031	1,050	0,980	0,185
$X''_d$ (p.u.)	$X'_q$ (p.u.)	$X''_q$ (p.u.)	$T'_{d0}$ (s)	$T''_{d0}$ (s)	$T''_{q0}$ (s)
0,130	0,360	0,130	6,100	0,038	0,099

$S_n$  – Potência nominal do gerador síncrono;

$V_n$  – Tensão nominal nos terminais do gerador síncrono;

$R_S$  – Resistência do estator da máquina síncrona;

$X_d$  – Reatância síncrona da máquina no eixo direto;

$X_q$  – Reatância síncrona da máquina no eixo em quadratura;

$X'_d$  – Reatância transitória da máquina no eixo direto;

$X'_q$  – Reatância transitória da máquina no eixo em quadratura;

$X''_d$  – Reatância subtransitória da máquina no eixo direto;

$X''_q$  – Reatância subtransitória da máquina no eixo em quadratura;

$T'_{d0}$  – Constante de tempo transitória em circuito aberto para o eixo direto;

$T''_{d0}$  – Constante de tempo subtransitória em circuito aberto para o eixo direto;

$T''_{q0}$  – Constante de tempo subtransitória em circuito aberto para o eixo em quadratura.

Parâmetros do Regulador de Velocidade (controle primário e secundário):

$R$ (p.u.)	$K_p$	$K_i$	$T$ (s)	$K_D$
0,050	0,5	30	0,08	1

$R$  – parâmetro de regulação primária do regulador, em  $p.u.Hz/p.u.kW$ ;

$K_p$  – constante de ganho do proporcionalizador, em  $p.u.kW/p.u.Hz$ ;

$K_i$  – constante de ganho do integrador, em  $p.u.kW/p.u.Hz$ ;

$T$  – constante de tempo relacionada ao atraso do sistema, em segundos;

$K_D$  – constante de ganho do atuador de combustível.

Parâmetros do Regulador de Tensão:

$K_R$	$T_R$	$K_A$	$T_A$ (s)	$K_F$
1	0,050	200	0,03	0,048
$T_F$ (s)	$K_E$	$T_E$ (s)	$E_{Fmin}$ (p.u.)	$E_{Fmax}$ (p.u.)
0,95	1	0,65	- 4	7

$K_R$  – constante de ganho do retificador;

$T_R$  – constante de tempo do retificador, em segundos;

$K_A$  - constante de ganho do amplificador;

$T_A$  - constante de tempo do amplificador, em segundos;

$K_F$  - constante de ganho da realimentação;

$T_F$  - constante de tempo da realimentação, em segundos;

$K_E$  - constante de ganho da excitatriz;

$T_E$  - constante de tempo da excitatriz, em segundos;

$E_{Fmin}$  - valor mínimo de tensão, em p.u.;

$E_{Fmax}$  - valor máximo de tensão, em p.u.

### b) Gerador Síncrono nº 2

$S_n$ (MVA)	$V_n$ (kV)	$R_S$ (p.u.)	$X_d$ (p.u.)	$X_q$ (p.u.)	$X'_d$ (p.u.)
35,30	13,8	0,0014	1,400	1,372	0,231
$X''_d$ (p.u.)	$X'_q$ (p.u.)	$X''_q$ (p.u.)	$T'_{d0}$ (s)	$T''_{d0}$ (s)	$T''_{q0}$ (s)
0,118	0,800	0,118	5,500	0,050	0,190

Parâmetros do Regulador de Velocidade (controle primário e secundário):

$R$ (p.u.)	$K_p$	$K_i$	$T$ (s)	$K_D$
0,050	0,5	30	0,08	1

Parâmetros do Regulador de Tensão:

$K_R$	$T_R$	$K_A$	$T_A$ (s)	$K_F$
1	0,050	200	0,03	0,048
$T_F$ (s)	$K_E$	$T_E$ (s)	$E_{Fmin}$ (p.u.)	$E_{Fmax}$ (p.u.)
0,95	1	0,65	- 4	7

