

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

TESE DE DOUTORADO

OTIMIZAÇÃO DE CONTROLADORES UTILIZANDO ALGORITMOS GENÉTICOS  
PARA MELHORIA DA CAPACIDADE DE SOBREVIVÊNCIA A AFUNDAMENTOS DE  
TENSÃO DE AEROGERADORES DE INDUÇÃO DUPLAMENTE EXCITADOS

JOÃO PAULO ABREU VIEIRA

TD 11/2009

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
2009



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JOÃO PAULO ABREU VIEIRA

OTIMIZAÇÃO DE CONTROLADORES UTILIZANDO ALGORITMOS GENÉTICOS PARA  
MELHORIA DA CAPACIDADE DE SOBREVIVÊNCIA A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO DE  
AEROGERADORES DE INDUÇÃO DUPLAMENTE EXCITADOS

TD 11/2009

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JOÃO PAULO ABREU VIEIRA

OTIMIZAÇÃO DE CONTROLADORES UTILIZANDO ALGORITMOS GENÉTICOS PARA  
MELHORIA DA CAPACIDADE DE SOBREVIVÊNCIA A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO DE  
AEROGERADORES DE INDUÇÃO DUPLAMENTE EXCITADOS

Tese submetida à Banca Examinadora  
do Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica da UFPA para a  
obtenção do Grau de Doutor em  
Engenharia Elétrica

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
2009

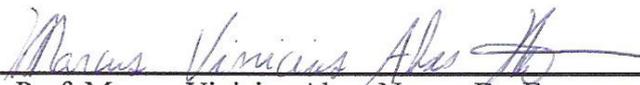
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**OTIMIZAÇÃO DE CONTROLADORES UTILIZANDO ALGORITMOS  
GENÉTICOS PARA MELHORIA DA CAPACIDADE DE SOBREVIVÊNCIA A  
AFUNDAMENTOS DE TENSÃO DE AEROGERADORES DE INDUÇÃO  
DUPLAMENTE EXCITADOS**

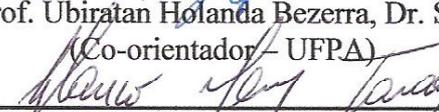
AUTOR: JOÃO PAULO ABREU VIEIRA

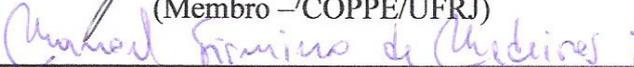
TESE DE DOUTORADO SUBMETIDA À AVALIAÇÃO DA BANCA  
EXAMINADORA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO  
EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ E  
JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

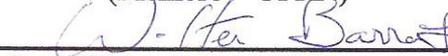
APROVADA POR:

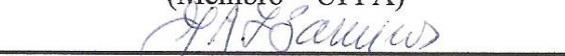
  
\_\_\_\_\_  
Prof. Marcus Vinicius Alves Nunes, Dr. Eng.  
(Orientador – UFPA)

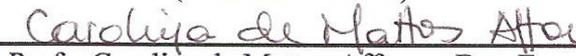
  
\_\_\_\_\_  
Prof. Ubiratan Holanda Bezerra, Dr. Sc.  
(Co-orientador – UFPA)

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Glauco Nery Taranto, Ph. D.  
(Membro – COPPE/UFRJ)

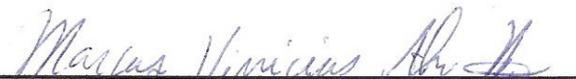
  
\_\_\_\_\_  
Prof. Manoel Firmino de Medeiros Júnior, Dr. Ing.  
(Membro – UFRN)

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Walter Barra Júnior, Dr. Eng.  
(Membro – UFPA)

  
\_\_\_\_\_  
Prof. José Augusto Lima Barreiros, Dr. Eng.  
(Membro – UFPA)

  
\_\_\_\_\_  
Profa. Carolina de Mattos Affonso, Dra. Eng.  
(Membro – UFPA)

VISTO:

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Marcus Vinicius Alves Nunes, Dr. Eng.  
(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

## DEDICATÓRIA

*In memoriam*

*Dedico esta Tese ao meu pai, pela sua  
grandeza de espírito e por tudo que fez  
na vida para me proporcionar esta  
conquista.*

## AGRADECIMENTOS

- Meus sinceros agradecimentos aos professores Marcus Vinicius Alves Nunes e Ubiratan Holanda Bezerra, pelos seus conselhos, amizade, e pelas frequentes orientações no desenvolvimento deste trabalho;
- Aos professores Glauco Nery Taranto, Manoel Firmino de Medeiros Júnior, Walter Barra Júnior, José Augusto Lima Barreiros e Carolina de Mattos Affonso, que com suas recomendações ajudaram a melhorar ainda mais este trabalho;
- Aos demais professores, colegas e funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará, pelo agradável convívio durante estes anos de curso;
- A Universidade Federal do Pará que me proporcionou o suporte financeiro necessário e o acesso aos meios essenciais para o desenvolvimento desta Tese;
- A minha mãe Maria do Socorro e aos meus irmãos Daiana e Dione, que me deram forças em todos os momentos do desenvolvimento desta Tese, e a minha esposa Lena, pelo encorajamento e estímulo para que este trabalho fosse concluído;
- A todos que contribuíram, de forma direta ou indireta, na elaboração deste trabalho.

## RESUMO

Na presente tese propõe-se uma metodologia de ajuste ótimo dos controladores do conversor interligado ao rotor de aerogeradores de indução duplamente excitados (DFIG), utilizando algoritmos genéticos (AG), com o objetivo de melhorar a segurança e a robustez do sistema elétrico de potência, permitindo que os aerogeradores DFIG participem da gestão técnica do sistema. Para garantir este objetivo, é utilizada uma estratégia de proteção do tipo “*crow-bar*” durante a falta, mantendo o conversor interligado ao rotor conectado à máquina. Imediatamente após a eliminação da falta, o “*crow-bar*” é desativado, e simultaneamente os controladores ótimos do conversor interligado ao rotor são acionados, previamente ajustados pelo AG, a fim de melhorar a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão “*ride-through capability*” e a margem de estabilidade global do sistema elétrico. Para validação da metodologia ótima desenvolvida foram realizadas simulações computacionais utilizando uma rede elétrica real, em três condições operacionais distintas.

**PALAVRAS-CHAVES:** Aerogeradores de indução duplamente excitados, capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão, estabilidade transitória, estabilidade a pequenas perturbações, controle de tensão, proteção do tipo “*crow-bar*”, ajuste de controles, algoritmos genéticos.

## ABSTRACT

It is proposed in this thesis a methodology to obtain optimal controllers gains for the rotor-side converter of doubly fed induction generators (DFIGs) using a genetic algorithm approach. The main objective is to enhance the operational security and robustness of the power system, by a more effective contribution of the DFIG controllers to the system controllability. To reach this goal, the crow-bar protection scheme is activated during the fault period when severe voltage sags occur in order to maintain the rotor-side converter connected to the DFIG. Immediately after the fault is cleared the crow-bar protection scheme is deactivated and simultaneously the rotor-side converter optimal controllers are turned on which permits the improvement of the converter ride-through capability and also contribute to enhance the overall power system stability margin. The effectiveness of this proposed methodology was assessed for the DFIG-based plants using a real electrical network, in three different operational conditions.

**KEYWORDS:** Wind Generators, doubly fed induction generators, ride-through capability, transient stability, small signal stability, voltage control, crow-bar, control tuning, genetic algorithm.

## SUMÁRIO

1	CAPÍTULO .....	1
1.1	Introdução .....	1
1.2	Revisão Bibliográfica .....	4
1.3	Objetivo Geral.....	12
1.4	Contribuições do Trabalho.....	12
1.5	Lista de Publicações.....	13
1.6	Estrutura do Trabalho .....	14
2	CAPÍTULO .....	16
2.1	Introdução .....	16
2.2	Principais Tecnologias de Aerogeradores.....	16
2.2.1	Aerogerador de Indução em Gaiola.....	18
2.2.2	Aerogerador Síncrono.....	19
2.2.3	Aerogerador de Indução Duplamente Excitado.....	20
2.3	Requisitos Técnicos Exigidos aos Parques Eólicos do Brasil .....	21
2.3.1	Capacidade de Sobrevivência a Afundamentos de Tensão .....	22
2.4	Solução de Alguns Fabricantes de Aerogeradores .....	24
2.4.1	General Electric .....	24
2.4.2	ABB .....	24
2.4.3	Vestas .....	25
2.5	Conclusões .....	26
3	CAPÍTULO .....	27
3.1	Introdução .....	27
3.2	Representação do Gerador de Indução em Estudos de Estabilidade Transitória.....	28
3.3	Desenvolvimento em p.u. da Modelagem do Gerador de Indução.....	29
3.4	Modelagem do Gerador de Indução Duplamente Excitado (DFIG).....	31
3.4.1	Modelo de Ordem Reduzida.....	32
3.4.2	Modelo Detalhado .....	34
3.5	Modelo Dinâmico da Turbina Eólica.....	41
3.6	Curva Ótima de Potência .....	44
3.7	Representação do Sistema do Eixo Mecânico .....	45
3.7.1	Modelo de Massa Global.....	46
3.7.2	Modelo de Duas Massas .....	46
3.8	Cálculo das Condições Iniciais do Modelo do Gerador DFIG .....	50
3.9	Conclusões .....	53
4	CAPÍTULO .....	55
4.1	Introdução .....	55
4.2	Estratégias de Controle .....	55

4.2.1	Estratégias de Controle do Conversor (C1) Interligado ao Rotor .....	56
4.2.2	Estratégias de Controle do Conversor (C2) Interligado à Rede Elétrica.....	61
4.3	Dimensionamento do Capacitor do “link” CC e do Filtro do Conversor C2.....	65
4.4	Ajuste dos Controladores por Alocação de Pólos.....	67
4.4.1	Malhas de Controle das Correntes do Rotor.....	67
4.4.2	Malha do Controle da Velocidade do Rotor.....	69
4.4.3	Malha de Controle da Tensão Terminal .....	70
4.4.4	Malhas de Controle das Correntes do Conversor Interligado à Rede (C2) .....	72
4.4.5	Malhas de Controle da Tensão do “link” CC .....	73
4.5	Estratégia de Proteção do Tipo “Crow-bar” .....	74
4.6	Conclusões .....	77
5	CAPÍTULO .....	78
5.1	Introdução .....	78
5.2	Algoritmos Genéticos .....	78
5.3	Descrição da Implementação Básica dos Algoritmos Genéticos.....	80
5.4	Representação das Variáveis Independentes no Cromossomo .....	82
5.5	Geração da População Inicial de Indivíduos no AG.....	83
5.6	Operador de Seleção .....	84
5.6.1	“Ranking” Geométrico Normalizado.....	85
5.7	Operadores Genéticos .....	85
5.8	Operador Genético de Cruzamento.....	86
5.8.1	Cruzamento Aritmético .....	87
5.9	Operador Genético de Mutação .....	88
5.10	Elitismo .....	89
5.11	Ajuste Ótimo de Controladores de Aerogeradores DFIG .....	89
5.12	Conclusões .....	93
6	CAPÍTULO .....	94
6.1	Introdução .....	94
6.2	Parâmetros do Algoritmo Genético .....	94
6.3	Rede Elétrica.....	95
6.4	Análise de Resultados .....	96
6.5	Conclusões .....	112
7	CAPÍTULO .....	114
7.1	Conclusões Gerais.....	114
7.2	Perspectivas de Futuros Trabalhos .....	115

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 - Potência Global Instalada em (MW) de Parques Eólicos ao longo dos anos (WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION, 2009).....	2
Figura 2.1 - Diagramas das Principais Tecnologias de Aerogeradores, (a) Gerador de Indução em Gaiola; (b) Gerador de Indução Duplamente Excitado e (c) Gerador Síncrono.....	17
Figura 2.2 - Curva de Capacidade a Afundamentos de Tensão adotada pelo ONS .....	22
Figura 2.3 - Curvas de Capacidade a Afundamentos de Tensão adotadas em alguns Operadores de Rede da Europa .....	23
Figura 2.4 - Curva de Capacidade a Afundamentos de Tensão adotada pela ABB para faltas simétricas.....	25
Figura 2.5 - Curva de Capacidade a Afundamentos de Tensão adotada pela Vestas para faltas simétricas.....	26
Figura 2.6 - Intervalo de Tempo que o Aerogerador pode Suportar no caso de dois defeitos consecutivos na Rede Elétrica .....	26
Figura 3.1 - Sistema do Aerogerador DFIG Simulado.....	38
Figura 3.2 - Influência da Modelagem da Máquina DFIG na Resposta das Correntes do Estator ao longo dos eixos $d-q$ .....	39
Figura 3.3 - Influência da Modelagem da Máquina DFIG na Resposta da Corrente Equivalente do Rotor.....	39
Figura 3.4 - Influência da Modelagem da Máquina DFIG no Comportamento do Torque Eletromagnético.....	40
Figura 3.5 - Influência da Modelagem da Máquina DFIG no Comportamento da Velocidade do Rotor.....	40
Figura 3.6 - Curva Ótima de Potência Definida para DFIG de 2 MW para um Ângulo de Passo de $0^\circ$ .....	44
Figura 3.7 - Representação Esquemática do Sistema do Eixo Mecânico do Gerador de Indução .....	45
Figura 3.8 - Representação Esquemática do Sistema do Eixo Mecânico do Gerador de Indução pelo Modelo de Duas Massas .....	47
Figura 3.9 - Influência da Modelagem do Sistema do Eixo Mecânico do Aerogerador DFIG na Resposta da Velocidade do Rotor.....	49
Figura 3.10 - Influência da Inicialização da Modelagem do Aerogerador DFIG na Resposta da Potência Ativa do Estator .....	52
Figura 3.11 - Influência da Inicialização do Modelo do Aerogerador DFIG na Resposta da Tensão Terminal.....	53
Figura 4.1 - Esquema de Controle dos Aerogeradores DFIG.....	56
Figura 4.2 - Diagrama Vetorial do Controle de Corrente do Conversor C1 .....	57
Figura 4.3 - Diagrama de Blocos de Controle do Conversor C1.....	60
Figura 4.4 - Esquema de Controle das Chaves IGBT.....	61
Figura 4.5 - Diagrama de Blocos de Controle do Conversor C2.....	63
Figura 4.6 - Diagramas de Blocos das Malhas Internas de Controle de Corrente do Rotor ao longo dos eixos $d-q$ .....	67
Figura 4.7 - Diagrama de Blocos da Malha Externa de Controle da Velocidade do Rotor .....	69
Figura 4.8 - Diagrama de Blocos da Malha Externa de Controle da Tensão Terminal.....	71
Figura 4.9 - Diagramas de Blocos das Malhas Internas de Controle de Corrente do Conversor C2 .....	72
Figura 4.10 - Diagrama de Bloco da Malha Externa de Controle da Tensão do “link” CC.....	74
Figura 4.11 - Pseudocódigo do Algoritmo de Proteção do tipo “Crow-bar” .....	77
Figura 5.1 - Pseudocódigo do Algoritmo Genético.....	81

Figura 5.2 - Exemplo de um Espaço de Busca Percorrido pelo AG .....	81
Figura 5.3 - Melhor Solução Entre os Pontos Discretos de Cromossomo com $n = 6$ .....	83
Figura 5.4 - Cromossomo Usando Codificação do tipo Real, de $n = 2$ .....	83
Figura 5.5 - Ilustração do Resultado do Cruzamento Aritmético.....	88
Figura 5.6 - Estrutura do Cromossomo .....	91
Figura 5.7 - Fluxograma de Ajuste dos Controladores do Conversor Interligado ao Rotor ....	92
Figura 6.1 - Rede Elétrica da Regional do Açu .....	96
Figura 6.2 - Convergência da Função Objetivo.....	98
Figura 6.3 – Corrente do rotor .....	99
Figura 6.4 – Corrente do rotor .....	99
Figura 6.5 – Tensão do rotor .....	100
Figura 6.6 - Tensão do “link” CC .....	101
Figura 6.7 - Tensão Terminal .....	102
Figura 6.8 - Potência Ativa do Estator .....	103
Figura 6.9 - Potência Reativa do Conversor Interligado à Rede Elétrica.....	104
Figura 6.10 - Ângulo do Rotor do Gerador Síncrono Equivalente.....	104
Figura 6.11 - Corrente do Rotor .....	106
Figura 6.12 - Tensão do Rotor.....	107
Figura 6.13 - Tensão Terminal .....	107
Figura 6.14 - Potência Ativa do Estator .....	108
Figura 6.15 - Ângulo do Rotor do Gerador Síncrono Equivalente.....	108
Figura 6.16 - Corrente do Rotor .....	110
Figura 6.17 - Tensão do Rotor.....	110
Figura 6.18 - Tensão do Rotor.....	111
Figura 6.19 - Tensão do “link” CC .....	111
Figura 6.20 - Ângulo do Rotor do Gerador Síncrono Equivalente.....	112

# 1 CAPÍTULO

## Introdução

### 1.1 Introdução

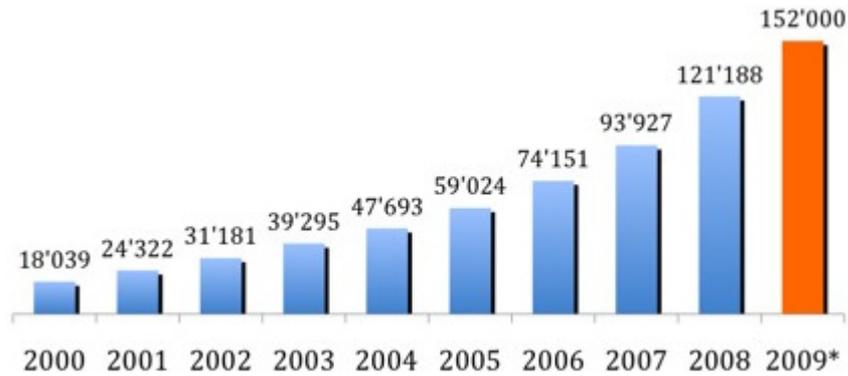
A energia elétrica é na atualidade um bem imprescindível ao funcionamento da sociedade, sendo base de sustentação do desenvolvimento econômico das nações. Com o aumento contínuo da população mundial, torna-se essencial a ampliação das diversas fontes primária de energia, em um curto prazo de tempo, de modo a atender, de forma eficiente e sustentada, ao previsível aumento do consumo de energia elétrica nos próximos anos.

A aposta em fontes de energia renováveis e não poluentes tornou-se cada vez mais freqüente, sendo uma forma de combater a dependência dos combustíveis fósseis na produção de energia, bem como de precaver uma eventual quebra de disponibilidade destes combustíveis em longo prazo.

Com isto em mente, os governos por todo mundo começaram a tomar medidas e a traçar metas, em uma extensão do protocolo de Quioto, de modo a reduzir o impacto da emissão de gases poluentes que causam o aquecimento global. Uma das principais medidas é o investimento em energias renováveis (como a eólica, solar, biomassa, ondas e marés). Neste contexto, a energia eólica tem se destacado entre as demais, por oferecer maior maturidade tecnológica para a geração de energia.

Apesar de uma estagnação inicial, o uso da energia eólica cresceu na última década, devido ao renovado interesse público, aos benefícios fiscais ligados à sua exploração e, principalmente, devido ao avanço tecnológico das turbinas e conversores. Os países que investiram maciçamente nesta fonte primária de energia comprovaram a viabilidade técnica e econômica da mesma, tornando-a uma das mais promissoras fontes de energia do futuro.

Ao longo dos anos, a quantidade de parques eólicos interligados às redes elétricas em diferentes níveis de tensão tem aumentado significativamente em todo o mundo, como pode se observar na Figura 1.1. É previsto, para o ano de 2009, a integração de mais 30.000 MW a partir de parques eólicos por todo mundo, como pode ser observado no gráfico da Figura 1.1, representando um crescimento de 25% comparado ao ano de 2008. E para o ano de 2012, a previsão da potência mundial instalada por meio de parques eólicos é de 240.000 MW (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2009).



**Figura 1.1 - Potência Global Instalada em (MW) de Parques Eólicos ao longo dos anos (WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION, 2009)**

O Brasil apresenta características privilegiadas para o uso da energia eólica, principalmente ao longo do litoral do nordeste, que pode ser justificado em parte pelo grande potencial de vento existente na sua extensa região costeira (AMARANTE et al., 2001). Atualmente há um crescente interesse na exploração da energia eólica no Brasil, apesar da matriz energética nacional ainda ser predominantemente constituída de geração hidráulica.