### 5.3.5.2 – Máquina Síncrona Eólica com Magneto Permanente

$P_n$ (MW)	$V_n$ (V)	$R$ (p.u.)	$H$ (s)	$X_d$ (p.u.)	$X_q$ (p.u.)
2	690	0	1	1,014	0,77
$X'_d$ (p.u.)	$X'_q$ (p.u.)	$X''_d$ (p.u.)	$X''_q$ (p.u.)	n° de pólos	$\omega_r$ (rpm)
0,314	0,228	0,280	0,375	80	9-19

$P_n$  – Potência ativa nominal da máquina síncrona eólica;

$V_n$  – Tensão nominal nos terminais do gerador síncrono eólico;

$R_S$  – Resistência do estator da máquina síncrona eólica;

$H$  - Constante de inércia da máquina;

$X_d$  – Reatância síncrona da máquina no eixo direto;

$X_q$  – Reatância síncrona da máquina no eixo em quadratura;

$X'_d$  – Reatância transitória da máquina no eixo direto;

$X'_q$  – Reatância transitória da máquina no eixo em quadratura;

$X''_d$  – Reatância subtransitória da máquina no eixo direto;

$X''_q$  – Reatância subtransitória da máquina no eixo em quadratura;

$\omega_r$  – velocidade angular do rotor da máquina síncrona eólica.

Parâmetros da Turbina Eólica:

N ° de pás	Diâmetro do Rotor (m)	Vel. de entrada (m/s)	Vel. de saída (m/s)	Densidade do ar (kg/m <sup>3</sup> )	Constante de inércia H (s)
3	75	4	25	1,225	2,5

Parâmetros do Regulador de Velocidade (Conversor do lado da rede):

$K_{p1}$	$K_{i1}$	$K_{p2}$	$K_{i2}$
2	30	1	110

$K_{p1}$  - constante de ganho do proporcionalador 1;

$K_{i1}$  - constante de ganho do integrador 1;

$K_{p2}$  - constante de ganho do proporcionalador 2;

$K_{i2}$  - constante de ganho do integrador 2.

Parâmetros do Regulador de Tensão (Conversor do lado do gerador):

$K_{pQ}$	$K_{iQ}$
1	10

$K_{pQ}$  - constante de ganho do proporcionalador;

$K_{iQ}$  - constante de ganho do integrador;

### 5.3.5.3 – Máquinas Assíncronas Eólicas

#### a) Gerador Assíncrono com Rotor em Gaiola

$P_n$ (kW)	$V_n$ (V)	$R_1$ ( $\Omega$ )	$X_1$ ( $\Omega$ )	$R_2$ ( $\Omega$ )
1000	690	0,0026	0,0443	0,0031
$X_2$ ( $\Omega$ )	$X_m$ ( $\Omega$ )	$\omega_r$ (rpm)	N.º de pólos	
0,0346	1,64	1.800	4	

$P_n$  – Potência ativa nominal da máquina assíncrona eólica;

$V_n$  – Tensão nominal nos terminais do gerador assíncrono eólico;

$R_1$  – Resistência de fase do estator da máquina assíncrona eólica;

$R_2$  – Resistência de fase do rotor da máquina assíncrona eólica;

$X_1$  – Reatância de dispersão do estator;

$X_2$  – Reatância de dispersão do rotor;

$X_m$  – Reatância de magnetização;

$\omega_r$  – velocidade angular do rotor da máquina assíncrona eólica.

Parâmetros da Turbina Eólica:

N ° de pás	Diâmetro do Rotor (m)	Vel. de entrada (m/s)	Vel. de saída (m/s)
3	54,2	4	25
Densidade do ar (kg/m <sup>3</sup> )	Constante de inércia $H_a$	Relação de engrenagens	
1,225	6,3	69	

### b) Gerador Assíncrono Duplamente Excitado

$P_n$ (kW)	$V_n$ (V)	$R_1$ ( $\Omega$ )	$X_1$ ( $\Omega$ )	$R_2$ ( $\Omega$ )
1000	690	0,0067	0,03	0,0058
$X_2$ ( $\Omega$ )	$X_m$ ( $\Omega$ )	$\omega_r$ (rpm)	N.º de pólos	
0,0506	2,3161	1.800	4	

Parâmetros da Turbina Eólica:

N ° de pás	Diâmetro do Rotor (m)	Vel. de entrada (m/s)	Vel. de saída (m/s)
3	54,2	4	25
Densidade do ar (kg/m <sup>3</sup> )	Constante de inércia $H_a$	Relação de engrenagens	
1,225	6,3	69	

Parâmetros do Regulador de Velocidade:

$K_{pA}$	$K_{iA}$	$T_{iA}$ (s)
10	5	1

$K_{pA}$  - constante de ganho do proporcionalizador;

$K_{iA}$  - constante de ganho do integrador;

$T_{iA}$  – constante de tempo de atraso do regulador de velocidade, em segundos.

Parâmetros do Regulador de Tensão:

$K_{pt}$	$K_{it}$	$T_{it}$ (s)
5	1	1

$K_{pt}$  - constante de ganho do proporcionalizador;

$K_{it}$  - constante de ganho do integrador;

$T_{it}$  - constante de tempo de atraso do regulador de tensão, em segundos.

## 5.4 – Conclusão

Neste capítulo foi avaliado o comportamento de aerogeradores quanto aos aspectos de estabilidade transitória a grandes perturbações quando os mesmos operam em conjunto com unidades de geração convencionais.

Através da rede elétrica adotada, foram efetuadas diversas simulações da operação da mesma, admitindo a opção de conexão de parques eólicos distintos – parque eólico composto de aerogeradores com máquinas síncronas com magneto permanente ou com máquinas assíncronas duplamente excitadas, ambas em esquema de velocidade variável; ou máquinas assíncronas com rotor em gaiola em esquema de velocidade fixa. As simulações foram realizadas supondo a ocorrência de alguns tipos de contingências, visando avaliar os potenciais impactos da geração eólica no sistema de energia elétrica adotado.

A utilização dos reguladores de tensão das máquinas síncronas convencionais contribuiu para uma resposta rápida e eficiente das variações de potência reativa no sistema e, portanto, das variações de tensão nas barras, durante as simulações realizadas.



Os resultados obtidos nas simulações demonstram claramente o melhor desempenho dinâmico dos esquemas eólicos de velocidade variável em termos de controlabilidade do sistema de energia elétrica na frequência de ocorrência de contingências. Em comparação com a máquina assíncrona duplamente excitada, a síncrona de magneto permanente se estabiliza mais rapidamente. Tal desempenho foi proporcionado pela atuação quase instantânea dos reguladores associados aos conversores estáticos interligados à máquina.

As simulações realizadas também evidenciaram o desempenho do programa computacional apresentado, além da suficiente precisão dos modelos matemáticos utilizados para representar as máquinas girantes e os demais componentes da rede elétrica.

Finalmente, foram apresentados os parâmetros dos circuitos da rede elétrica, das máquinas síncronas e assíncronas, e dos reguladores de velocidade e tensão, utilizados no programa de simulação.

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSÕES

#### 6.1 – Considerações Finais

Neste trabalho foi apresentado o estudo do comportamento dinâmico dos aerogeradores de velocidade variável que utilizam as máquinas síncronas com magneto permanente, comparando-as com máquinas assíncronas duplamente excitadas e com rotor em gaiola.

Foi apresentada a evolução do mercado mundial de aerogeradores, iniciando pelo histórico dos primórdios da utilização da energia eólica, desde os primeiros construtores individuais, até os grandes fabricantes, mostrando a evolução dos aerogeradores e o cenário atual desse mercado mundial, com os maiores fabricantes, além da capacidade eólica global instalada no mundo e o crescimento ocorrido no ano de 2004.

Foram consideradas as condições favoráveis que viabilizam a utilização da geração eólica no Brasil, e os impactos da geração eólica na rede elétrica.