O aproveitamento eólico vem assumindo um papel estratégico relevante no planejamento do sistema elétrico, principalmente, com a perspectiva de novos empreendimentos em geração eólica no Brasil, por meio de investimentos de grupos nacionais e estrangeiros, além da previsão de leilões para contratação, que no ano 2009, pode apresentar até 1.000 MW de capacidade de geração (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2009).

Este significativo aumento da geração eólica no Brasil tem sido basicamente motivado por duas razões:

- A desregulamentação do mercado de energia, que permitiu que investidores privados desenvolvessem projetos de centrais geradoras que utilizam recursos energéticos renováveis;
- O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, que serviu como um importante instrumento para a diversificação da matriz energética nacional.

Apesar das vantagens ligadas ao uso da energia eólica, existem imensas dificuldades e desafios no que diz respeito à grande integração desta fonte no Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil. Este crescimento contínuo dos parques eólicos, em número e capacidade de

geração, contribui para o surgimento de fenômenos de instabilidades de sistemas de potência, trazendo riscos para o seu bom funcionamento.

De modo a garantir a qualidade da energia e sua transmissão, foram criados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), novos requisitos técnicos a serem fornecidos aos acessantes de parques eólicos, tal como, o “*Ride-Through Capability*” (ONS SUBMÓDULO 3.6, 2005), nomeado no presente trabalho de Capacidade de Sobrevivência a Afundamentos de Tensão.

Até recentemente, os parques eólicos eram desconectados da rede elétrica, na ocorrência de um afundamento de tensão nos terminais dos aerogeradores, entretanto, com o novo requisito imposto pelo ONS, os parques devem permanecer conectados ao sistema elétrico, salvo restrições específicas. Em alguns países da Europa, que sempre estiveram na vanguarda da exploração da energia eólica, o grau de penetração já é tal, que o parque eólico durante a falta não só deve permanecer conectado a rede, como, inclusive, deve injetar potência reativa com o propósito de controlar a tensão na barra de geração eólica.

Este novo requisito que exige o fornecimento de serviço, visando à capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão é especialmente crítico para a tecnologia de geração eólica baseada no gerador de indução duplamente excitado, também conhecido mundialmente por “*Doubly Fed Induction Generator*” (DFIG).

A integração de aerogeradores DFIG nas redes elétricas é uma tendência generalizada em muitos países na atualidade. Este fato está diretamente relacionado com as vantagens desta configuração em relação às outras tecnologias de aerogeradores, como a utilização de conversores estáticos na faixa de 25% a 30% da potência nominal da máquina, e também por apresentarem baixa distorção harmônica nas formas de onda de corrente (NUNES et al., 2004).

No entanto, os aerogeradores DFIG apresentam uma grande desvantagem operacional diante de faltas na rede elétrica. Tais defeitos provocam afundamentos de tensão na barra de geração eólica, levando a máquina DFIG a experimentar elevados valores de corrente no circuito do rotor, os quais podem causar danos irreversíveis aos componentes do conversor estático interligado ao rotor (SEMAN et al., 2006).

É possível atenuar esta sobre-corrente por meio do controle de corrente do conversor interligado ao rotor, porém, este procedimento pode provocar elevados valores de tensão nos terminais do conversor e do próprio rotor da máquina, os quais podem também destruir as chaves semicondutoras do conversor estático (MORREN & HAAN, 2005). Além disso, os

novos procedimentos de rede do ONS não permitem que os acessantes desconectem seus empreendimentos de parques eólicos do sistema elétrico, diante de afundamentos de tensão.

Para evitar que tais situações possam ocorrer, é geralmente, adotado nos geradores DFIG, um sistema de proteção do tipo “*crow-bar*” (dispositivo contra sobre-correntes), instalado entre o rotor do gerador e o conversor, com várias possibilidades de arranjos e modos de operação que permitem ativar tal dispositivo de proteção, caso os limites de especificação do conversor estático sejam ultrapassados.

Na literatura especializada, inúmeros estudos que envolvem aplicações de estratégias de controle em conjunto ou não com estratégias de proteção do tipo “*crow-bar*”, são realizados com o objetivo de conceber novos sistemas, capazes de se adequarem aos novos requisitos atuais impostos aos parques eólicos.

## 1.2 Revisão Bibliográfica

Este tópico tem como objetivo realizar uma abrangente revisão bibliográfica relacionada ao estado da arte para o tema em questão, considerando aspectos como: o desenvolvimento de modelos e estratégias de controle, análise da capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão, análises da estabilidade transitória e estabilidade a pequenas perturbações “*Small-Signal Stability*” de sistemas de potência com a integração de aerogeradores DFIG.

YAMOTO & MOTOYOSHI, (1991) propuseram uma estratégia de controle desacoplado entre as potências ativa e reativa do estator do gerador DFIG. Além disso, foi mostrado, analiticamente, e comprovado por meio de resultados experimentais, que o conteúdo harmônico presente na corrente do rotor é transmitido ao enrolamento do estator, mudando assim a frequência da tensão nos terminais da máquina.

TANG & XU, (1995) modelaram o gerador DFIG, em coordenadas  $d-q$ , assumindo que o eixo  $d$  encontra-se alinhado ao vetor de fluxo magnético do estator da máquina de indução, concepção chamada de controle orientado pelo fluxo do estator, conhecida também como “*Stator Field Orientation Control*”, sendo utilizada pela maioria dos pesquisadores, pelo fato de proporcionar um relativo desacoplamento entre as malhas de controle. A partir desta concepção, os autores apresentaram uma estratégia de controle de potências ativa e reativa para o gerador DFIG em que os conversores PWM “*Pulse Width Modulation*”, do tipo fonte de tensão, injetam correntes controladas tanto no rotor da máquina como na rede elétrica.

PENA et al., (1996) projetaram um aerogerador DFIG de 7,5 kW controlado por conversores PWM, do tipo fonte de tensão, para validações experimentais. Esta é uma das

mais relevantes publicações nesta área de pesquisa, que se destaca pelo nível de detalhamento dos esquemas de controle propostos. Os sinais de controle impostos ao rotor da máquina são provenientes de controladores PI (proporcionais e integrais) que geram tensões coordenadas  $d-q$ . Estes sinais ao serem transformados em coordenadas  $a-b-c$  representam as tensões trifásicas modulantes utilizadas no controle das chaves IGBT “*Insulated Gate Bipolar Transistor*”, recorrendo a técnica de modulação por largura de pulsos senoidal SPWM “*Senoidal Pulse Width Modulation*”. Nesta publicação, a técnica do controle orientado pelo fluxo do estator, é denominada pelos autores como técnica de controle vetorial “*vector-control scheme*”, a qual é utilizada na modelagem do gerador DFIG. A partir do modelo do gerador adotado, o torque eletromagnético torna-se proporcional apenas à corrente  $i_{qr}$  do rotor, enquanto que a corrente  $i_{dr}$  regula apenas a excitação da máquina de indução. Ambas as correntes  $i_{dr}$  e  $i_{qr}$ , são reguladas a partir de  $v_{dr}$  e  $v_{qr}$ , que por sua vez, são determinadas pelos controladores do tipo PI. Simultaneamente, o conversor PWM ligado à rede elétrica controla a tensão do “*link*” CC (corrente contínua) independente da magnitude e direção da potência do rotor. Os autores abordam também a capacidade deste conversor em ser utilizado para compensar potência reativa de forma a corrigir o fator de potência do aerogerador DFIG.

TAPIA et al., (2001a); TAPIA et al. (2001b) propuseram um controle de potência reativa para os aerogeradores DFIG. O modelo matemático do aerogerador bem como a filosofia de controle, foram validados por meio de resultados experimentais. Nesta pesquisa, os autores focaram apenas o controle do conversor interligado ao rotor que controla as potências ativa e reativa do gerador DFIG, a partir das correntes  $i_{qr}$  e  $i_{dr}$ , respectivamente. Uma abordagem sobre os limites de potência reativa gerada ou absorvida pela máquina foi apresentada, levando em conta, o problema relacionado com o aumento de temperatura que o rotor pode vir a sofrer como resultado de um elevado valor de corrente que pode ser imposta pelo conversor, no caso de um controle de potência reativa não limitado. Neste caso, são definidos diagramas limite para as potências ativa e reativa (semicírculo de PQ) que estão, intrinsecamente, relacionados com a corrente e temperatura do rotor.

EKANAYAKE et al. (2003a) compararam os modelos de terceira e quinta ordens do aerogerador DFIG, cujos transitórios do estator são desprezados e levados em conta, respectivamente. Os resultados mostraram que para uma representação mais detalhada da contribuição da corrente de falta, o modelo de quinta ordem da máquina fornece uma melhor resolução da resposta da corrente necessária a especificação do conversor PWM.

SLOOTWEG et al., (2003) propuseram um modelo geral para representar os aerogeradores de velocidade variável, dos tipos de máquinas DFIG e síncrona. Nesta publicação, as tensões e as correntes das demais tecnologias são expressas apenas na componente fundamental, assumindo-se que os conversores estáticos PWM atuam muito rapidamente, o que tornar possível modelá-los como fontes de corrente controladas, desprezando os termos referentes às derivadas dos fluxos magnéticos nas equações matemáticas das tensões do rotor do gerador DFIG. Neste modelo geral, ambas as tecnologias operam de forma a extrair máxima potência do vento com potência reativa e tensão terminal controladas. Nas altas velocidade de vento, é utilizado o controle de passo, conhecido também como “*pitch*”, para o controle da velocidade angular do aerogerador. As simulações realizadas avaliaram a resposta do aerogerador submetido a seqüências de velocidade de vento medidas para validação dos modelos.

AKHMATOV, (2003) representou os geradores de indução em gaiola e o duplamente excitado pelo modelo de quinta ordem, considerando o modelo de duas massas adotado para a representação do sistema electromecânico (turbina eólica e gerador). O autor optou em utilizar este modelo detalhado para realizar estudos de estabilidade de tensão, diante de faltas na rede elétrica. No caso do gerador DFIG, além de explorar os diferentes objetivos de controle, o autor analisou o comportamento deste aerogerador considerando as proteções do tipo “*crow-bar*” adotadas aos conversores, durante curto-circuitos. O pesquisador mostrou a importância da modelagem completa que leva em conta tanto o conversor interligado ao rotor, quanto o conversor interligado a rede elétrica, ambos do tipo fonte de tensão. Este trabalho tornou-se uma das referências mais citadas e relevantes na área de pesquisa em questão, destacando-se pela realização de um estudo muito completo que analisa o comportamento dinâmico das mais importantes tecnologias de aerogeradores.