Na avaliação da estabilidade transitória, os modelos das turbinas eólicas, dos geradores e do sistema de energia elétrica considerado, juntamente com seus demais componentes, foram representados através de um modelo multi-máquinas. O método de integração de Runge-Kutta-Fehlberg foi utilizado para resolver as equações diferenciais dentro de um algoritmo que envolve as equações algébricas associadas, através do qual são obtidas as soluções das mesmas.

Foi implementado um programa computacional que considera o mesmo algoritmo anterior, desenvolvido em Linguagem MATLAB™ 6.1, com o objetivo de simular contingências aplicadas ao sistema de energia elétrica adotado. Com o auxílio do programa, foi desenvolvida a análise transitória do comportamento das três tecnologias de geradores consideradas: gerador síncrono com magneto permanente, gerador assíncrono duplamente excitado e gerador assíncrono com

rotor em gaiola, frente a algumas contingências do sistema, a saber: curto-circuito trifásico, retirada de carga e perda de geração convencional.

Os resultados obtidos nas simulações evidenciam o melhor desempenho dos esquemas eólicos que operam com velocidade variável em termos de controlabilidade do sistema de energia elétrica na frequência de ocorrência de contingências. Em comparação com a máquina assíncrona duplamente excitada, a máquina síncrona com magneto permanente se estabiliza mais rapidamente, mostrando seu melhor desempenho. Esse desempenho é proporcionado pela maior densidade de fluxo no entreferro da máquina, possibilitando um melhor funcionamento dinâmico, pelo menor momento de inércia e pela alta potência por unidade de volume, além da atuação quase instantânea dos reguladores associados aos conversores estáticos interligados à máquina.

As simulações também evidenciam o desempenho do programa computacional apresentado, além da suficiente precisão dos modelos matemáticos utilizados. No entanto, vale salientar que os resultados teriam sido mais realistas se os parâmetros dos geradores eólicos e de seus reguladores de tensão e velocidade não fossem estimados, ou seja, pudessem ser disponibilizados à comunidade acadêmico-científica, através de seus fabricantes – o que não ocorre com frequência.

## **6.2 – Recomendações para Trabalhos Futuros**

São propostos os seguintes temas e aprimoramentos para trabalhos futuros:

- Utilização de uma técnica de otimização através de inteligência artificial, com o intuito de calcular os ganhos ótimos para os reguladores de tensão e de velocidade, associados aos conversores estáticos utilizados em sistemas eólicos de velocidade variável;
- Análise da estabilidade transitória de aerogeradores interligados à rede elétrica, considerando os transitórios eletromagnéticos do estator da máquina;
- Implementação de melhorias no programa computacional, mesmo que utilizada outra linguagem de programação, de modo a possibilitar uma maior

flexibilidade da topologia do sistema elétrico a ser estudado, permitindo ao usuário a realização de alterações importantes de forma mais simples.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABB (2003). *Generators and drives for wind turbine applications*. Product Notes PM 304, Rev A, September 2003. Disponível em [http://www.abb.com/motors &drives](http://www.abb.com/motors&drives).
- AKHMATOV, V. (2003). *Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power*. Phd Thesis, Electric Power Engineering, Technical University of Denmark, Lyngby, Denmark.
- AKHMATOV, V.; NIELSEN, A. H.; PEDERSEN, J. K. and NYMANN, O. (2003). *Variable-speed wind turbines with multipole synchronous permanent magnet generators. Part I: Modeling in dynamic simulation tools*. Wind Engineering, Vol. 27, No 6, p. 531-48.
- AMORA, M. A. B. (2001). *Análise da interligação de parques eólicos a sistemas elétricos de potência*. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica PPGEE / CT / UFPA. Belém, Pará, Brasil. 157 p.
- ANDERSON, P. M. and FOUAD, A. A. (1994). *Analysis of faulted power systems*. The Iowa State University Press. 506 p.
- ARRILAGA, J. and ARNOLD, C. P. (1984). *Computer modeling of electrical power systems*. John Wiley & Sons. 419 p.
- BEZERRA, P. e SIMÕES, V. (1997). *Avaliação do impacto elétrico da inserção de centrais eólicas no sistema CHESF*. XIV SNTPEE, Belém, Pará, Brasil.
- BWEA (2005). The British Wind Energy Association. Disponível em <http://www.bwea.com/offshore/worldwide.html>.
- CARLSON, O.; GRAUERS, A.; SVENSSON, J.; et alii. (1994). *A comparison between electrical systems for variable speed operation of wind turbines*. European Wind Energy Association Conference and Exhibition (EWEC'94). Proceedings. October, Greece, p. 500-5.
- CHALMERS, B. J.; WU, W. and SPOONER, E. (1999). *An axial -flux permanent-magnet generator for a gearless wind energy system*. IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 14, No 2, p. 251- 7.