NUNES, (2003) demonstrou que a integração de geradores DFIG aumenta a margem de estabilidade transitória das rede elétricas em relação aos aerogeradores de indução em gaiola. Neste estudo ambos os desempenhos dos aerogeradores foram analisados diante de faltas aplicadas em pontos distintos de uma rede elétrica adotada para propósitos de simulação. Duas alternativas de controle foram adotadas para o gerador DFIG nesta pesquisa: a) controle de velocidade do rotor e tensão terminal levando em conta que o conversor interligado ao rotor injeta tensões controladas; e b) controle de velocidade do rotor e potência reativa do estator com o conversor injetando correntes controladas. Em ambas as opções de controle, o conversor interligado ao rotor foi modelado por uma fonte de tensão e a tensão do “*link*” CC

foi considerada constante. Apesar de serem utilizadas diferentes filosofias de controle, no que diz respeito ao tipo de sinal de controle (tensão ou corrente) injetado no rotor a partir do conversor estático, constatou-se um desempenho bastante similar do gerador DFIG em ambas situações.

EKANAYAKE et al., (2003b) focaram a importância quanto ao ajuste dos ganhos dos controladores PI, pois, representam um papel essencial no desempenho do aerogerador DFIG. Neste trabalho, os conversores estáticos são protegido por uma proteção do tipo “*crow-bar*”, a qual desliga o conversor interligado ao rotor e, simultaneamente, curto-circuita o rotor da máquina de indução. Ressalta-se nesta pesquisa, que a partir de um ajuste mais rigoroso dos ganhos, a brusca variação da corrente do rotor durante um curto-circuito pode ser atenuada, e por conseguinte, pode-se evitar que o conversor interligado ao rotor seja retirado de operação. O desligamento deste dispositivo empobrece significativamente o desempenho do aerogerador DFIG que, por sua vez, passa a operar como um aerogerador de indução convencional durante a ausência do conversor PWM.

ALMEIDA et al., (2004) visaram contornar problemas de retirada de operação dos conversores, no sentido de aumentar a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão, por meio da utilização de controladores difusos ou “*fuzzy*” nas malhas de controles de velocidade do rotor e tensão terminal do conversor interligado ao rotor da máquina DFIG, em substituição as malhas de controles (Proporcionais e Integrais) PI fixos, ajustados por tentativa e erro. Os autores citaram que o sucesso dos controladores PI, e conseqüentemente, o melhor desempenho da máquina DFIG depende das escolhas apropriadas dos ganhos, cuja sintonia destes para um desempenho ótimo, não é uma tarefa trivial, existindo grande dificuldade no ajuste, devido às não-linearidades e termos acoplados que apresentam as equações dinâmicas que descrevem o comportamento do DFIG. Nesta publicação, o conversor interligado ao rotor foi modelado por uma fonte de tensão, e a tensão do “*link*” CC foi considerada constante. Os autores simularam um curto-circuito trifásico, com duração de 100ms, em uma barra distante do parque eólico. Os resultados mostraram que a estratégia de controles “*fuzzy*” proposta, proporcionou a redução da sobre-corrente do rotor, diferentemente dos controladores PI convencionais, que neste caso não impediu a ativação da proteção do tipo “*crow-bar*”.

HUGLES et al., (2006) desenvolveram um Estabilizador de Sistema de Potência (ESP) aplicado à aerogeradores DFIG. O ESP proposto influenciou significativamente a contribuição dos geradores DFIG no amortecimento das oscilações eletromecânicas do

sistema de potência. Para demonstrar o desempenho do ESP proposto, foi utilizado um sistema de potência com a inserção de geradores síncronos convencionais e DFIG, cujos resultados da contribuição do ESP na margem de estabilidade a pequenas perturbações e transitória do sistema de potência, foram mostrados por simulação dinâmica no domínio do tempo. Os autores utilizaram a decomposição do controle do fluxo magnético do rotor do gerador DFIG em módulo e fase, tendo o controle do módulo, a função de atuar como um regulador automático de tensão, e o controle do ângulo, por sua vez, a função de desempenhar o papel de um ESP.

CHOMPOO-INWAI et al., (2005) analisaram o comportamento dinâmico de aerogeradores de indução em gaiola diante de um curto-circuito na rede elétrica, levando em conta dois distintos cenários de simulação: a) quando é utilizado banco de capacitores na barra de geração eólica conectada à rede elétrica; e b) quando é utilizado um Compensador Estático de Potência Reativa, conhecido também como SVC "*Static Var Compensator*". O tipo de SVC utilizado e descrito pelos autores consiste de um capacitor fixo interligado em paralelo a um reator cuja corrente que circula pelas reatâncias indutivas é controlada por tiristores. Ambos os compensadores estáticos (banco de capacitores e SVC) foram projetados para regular o perfil da tensão terminal do parque eólico a partir de injeção de potência reativa. Na situação em que o banco de capacitores fixos são dimensionados para que o parque eólico opere com um fator de potência 0,95 capacitivo ou com um fator de potência unitário, verificou-se a ocorrência de sobre-tensões na barra de geração eólica e nas barras vizinhas devido ao corte parcial de carga provocado pela saída de serviço de uma das linhas da rede teste, na sequência de um curto-circuito. Foi demonstrado, porém, que este problema pode ser superado com a utilização do SVC, que a partir de um controle específico de tensão, é capaz de regular o nível de tensão do parque, variando a quantidade de potência reativa injetada. Os autores mostraram que o uso do dispositivo SVC pode ser uma interessante alternativa de controle para ajustar o perfil da tensão de um parque eólico, com capacidade para suportar afundamentos de tensão. Entretanto, a análise do trabalho restringiu-se a parques com aerogeradores de indução convencionais, sem abordar a possibilidade dos conversores estáticos de aerogeradores DFIG serem utilizados também para o mesmo fim.

MORREN & HAAN, (2005) apresentaram uma solução com o objetivo de melhorar a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão de aerogeradores DFIG durante um curto-circuito. A técnica apresentada consistiu inicialmente na ligação de resistências externas ao rotor da máquina através de tiristores com o propósito de limitar as correntes do rotor, e

principalmente de evitar sobre-tensões no rotor, oferecendo um caminho alternativo para estas correntes, de forma que, os conversores estáticos sejam protegidos e mantidos em serviço, sem a necessidade de re-sincronização do conversor interligado ao rotor na retomada dos geradores DFIG à operação normal. Imediatamente após a falta, uma técnica de controle foi utilizada para evitar a ocorrência de grandes transitórios de corrente e tensão do rotor, afim de evitar um novo disparo da proteção do tipo “*crow-bar*”. A estratégia global, assegurou uma melhor resposta do aerogerador durante e após o defeito, levando em conta a atenuação da corrente e, principalmente da tensão do rotor, no sentido de aumentar a suportabilidade a afundamentos de tensão da máquina DFIG. Os autores citaram que pesquisas futuras devem ser realizadas com o objetivo de obter uma solução otimizada, especialmente para reduzir as oscilações da corrente do rotor após a eliminação da falta. Além disso, sugeriram que as resistências do sistema de proteção do tipo “*crow-bar*” não devem ser utilizadas na ocorrência de pequenos afundamentos de tensão.

BARROS, (2006) propôs uma estratégia de controle para aerogeradores DFIG integrados a uma rede elétrica, visando evitar sobre-correntes no rotor da máquina, diante de ocorrência de faltas no sistema de potência. A estratégia proposta foi baseada na realimentação ótima de estados dos geradores DFIG, usando a teoria do controle ótimo, que possibilita o projeto de controladores segundo a minimização de uma função objetivo. O conversor interligado ao rotor foi modelado por uma fonte de tensão e a tensão do “*link*” CC foi considerada constante. Os resultados obtidos da simulação mostraram que a estratégia proposta foi bastante eficiente na redução da sobre-corrente em relação aos controladores PI convencionais ajustados pela técnica de tentativa e erro.

QIAO et al., (2006) projetaram controladores PI ótimos do conversor interligado ao rotor dos aerogeradores DFIG, utilizando a metaheurística Enxame de Partículas, conhecida também como PSO “*Particle Swarm Optimization*”, com o objetivo de reduzir sobre-correntes do rotor, no sentido de evitar a atuação da proteção do tipo “*crow-bar*”, e conseqüentemente, o bloqueio do conversor PWM. Os pesquisadores simularam dois estudos de casos, com diferentes condições de operação do sistema, para um curto-circuito trifásico de 100ms próximo ao parque eólico. Os resultados mostraram que a metodologia de ajuste de controles proposta, proporcionou a redução das sobre-correntes do rotor em relação aos controladores PI ajustados por tentativa e erro, porém, com o custo do aumento das oscilações da tensão do “*link*” CC. Os autores citaram o sucesso de aplicações com o uso de metaheurísticas, como os algoritmos genéticos (AG), em projetos de ESP aplicados a

geradores síncronos convencionais, relatados em ABDEL-MAGID, (1999); BOMFIM, (2000); ABDEL-MAGID, (2003), respectivamente, com propósito de melhorar a estabilidade a pequenas perturbações do sistema.

WU et al., (2007) desenvolveram uma nova metodologia para o ajuste ótimo dos parâmetros de controles dos conversores interligados ao rotor e rede elétrica dos aerogeradores DFIG, utilizando a metaheurística PSO, visando a melhoria da estabilidade a pequenas perturbações. Os resultados deste trabalho mostraram que o ajuste otimizado dos ganhos dos controladores dos conversores interligados ao rotor e a rede, proporcionou a melhoria estabilidade a pequenas perturbações do sistema em relação a técnica de ajuste por tentativa e erro. Os pesquisadores ressaltaram que a técnica de otimização PSO, é utilizada com sucesso, tanto no ajuste de ESP, como em projetos de reguladores de tensão que utilizam controladores Proporcional, Integral e Derivativo (PID) aplicados à geradores síncronos, como descrito em ZWE-LEE GAING, (2004), com propósito de melhorar a estabilidade transitória do sistema.

ERLICH et al., (2007) modelaram a máquina de indução duplamente excitada e conversores para estudos de estabilidade transitória. A fim de possibilitar um desempenho computacional eficiente, os autores desenvolveram um modelo de ordem reduzida que leva em conta as componentes alternadas da corrente do rotor, necessárias para o estudo adequado que leva em conta a atuação da proteção do tipo “*crow-bar*”. Nesta publicação, foram implementados modelos precisos dos conversores interligados ao rotor e rede elétrica, além do “*link*” CC. Também foram levadas em conta, quatro possíveis modos de operação que permitem disparar o circuito de proteção do tipo “*crow-bar*”. Os resultados de simulações foram apresentados, com o objetivo de avaliar o modelo proposto, e demonstrar o comportamento dinâmico de um grande parque eólico instalado ao mar, nomeado também por “*off-shore*”, conectado por um longo cabo submarino à rede de alta tensão.

MORREN & HAAN, (2007) analisaram o comportamento das correntes de curto-circuito de aerogeradores de indução. Os autores determinaram o valor máximo para a corrente de curto-circuito de uma máquina de indução convencional, e em seguida, a publicação destaca as diferenças entre a máquina DFIG que utiliza a proteção do tipo “*crow-bar*” e a máquina de indução em gaiola, e o desenvolvimento de uma equação aproximada para o cálculo da máxima corrente de curto-circuito do gerador DFIG. Por fim, os resultados determinados pela equação foram comparados a valores provenientes de simulação no domínio do tempo, verificando-se diferenças menores que 15%.

CHONDROGIANNIS & BARNES, (2008) analisaram algumas condições necessárias para uma máquina DFIG garantir a capacidade de sobrevivência a um afundamento de tensão trifásico, sem o emprego de técnicas de proteção do tipo “*crow-bar*”. Um ponto fundamental que os autores mostraram nesta publicação, é que a análise do comportamento do gerador DFIG, diante de faltas na rede elétrica, não deve se concentrar somente na resposta da sobre-corrente do rotor, uma vez que a atenuação desta corrente, depende necessariamente de um aumento da magnitude da tensão do rotor, a qual possui certos limites operacionais. Além do mais, os autores mostraram que a dinâmica do “*link*” CC tem um impacto decisivo no comportamento da máquina durante afundamentos de tensão, já que a tensão injetada no rotor pelo conversor PWM, depende fundamentalmente da tensão do “*link*” CC. Os autores descreveram uma metodologia para análise das magnitudes de corrente e tensão do circuito do rotor, diante de faltas na rede elétrica, baseada em uma formulação matemática robusta que permite o ajuste dos controladores PI, levando em conta o projeto de especificação do conversor interligado ao rotor do gerador DFIG, para garantir a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão.

KANSEM et al., (2008) apresentaram uma estratégia adaptada de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão de aerogeradores DFIG. A técnica apresentada consiste na inserção de resistências externas ao rotor da máquina através de uma chave tiristorizada S1, durante a falta na rede, de forma que, simultaneamente, por intermédio de outra chave de tiristores S2, o conversor interligado ao rotor é desconectado da máquina, e imediatamente, é conectado em paralelo com o conversor interligado a rede elétrica. Tal operação conjunta de ambos conversores foi realizada para intensificar a injeção de potência reativa na rede elétrica, com o objetivo de auxiliar na recuperação da tensão terminal do gerador DFIG, durante o curto-circuito.

LEITE et al., (2009) desenvolveram uma metodologia de ajuste dos ganhos dos controladores PI do conversor interligado ao rotor de aerogeradores DFIG, baseada na técnica “*Evolutionary Particle Swarm Optimization*” (EPSO), com o objetivo de evitar a atuação da proteção de sub-tensão da barra de geração eólica, e conseqüentemente, aumentar a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão do parque eólico. Os autores ressaltaram, que o projeto de controladores PI do conversor interligado ao rotor de geradores DFIG realizado por meio de técnicas de controle clássico, pode ser problemático a garantir o ajuste adequado dos controles, devido à alta complexidade do sistema de controles do gerador DFIG. Os resultados obtidos demonstraram que o ajuste ótimo proposto usando o EPSO,

permite manter os aerogeradores DFIG em operação na ocorrência de uma determinada falta na rede elétrica, em relação à técnica de ajuste por tentativa e erro.

### 1.3 Objetivo Geral

Esta tese apresenta uma metodologia de otimização dos controladores do conversor interligado ao rotor de aerogeradores de indução duplamente excitados, utilizando algoritmos genéticos, visando melhorar a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão, controle de tensão e as margens de estabilidade transitória e a pequenas perturbações de sistemas de potência. A metodologia de ajuste dos ganhos proposta contribui para que os parques eólicos se adequem ao novo requisito imposto pelo operador de rede, e que forneçam serviços relativos a problemas de instabilidades, permitindo que os aerogeradores DFIG participem da gestão técnica do sistema elétrico.

Esta solução consiste em manter o aerogerador DFIG conectado a rede elétrica durante e após a eliminação da falta, sem a desconexão do conversor interligado ao rotor. Para garantir este objetivo, inicialmente é utilizada uma estratégia de proteção do tipo “*crow-bar*”, por meio da inserção de resistências externas máximas ao circuito do rotor da máquina, durante a falta, afim de reduzir tanto a sobre-corrente quanto a sobre-tensão no rotor.

Ressalta-se neste caso, que o disparo do “*crow-bar*” será efetivado somente quando os limites de especificação do conversor forem ultrapassados (corrente do rotor, tensão do rotor e tensão do “*link*” CC). Imediatamente após a eliminação da falta, o esquema de “*crow-bar*” é desativado, e simultaneamente são acionados os controladores PI ótimos do conversor interligado ao rotor, previamente ajustados por uma metodologia baseada em um algoritmo genético.

### 1.4 Contribuições do Trabalho

- Desenvolvimento e análise de modelos adequados do aerogerador de indução duplamente excitado para estudos de estabilidade transitória que possibilitam avaliar a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão;
- Desenvolvimento de metodologia de obtenção da curva ótima de potência, com o propósito de maximizar da potência extraída da turbina eólica;
- Desenvolvimento e análise de metodologia para cálculo das condições iniciais do modelo do aerogerador de indução duplamente excitado;

- Inclusão e análise de modelos adequados que representam o sistema do eixo mecânico do aerogerador de indução duplamente excitado;
- Desenvolvimento de metodologia de ajuste convencional dos ganhos dos controladores dos conversores interligados ao rotor e rede elétrica, pela técnica de alocação de pólos;
- Desenvolvimento do algoritmo de uma estratégia de proteção do tipo “*crow-bar*” para o aerogerador de indução duplamente excitado, que permite a máquina sobreviver a afundamentos de tensão nos terminais da mesma durante um curto-circuito na rede;
- Desenvolvimento de metodologia de ajuste ótimo dos controladores do conversor interligado ao rotor do aerogerador de indução duplamente excitado, baseada em um algoritmo genético, com o propósito de melhorar a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão, controle de tensão, e a estabilidade global do sistema de potência;
- Desenvolvimento de um programa computacional em código MATLAB®, que permite avaliar os problemas de capacidade de sobrevivência de afundamentos de tensão e de estabilidade transitória de sistemas de potência com a integração de aerogeradores.

## 1.5 Lista de Publicações

Alguns dos resultados apresentados nesta tese foram publicados em anais de congressos e revista especializada. A seguir apresenta-se a lista destes trabalhos:

- VIEIRA, J. P. A.; NUNES, M. V. A.; BEZERRA, U. H. – **Design of Optimal PI Controllers for Doubly Fed Induction Generators in Wind Turbines Using Genetic Algorithms** in IEEE PES General Meeting, Pittsburgh, EUA, 2008;
- VIEIRA, J. P. A.; NUNES, M. V. A.; BEZERRA, U. H. – **Improving the Transient Performance of Doubly Fed Induction Generators When Submitted to Voltage Sags** in IEEE PES General Meeting, Calgary, Canadá, 2009;
- VIEIRA, J. P. A.; NUNES, M. V. A.; BEZERRA, U. H.; NASCIMENTO, A. C. – **Designing Optimal Controllers for Doubly Fed Induction Generators Using a Genetic Algorithm** in IET Generation, Transmission & Distribution, v.3, n.5, pp. 472-484, Maio, 2009.

## 1.6 Estrutura do Trabalho

Quanto à organização, o trabalho encontra-se estruturado de acordo com os sete capítulos a seguir:

O capítulo 1 apresenta uma introdução contextualizada sobre o tema e a importância do assunto. Neste, é realizada uma revisão bibliográfica dos principais autores na área, sendo ainda estabelecidos o objetivo geral e as principais contribuições do trabalho.

O capítulo 2 aborda as principais tecnologias de aerogeradores de grande porte, integradas aos sistemas elétricos de potência, abrangendo as principais características operacionais de cada tecnologia. Posteriormente, descreve-se a importância de manter os aerogeradores em serviço durante afundamentos de tensão na barra de geração eólica, principalmente quanto à segurança operacional do sistema elétrico. Devido a este fato, os operadores de rede adotaram um novo requisito técnico que exige estratégias específicas, capazes de tornar os aerogeradores mais robustos diante de curto-circuitos na rede elétrica.

O capítulo 3 apresenta o desenvolvimento e a análise da modelagem do aerogerador DFIG para fins de estudos de estabilidade transitória que possibilitam avaliar a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão. Em seguida, descreve-se o desenvolvimento da metodologia de obtenção da curva ótima de potência, e posteriormente, descreve-se e avalia-se o cálculo das condições iniciais do modelo do aerogerador DFIG proposto neste trabalho.

O capítulo 4 trata das estratégias de controle vetorial aplicado aos conversores interligados ao rotor e a rede elétrica da máquina DFIG. Em seguida, mostra-se o desenvolvimento da metodologia convencional de ajuste dos ganhos dos controladores do gerador DFIG, pela técnica de alocação de pólos. Ainda neste capítulo, descreve-se o desenvolvimento do algoritmo de uma estratégia de proteção do tipo “*crow-bar*”, proposta como parte da solução para o aerogerador DFIG, com o propósito de manter o parque eólico em operação durante o afundamento de tensão.

O capítulo 5 apresenta as principais características dos algoritmos genéticos e sua descrição básica, além dos procedimentos de busca realizados pelos operadores de seleção, cruzamento e mutação. Posteriormente, é descrita a metodologia proposta de ajuste ótimo dos controladores PI do conversor interligado ao rotor, baseada em um algoritmo genético. Esta metodologia visa o aumento da capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão de aerogeradores DFIG, assim como o controle de tensão, e a melhoria da estabilidade global do sistema.