- CIGRE (2000). *Modeling new forms of generation and storage*. Technical Brochure TF38. 01. 10. 123 p.
- CONNOR, B. and LEITHEAD, W. E. (1997). *Performance assessment of variable speed wind turbines*. Opportunities and Advances in International Power Generation. Proceedings. March, Durkan, UK, p. 65-8.
- DUBOIS, M. R. (2000). *Review of electromechanical conversion in Wind turbines*. Report EPP00.R03, TU Delft, Faculty ITS, Group Electrical Power Processing, 93 p.
- FEITOSA, E. A. N.; BRONZEADO, H. S.; ROSAS P. A. C.; *et alii*. (1998). *Behavior of wind turbines under brazilian wind conditions and their interaction with the grid*. 8<sup>th</sup> International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP'98). Proceedings. October, Athens, Greece. p. 906-10.
- FERREIRA, A. M. D. *et alii*. (2002). *Programa de simulação multimáquinas para análise de estabilidade dinâmica de sistemas elétricos de potência*. Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal do Pará. p. 10.
- GIPE, P. (1995). *Wind energy comes of age*. John Wiley & Sons, 560 p.
- GOMES, P.; SCHILLING, M. T.; LIMA, J. W. M. e MARTINS, N. (1999a). *Geração Distribuída: Vantagens, Problemas e Perspectivas*, XV SNPTEE, Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil. 5 p.
- GOMES, P.; SCHILLING, M. T.; LIMA, J. W. M. e MARTINS, N. (1999b). *A influência de produtores independentes de energia (PIE's) no desempenho do sistema elétrico brasileiro*, XV SNPTEE, Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil. 7 p.
- GONZÁLEZ, C. J. C. (2001). *Análisis y simulación de sistemas eólicos aislados*. Tesis Doctoral, Ingeniería Eléctrica. Universidad de Vigo, España. 342 p.
- GRAUERS, A. (1996a). *Generators for gearless wind energy converters*. Proc of European Union Wind Energy Conference and Exhibition, Göteborg, Sweden, May, pp. 418-21.

- GRAUERS, A. (1996b). *Design of direct-driven permanent magnet generators for wind turbines*. Technical Report No. 292, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 133 p.
- GSÄNGER, S. (2003). *Status and perspective of the wind industry: an international overview*, World Wind Energy Association (WWEA). Disponível em [http://www.wwindea.org/pdf/WWEA\\_InternationalOverview.pdf](http://www.wwindea.org/pdf/WWEA_InternationalOverview.pdf).
- INGENERÍA ENERGÉTICA (2002). Disponível em <http://personales.ya.com/universal/TermoWeb/EnergiasAlternativas/eolica/index.html>.
- JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D. and STRBAC, G. (2000). *Embedded Generation*. United Kingdom. Copyright. 260 p.
- KARINIOTAKIS, G. N. and STAVRAKAKIS, G. S. (1995). *A general simulation algorithm for the accurate assesement of isolated diesel – wind turbines systems interaction. Part II: Implementation of the algorithm and case studies with induction generators*. IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 10, No 3, September, p. 584-90.
- KARINIOTAKIS, G. N. et alii. (2004). *Digital models for micro sources*. In: Large Scale Integration of Micro Generation to Low Voltage Grids. Contract No ENK-CT-2002-00610. 94 p.
- KRAUSE, P. C.; WASYNCZUK, O. and SUDHOFF, S. D. (1994). *Analysis of electric machinery*. Piscataway, NJ, IEEE PRESS, p. 564.
- KUNDUR, P. (1994). *Power system stability and control*. New York: McGraw Hill, 1176 p.
- LAFOZ, M. (2000). *Nuevas tecnologías en sistemas eólicos de generación de energía eléctrica*. Energía. p. 129-35.
- LAMPOLA, P. (2000). *Direct-driven, low-speed permanent-magnet generators for wind power applications*. Acta Polytechnica Scandinavica, Electrical Engineering Series, Finish Acad. Technol., issue EI 101, pp. 2-62.
- LARSSON, A. (2000). *The power quality of wind turbines*. Phd Thesis, Chalmers University of Technology, School of Electrical and Computer Engineering, Göteborg, Sweden. 166 p.