No capítulo 6 são apresentados os resultados de simulação baseados na metodologia de otimização dos controladores do conversor interligado ao rotor, aplicada aos aerogeradores DFIG integrados a uma rede elétrica sob estudo, utilizando um algoritmo genético. São realizadas assim, análises quanto à capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão, controle de tensão e estabilidade do sistema elétrico, face às faltas provocadas em diferentes localizações na rede elétrica, sob várias condições de operação, a fim de avaliar a qualidade e robustez da metodologia proposta.

Por fim, no capítulo 7, apresentam-se as conclusões gerais que resultaram do trabalho e as sugestões de futuros trabalhos na área.

## 2 CAPÍTULO

### Tecnologia de Aerogeradores

#### 2.1 Introdução

Há algumas décadas, os aerogeradores caracterizavam-se como uma fonte de potência não controlada e sem capacidade de fornecer serviços as redes elétricas. Atualmente, o desenvolvimento tecnológico e o aumento da capacidade de controle dos aerogeradores tem permitido aos parques eólicos capacidade de fornecerem alguns serviços que contribuem para uma melhor gestão global dos sistemas de potência.

O aumento progressivo da integração de aerogeradores nas redes elétricas tem levado ao surgimento de instalações de parques eólicos com valores de potência bastante elevados, exigindo inclusive, que a sua conexão seja feita ao nível de redes de sub-transmissão e transmissão. É de ressaltar que esta forma de geração de energia tem substituído as unidades de geração convencionais obrigando, necessariamente, a uma atualização dos procedimentos de planejamento e de operação dos sistemas elétricos de potência.

No presente capítulo é apresentada inicialmente uma revisão sobre os principais sistemas de geração de energia eólica utilizadas atualmente, abordando as características de cada tipo de tecnologia. E em seguida, é abordado o novo requisito técnico exigido aos acessantes de parques eólicos, nomeado neste trabalho de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão.

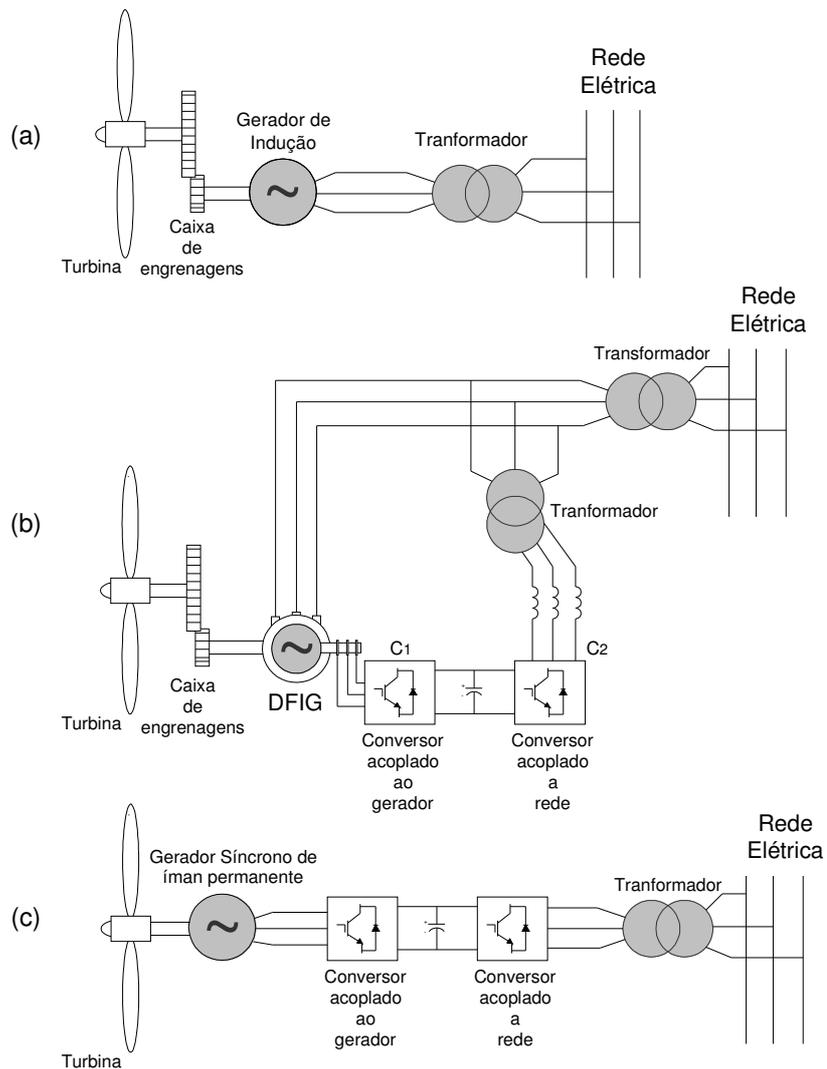
#### 2.2 Principais Tecnologias de Aerogeradores

Atualmente, os aerogeradores se destacam no cenário de produção de energia eólica, particularmente, por três tipos de tecnologias:

- Aerogerador de indução de rotor em gaiola de esquilo “*Squirrel Cage Induction Generator*”;
- Aerogerador de indução duplamente excitado “*Doubly Fed Induction Generator*”;
- Aerogerador síncrono “*Direct-Drive Synchronous Generator*”, com duas possíveis topologias de rotor, a ímã permanente ou com excitação de campo.

As interligações das tecnologias de aerogeradores com a rede elétrica diferenciam-se quanto as características de controle. Na Figura 2.1 são descritas, em diagramas simplificados, as configurações de cada aerogerador.

No início da exploração dos aerogeradores para a produção de energia, os geradores de indução convencionais da Figura 2.3 (a) foram maciçamente utilizados por serem bastante robustos e por apresentarem custos operacionais baixo. Atualmente, eles têm sido gradualmente substituídos por aerogeradores com maiores capacidades de controle, Figura 2.3 (b) e (c).



**Figura 2.1 - Diagramas das Principais Tecnologias de Aerogeradores, (a) Gerador de Indução em Gaiola; (b) Gerador de Indução Duplamente Excitado e (c) Gerador Síncrono**

Devido a importância cada vez maior que os parques eólicos têm assumido no setor elétrico mundial, é exigido atualmente a estes sistemas de conversão um conjunto de

funcionalidades de controle que não é possível assegurar com a utilização dos aerogeradores de indução convencionais.

Ressalta-se, porém, que independentemente do tipo de tecnologia do aerogerador e dos princípios de controles adotados, a quantidade de parques eólicos interligados às redes elétricas estará sempre limitada em decorrência da própria natureza intermitente do vento. Um sistema de potência dificilmente poderá ser suprido apenas por parques eólicos, sendo necessário recorrer sempre a unidades de geração que explorem fontes primárias mais controláveis (hídricas ou térmicas), no sentido de garantir o funcionamento do sistema elétrico.

Apesar da interligação restrita dos aerogeradores às redes elétricas, é cada vez maior a incorporação de recursos tecnológicos visando torná-los mais participativo no controle e estabilidade do sistema de potência, durante e após eventuais contingências nas redes. Este fato tem se confirmado mediante ao desenvolvimento de diversas estratégias de controle associadas aos avançados conversores estáticos, que têm sido apresentados em relevantes trabalhos na literatura especializada.

### **2.2.1 Aerogerador de Indução em Gaiola**

A concepção mais usual e predominantemente adotada pelos fabricantes para o gerador de indução em gaiola, considera a ligação direta do estator da máquina na rede elétrica ou de forma mais comum, a interligação do estator através de uma chave estática “soft-starter”, que tem como objetivo propiciar a redução da corrente de “inrush” durante a conexão da máquina à rede. Esta corrente é gerada pelo grande aumento na solicitação de reativo durante a partida do gerador assíncrono.

Além da chave estática, estes sistemas são compostos por bancos de capacitores que, em conjunto com o magnetismo residual do rotor da máquina são responsáveis pela auto-excitação do gerador necessária para a interligação do mesmo à rede elétrica. A potência reativa proveniente dos capacitores é também requerida pelo gerador de indução para o estabelecimento do campo magnético rotativo da armadura (OUHROUCHE et al, 1998). As máquinas de indução são interligadas às turbinas eólicas indiretamente através de caixas de engrenagens, pois as mesmas operam em altas velocidades com um pequeno número de pólos.

Normalmente, o aerogerador de indução em gaiola convencional opera em uma estreita margem de velocidade angular, ligeiramente acima da velocidade angular síncrona, que é definida pelo escorregamento do gerador assíncrono que, em geral, varia de 1% a 2% em

relação ao escorregamento nominal de operação (valor característico fornecido pelo fabricante do gerador elétrico). Por esta razão, são denominados na literatura especializada como aerogeradores de velocidade fixa.

Um dos principais problemas dos parques eólicos de velocidade fixa consiste no significativo consumo de potência reativa por parte dos aerogeradores de indução, principalmente, na fase de recuperação após a um curto-circuito. Apesar da presença do banco de capacitores utilizados para compensar parte da potência reativa solicitada pelo circuito magnético da máquina, estes componentes contribuem muito pouco para atenuar o elevado consumo desta potência após a eliminação do defeito, devido à redução da tensão nos terminais do gerador. Neste caso, a potência reativa requerida pelos aerogeradores torna-se exclusivamente procedente da rede elétrica.

Em uma rede eletricamente forte, grande parte dos aerogeradores de indução convencionais permanece conectado à rede, e recupera rapidamente a potência ativa injetada no sistema de potência, após a eliminação do defeito. No entanto, em uma rede fraca, a quantidade de potência reativa solicitada pelos aerogeradores de indução em gaiola pode não ser suficiente, comprometendo a recuperação da tensão em caso de permanência do fornecimento, conforme é abordado em (NUNES, 2003).

Baseado nestes problemas, buscou-se, necessariamente, desenvolver e adotar tecnologias com níveis de controle mais sofisticados capazes de controlar as potências ativa e reativa trocadas com a rede elétrica, beneficiando a estabilidade transitória do sistema de potência. Neste cenário, as tecnologias de aerogeradores, nomeadas de gerador síncrono a ímã permanente ou com excitação de campo e o gerador de indução duplamente excitado, tem recebido interesse na exploração de energia eólica, devido à versatilidade do controle que apresentam, associada aos dispositivos de eletrônica de potência que utilizam. As principais características destas tecnologias de aerogeradores serão abordadas a seguir.

### **2.2.2 Aerogerador Síncrono**

Neste tipo de tecnologia, o rotor do gerador pode ser excitado por ímãs permanentes ou por excitatrizes conectadas aos enrolamentos de campo, operando à velocidade variável. A potência extraída da fonte primária é transferida para um sistema de conversores estáticos CA-CC-CA que interliga o estator do aerogerador à rede elétrica. O conversor interligado à rede elétrica além de fixar a frequência elétrica de saída do aerogerador à frequência do sistema de potência (60 Hz), fornece também capacidade de potência reativa e de tensão.

O aerogerador síncrono não possui caixa de engrenagens, devido ao elevado número de pólos do gerador que compensa a baixa velocidade de operação deste por estar diretamente acoplado à turbina eólica. A eliminação de engrenagens permite obter uma série de benefícios, como a melhoria da eficiência, a redução do peso do aerogerador e a redução de níveis de ruído e de custos associados à manutenção regular deste equipamento.

Um das principais vantagens desta tecnologia de aerogerador consiste no desacoplamento total entre o gerador e a rede elétrica devido a presença dos conversores estáticos. Diante, por exemplo, de rajadas de vento na turbina eólica, o sistema de conversores mantém praticamente constante a potência injetada na rede, apesar da súbita variação de velocidade do rotor.

No entanto, pelo fato dos conversores estarem presentes na saída do aerogerador, torna-se necessário especificá-los e dimensioná-los de acordo com a potência nominal do gerador, o que pode encarecer bastante este tipo de tecnologia. Um outro problema está relacionado ao grande diâmetro do gerador devido ao elevado número de pólos, necessitando do uso de cabines “nacelles” maiores que as usadas por outra tecnologia.

Entretanto, muitos dos problemas que tenderiam a limitar o uso de aerogeradores síncronos, devido principalmente a custos elevados, estão aos poucos sendo eliminados em função do resultado de recentes avanços tecnológicos. Ressalta-se, que um dos maiores fabricantes deste tipo de tecnologia, a empresa alemã Enercon, já dispõem de aerogeradores síncronos com capacidade nominal de 5 MW.

### **2.2.3 Aerogerador de Indução Duplamente Excitado**

A popularidade mundial do aerogerador de indução duplamente excitado consiste do fato de operar em velocidade variável recorrendo a conversores estáticos com capacidades nominais bastante reduzidas, aproximadamente 25% da capacidade nominal do gerador. No entanto, apesar da melhor relação custo benefício, em relação ao um aerogerador síncrono de mesma capacidade nominal, o DFIG utiliza caixa de engrenagens acarretando assim custos adicionais.

Neste tipo de tecnologia a configuração CA-CC-CA de conversores é conectada entre o rotor da máquina e a rede elétrica. O conversor interligado à rede opera com a frequência do sistema elétrico (60 Hz) impondo, assim, a frequência de saída do DFIG. Em geral, este conversor é controlado para manter a tensão do “link” CC constante. Porém, como opção, pode também ser controlado para funcionar como um STATCOM “*Static Synchronous*

*Compensator*”. O conversor interligado ao rotor opera com diferentes frequências de acordo com a velocidade do aerogerador, sendo o principal dispositivo de controle do DFIG, injetando tensões ou correntes controladas no rotor da máquina a partir de estratégias de controle pré-definidas.

Atualmente, os conversores estáticos utilizados são constituídos por chaves IGBTs “*Insulated Gate Bipolar Transistor*” que possibilitam a troca bi-direcional de potência ativa entre o rotor e a rede elétrica. Em operação sobre-síncrona, onde a velocidade angular do aerogerador está acima da velocidade síncrona, a potência ativa do rotor pode ser aproveitada e entregue à rede. O contrário verifica-se durante a operação sub-síncrona.

No entanto, o aerogerador DFIG é controlado para operar com velocidade variável e dependendo da filosofia de controle adotada as potências ativa do estator e rotor equilibram-se, de tal forma que a potência ativa total resultante e entregue à rede corresponda a potência máxima extraída da turbina eólica.

A principal desvantagem desta tecnologia aponta para o parcial desacoplamento entre o aerogerador e a rede elétrica. Devido ao fato de estar interligado diretamente à rede elétrica por meio do estator, o aerogerador é mais sensível às perturbações da rede. No entanto, estratégias de proteção do tipo “*crow-bar*”, e, principalmente, técnicas de controle adequadas têm tornado o gerador DFIG cada vez mais robusto, o que tem contribuído para o significativo aumento da utilização deste tipo de tecnologia nos últimos anos.

### **2.3 Requisitos Técnicos Exigidos aos Parques Eólicos do Brasil**

Os requisitos técnicos “*Grid Codes*” exigidos aos acessantes de parques eólicos são atos de assistência às redes elétricas com a finalidade de melhorar a segurança operacional e a qualidade de serviço. A gestão destes requisitos é essencial para o bom funcionamento dos sistemas elétricos e tem como principais objetivos a participação efetiva do controle de tensão, aumentando as margens de estabilidade de tensão, e a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão.

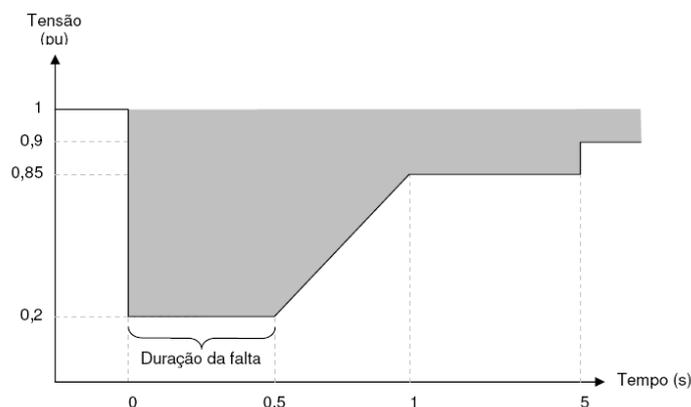
O contínuo crescimento da geração distribuída no Brasil teve como consequência, uma maior importância destas fontes de energia na estabilidade e no funcionamento dos sistemas de potência. No caso dos parques eólicos, fatores como variações bruscas de tensão em relação ao seu valor nominal, levaram a novos desafios e a obrigatoriedade da alteração de procedimentos nas redes elétricas, de modo a evitar instabilidades angulares e de tensão, e garantir a qualidade da energia.

Deste modo foram criados novos requisitos técnicos para a integração dos parques eólicos às redes elétricas do Brasil, tais como: controle da tensão, e capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão, sendo este último um grande desafio para os acessantes.

### 2.3.1 Capacidade de Sobrevivência a Afundamentos de Tensão

O requisito técnico capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão, define-se como sendo a capacidade de um gerador em suportar faltas na rede elétrica com conseqüentes afundamentos de tensão e permanecer conectado a rede. Para isto, é necessário que o valor eficaz da tensão nos terminais do gerador permaneça acima da curva definida na Figura 2.2, e que a falta seja eliminada durante os tempos definidos pela mesma curva.

Até recentemente, os parques eólicos eram desconectados das redes elétricas para níveis de tensão inferior a 0,85 p.u., devido à atuação das proteções de sub-tensão das máquinas, e retornavam a operação normal quando o sistema elétrico estivesse plenamente recuperado do defeito. A necessidade de evitar-se a retirada de aerogeradores motivou a alteração desta filosofia de proteção, uma vez que a desconexão de grandes parques eólicos pode causar grandes problemas de estabilidade para os sistemas elétricos. Desta forma, o ONS regulamentou os requisitos técnicos de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão, visando à segurança operacional do sistema.



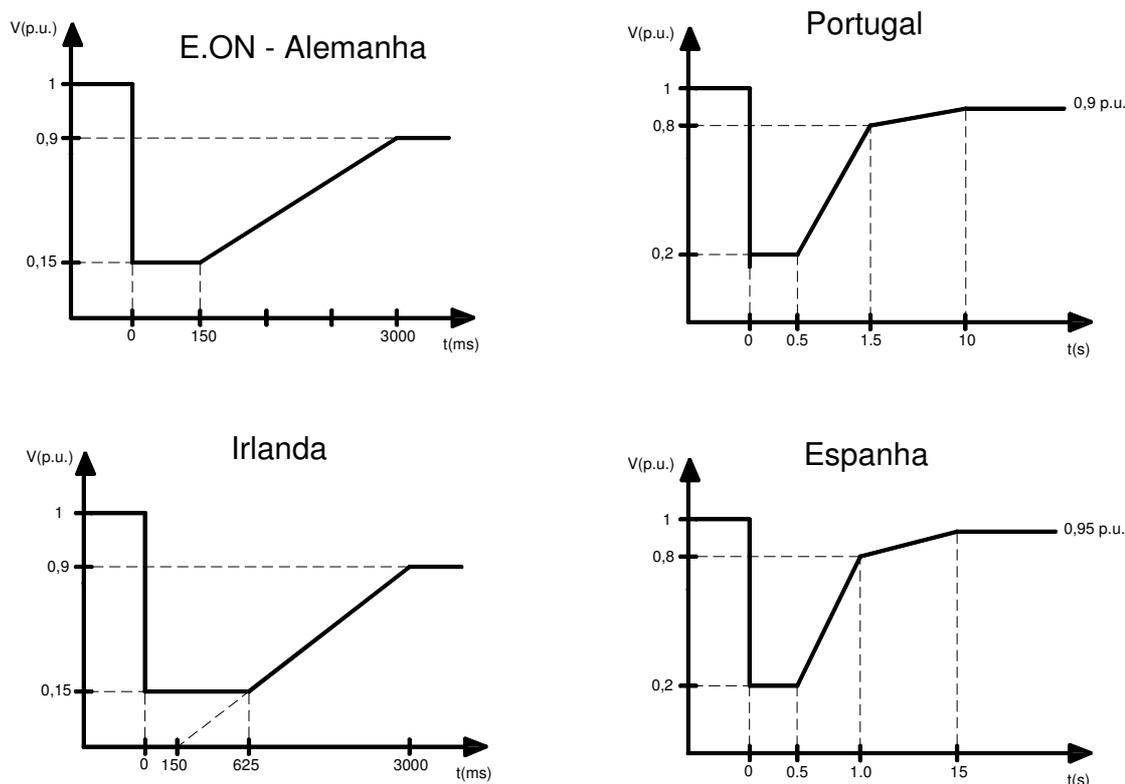
**Figura 2.2 - Curva de Capacidade a Afundamentos de Tensão adotada pelo ONS**

Este novo requisito técnico tem exigido também dos fabricantes de aerogeradores investimentos adicionais como, por exemplo, a instalação de fontes de alimentação estáveis e ininterruptas, para assegurar o funcionamento dos serviços dos geradores durante o curto-circuito. Neste cenário, muitas alternativas tecnológicas têm sido apresentadas pelos fabricantes, porém, ainda não se tratam de soluções totalmente amadurecidas. A capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão representa ainda um dos requisitos técnicos mais

delicados dos procedimentos de rede, pois continuam recebendo atenção especial por parte dos operadores de rede, fabricantes de aerogeradores e instituições de pesquisa e desenvolvimento.