- LEDESMA, P. (2001). *Análisis dinámico de sistemas eléctricos con generación eólica*. PhD Tesis. Escuela Politécnica Superior, Universidad Carlos III de Madrid. 200 p.
- MULJADI, E.; BUTTERFIELD, C. P. and WAN, Y. H. (1998). *Axial flux, modular, permanent-magnet generator with a toroidal winding for wind turbine applications*. Proc IEEE Industry Applications Conference, St. Louis, USA, Oct., Vol. 1, p. 174-8.
- NAZARENO, I. S. (2003). *Método dinâmico para detecção do PEBS e “shadowing method” para cálculo do ponto de equilíbrio de controle em estudos de estabilidade transitória*. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos, USP. São Carlos, São Paulo, Brasil. 134 p.
- NÓBREGA, A. P. e POMPERMAYER, M. L. (2002). *Energia eólica no atual contexto do setor elétrico brasileiro*. XV SENDI, Salvador, Bahia, Brasil. 9 p.
- NREL (2004). *Northern power systems windPACT drive train alternative design study report*. Subcontractor Report, NREL/SR-500-35524, Contract No DE-AC36-99-GO10337.
- NUNES, M. V. A.; ZÜRN, H. H.; e BEZERRA, U. H. (2002). *Inclusão do modelo de duas massas na análise da estabilidade dinâmica de sistemas eólicos integrados a redes elétricas*. Anais do XIV Congresso Brasileiro de Automática, Setembro, Natal, Rio Grande do Norte, Brasil, p. 1194-9.
- NUNES, M. V. A. (2003). *Avaliação do comportamento de aerogeradores de velocidade fixa e variável integrados em redes elétricas fracas*. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, SC. 224 p.
- NUNES, M. V. A.; ZÜRN, H. H.; BEZERRA, U. H.; PEÇAS LOPES, J. A. and ALMEIDA, R. G. (2004). *Influence of the variable speed wind generators in transient stability margin of the conventional generators integrated in electrical grids*. IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 19, No 4, p. 692-701.



- PAPATHANASSIOUS, S. A. and PAPADOPOULOS, M. P. (2001). *Mechanical stresses in fixed-speed wind turbines due to network disturbance*. IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 16, No 4, p. 361-7.
- POLINDER, H.; DE HAAN, S. W. H.; DUBOIS, M. R. and SLOOTWEG, J. G. (2004) *Basic operation principles and electrical conversion systems of wind turbines*. Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics (NORPIE '04). Proceedings. Trondheim, Norway, June, p. 9.
- POLLER, M. e ACHILLES, S.; (2003). Direct Drive Synchronous Machine Model for Stability Assessment of Wind Farm. In Proc. Of Fourth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Billund, Denmark, p.9.
- PRICE, W. W.; CHIANG, H. D.; CONCORDIA, C. *et alii* (1993). *Load representation for dynamic performance analysis*. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 8, No 2, May, p. 472-82.
- ROSAS, P. A. C. e ESTANQUEIRO, A. I. (2003). *Guia de projeto elétrico de centrais eólicas. Vol. I: Projeto elétrico básico e impacto de centrais eólicas na rede elétrica*. Centro Brasileiro de Energia Eólica. Recife, Pernambuco. 51p.
- SHARMA, H.; ISLAM, S. and NAYAR, C. V. (2000). *Power quality simulation of a variable speed wind generator connected to a weak grid*. Paper 0-7803-6499-6/00/\$10.00 2000 IEEE, p. 988-93.
- SILVA, S. R. (2002). *Energia eólica*. DEE/UFMG. Minas Gerais, Belo Horizonte, Brasil. 20 p.
- SILVA, T. M. V. (2003). *Impacto de usinas eólio-elétricas em um sistema de subtransmissão-distribuição em regime permanente*. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica PPGEE/CT/UFC, Fortaleza, Ceará, Brasil. 157 p.
- SILVA, T. M. V and FILGUEIRAS, A. R. (2003). *Wind energy in Brazil – present and future*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 7 p.
- SLOOTWEG, J. G.; POLINDER, H. and KLING, W. L. (2001a). *Inicialization of wind turbines models in power systems dynamics simulations*. IEEE PORTO

- POWER TECH CONFERENCE. Proceedings. September, 2001, Porto, Portugal, p. 6.
- SLOOTWEG, J. G.; de HAAN, S. W. H.; POLINDER, H. and KLING, W. L. (2001b). *Modeling wind turbines in power system dynamics simulations*. POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING. Proceedings. July, 2001, Vol. 1, p. 6.
- SLOOTWEG, J. G.; POLINDER, H. and KLING, W. L. (2001c). *Dynamic modeling of a wind turbine with direct drive synchronous generator and back to back voltage source converter and its controls*. EUROPEAN WIND ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION. July, 2001, Copenhagen, Denmark.
- SLOOTWEG, J. G.; DE HAAM, S. W. H.; POLINDER, H. *et alii*. (2002). *Aggregated modelling turbines in power system dynamics simulations*. 14<sup>th</sup> PSCC. Proceedings. June, 2002, Sevilla, Spain.
- SLOOTWEG, J. G. (2003). *Wind power: modelling and impact on power system dynamics*. Phd Thesis, Delft University of Technology, Delft, Netherlands.
- SPOONER, E.; WILLIAMSON, A .C. and CATTO, G. (1996). *Modular design of permanent-magnet generators for wind turbines*. IEE Proc Electric Power Applications, Vol. 143, No 5, p. 388-95.
- STAVRAKAKIS, G. S. and KARINIOTAKIS, G. N. (1995). *A general simulation algorithm for the accurate assesement of isolated diesel - wind turbines systems interaction. Part I: A general multimachine power system model*. IEEE Trans. on Energy Conversion. Vol. 10. No 3, September, p. 577- 83.
- SVENSSON, J. (1998). *Grid connected voltage source converter-control principles and wind energy applications*. PhD Thesis. Department of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden.
- TRADENER (2000). *Setor elétrico brasileiro*. Disponível em [http://www.tradener.com.br/seb\\_ie.php](http://www.tradener.com.br/seb_ie.php), 3 p.
- VAZ, P. (1992). *Electrical machines and drives: a space-vector theory approach*. Clarendon Press, Oxford. 808 p.
- VAZ, P. (1998). *Sensorless vector and direct torque control*. Oxford Science Publications.

- WEH, H. (1995). *Transverse flux (TF) machines in drive and generator application*. Proc IEEE Power Tech. International Symposium on Electric Power Engineering, Stockholm, Sweden, Vol. 1, p. 75-80.
- WESTLAKE, A. J. G.; BUMBY, J. R. and SPOONER, E. (1996). *Damping the power-angle oscillations of a permanent-magnet synchronous generator with particular reference to wind turbine applications*. IEE Proc. Electr. Power Appl. Vol. 143, No 3, May. 12 p.
- WINDPOWER (2005). Disponível em <http://www.windpower.org>.
- WU, W.; RAMSDEN, V. S.; CRAWFORD, T. and HILL, G. (2000). *A low-speed, high-torque, direct-driven permanent magnet generator for wind turbines*. In IEEE Industry Applications Conference Record, Rome, Italy, Oct., Vol. 1, pp. 147-54.