Além disso, a rápida evolução tecnológica que se tem verificado nos últimos anos nos aerogeradores tem provocado uma falta de padronização internacional acerca das condições a serem cumpridas por parte dos parques eólicos, em situações de faltas na rede elétrica. No entanto, já foram definidos procedimentos comuns adotados ou adaptados pela maioria dos operadores de rede e fabricantes de geradores eólicos no que concerne à capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão.

Estas condições foram inicialmente definidas pela empresa alemã E.ON Netz GmbH (responsável pela gestão dos sistemas elétricos da região central da Alemanha), e desde então, estão sendo utilizadas como base na elaboração dos requisitos técnicos adotados em outros países, para lidar com este problema. Na Figura 2.3 apresenta-se a curva de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão adotada pela E.ON, bem como as que estão sendo adotadas por alguns países da Europa.



**Figura 2.3 - Curvas de Capacidade a Afundamentos de Tensão adotadas em alguns Operadores de Rede da Europa**

Ressalta-se que a definição das curvas tem a ver com a filosofia das proteções do sistema elétrico correspondente a cada um dos operadores de rede. O intervalo de tempo em que a

tensão é mínima corresponde a duração admitida para a permanência do aerogerador até a eliminação do defeito no caso de falha da proteção principal e atuação da proteção de “*backup*” ou retaguarda.

## **2.4 Solução de Alguns Fabricantes de Aerogeradores**

Os fabricantes de aerogeradores têm disponibilizado muito pouca informação acerca dos procedimentos de controle adotados para assegurar a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão em suas máquinas, devido em parte a segredos industriais.

Por este motivo, os modelos não disponíveis dificultam o desenvolvimento de estudos que permitem avaliar o desempenho dos parques eólicos e o seu impacto na operação do sistema.

Para tratar este problema, têm-se assumido na literatura especializada modelos mais detalhados para representar o comportamento transitório e dinâmico dos atuais parques eólicos nos sistemas de potência.

Nos tópicos seguintes são descritas algumas das capacidades de sobrevivência a afundamentos de tensão que alguns fabricantes garantem poder assegurar nos seus aerogeradores.

### **2.4.1 General Electric**

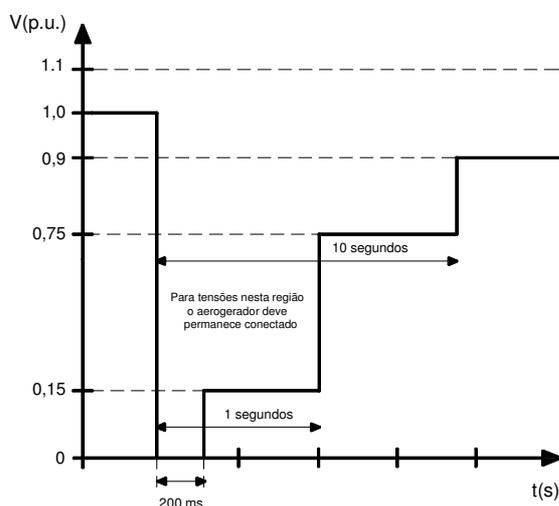
A General Electric (GE) também desenvolveu um sistema denominado de LVRT “*Low Voltage Ride Through*” destinado a garantir a capacidade dos seus aerogeradores em sobreviver a afundamentos de tensão. A GE ressalta que o sistema LVRT desenvolvido resultou de uma reformulação do projeto de controle do aerogerador, por meio do qual, se assegura o funcionamento do aerogerador de indução duplamente excitado com tensão igual a 15% da tensão nominal da rede durante pelo menos 500 ms.

Para garantir esta condição, a GE afirma ter introduzido nomeadamente alterações nas filosofias de controles dos conversores e do sistema de “*pitch*” das pás, incluindo a presença de uma fonte de alimentação estável adequadamente dimensionada para suprir consumos de serviços auxiliares (ALMEIDA, 2006).

### **2.4.2 ABB**

Os geradores de indução duplamente excitado produzidos pela ABB adotaram de início os requisitos definidos pela E.ON com relação à capacidade de sobrevivência a afundamentos de

tensão. Recentemente, a ABB introduziu alterações nos parâmetros que havia anteriormente considerado. A atual curva de capacidade a variações de tensão que a ABB afirma assegurar para os seus aerogeradores na sequência de faltas na rede é descrita na Figura 2.4 (MARQUES & PEÇAS LOPES, 2004).

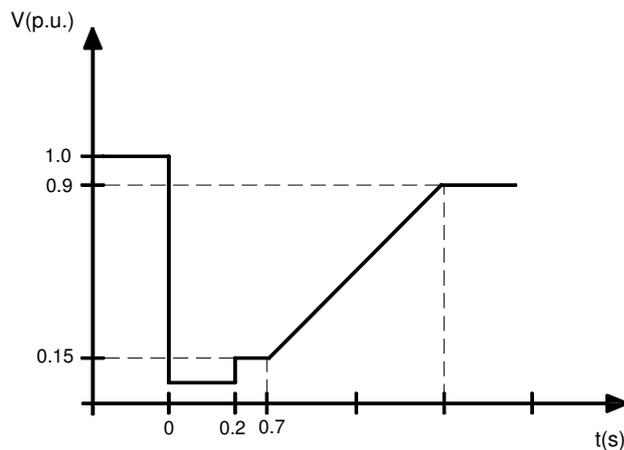


**Figura 2.4 - Curva de Capacidade a Afundamentos de Tensão adotada pela ABB para faltas simétricas.**

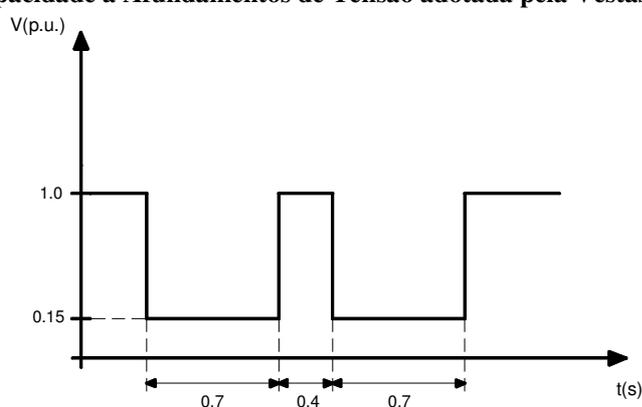
### 2.4.3 Vestas

Este fabricante desenvolveu o sistema “*Vestas Control System*”, por meio do qual, permite que os seus aerogeradores de indução duplamente excitados tolerem correntes elevadas durante a ocorrência de um curto-circuito na rede. Apesar da pouca informação disponibilizada pelo fabricante, verifica-se que a solução adotada para a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão procura responder aos requisitos definidos pela E.ON.

Com base nos requisitos da E.ON, o aerogerador DFIG da Vestas foi projetado para funcionar com uma tensão de 0,15 p.u. durante 700 ms, suportando inclusive capacidades inferiores a 0,15 p.u. durante 200 ms. A Figura 2.5 ilustra em detalhe a tolerância projetada para o afundamento de tensão que o aerogerador pode suportar (ALMEIDA, 2006). Além do mais, devido à possibilidade de ocorrência de dois defeitos consecutivos na rede elétrica, o aerogerador pode suportá-los desde que exista um intervalo de 400 ms entre a eliminação do primeiro defeito e o início do seguinte, conforme é mostrado na Figura 2.6.



**Figura 2.5 - Curva de Capacidade a Afundamentos de Tensão adotada pela Vestas para faltas simétricas.**



**Figura 2.6 - Intervalo de Tempo que o Aerogerador pode Suportar no caso de dois defeitos consecutivos na Rede Elétrica**

## 2.5 Conclusões

Neste capítulo foi abordado o estado atual da geração eólica no mundo, em termos de tipos de tecnologias de aerogeradores utilizados e de requisitos técnicos exigidos aos acessantes de parques eólicos. Inicialmente, foram descritas e mostradas as principais configurações de tecnologias de aerogeradores, com ênfase, para os geradores de indução duplamente excitados e síncronos, que atualmente tem substituídos os convencionais geradores de indução, que foram numerosamente utilizados em parques eólicos pelo mundo. E por conseguinte, foram descritos os aspectos mais relevantes e características de cada aerogerador abordando-se as diferenças de comportamento e de capacidade de controle.

Em seguida, foi dado um destaque especial ao requisito técnico do sistema que serve de base a presente tese, bem como ao gerador DFIG, considerado neste trabalho para efeitos de simulação. Por fim, foram mostradas as soluções adotadas por alguns fabricantes de aerogeradores quanto à capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão.

## 3 CAPÍTULO

# Modelagem de Aerogeradores de Indução Duplamente Excitados

### 3.1 Introdução

Nos últimos anos, a modelagem computacional de aerogeradores de indução duplamente excitados para estudos de estabilidade transitória de sistemas de potência tem sido desenvolvida e fornecida aos operadores dos sistemas elétricos de todo mundo. O desenvolvimento de tais modelos é de grande importância para tais estudos, uma vez que nos próximos anos é previsto um aumento maciço de parques eólicos integrados ao SIN do Brasil.

Na ausência de experiência operacional, para permitir a integração continuada dos parques eólicos às redes elétricas, os modelos dinâmicos de geradores DFIG para estudos de estabilidade transitória devem ser desenvolvidos e incorporados em programas computacionais de análise de estabilidade de sistemas de potência. Sendo fato, que o desenvolvimento de modelos realísticos é um dos principais fatores que facilitarão a solução de desafios que serão enfrentados pelo aumento da integração de aerogeradores ao SIN.

No entanto, há uma grande variedade de modelos desenvolvidos sem uma concordância geral com respeito à modelagem detalhada exigida, sendo que a maioria dos modelos não foi validada. Este capítulo abordará aspectos relativos aos modelos desenvolvidos de aerogeradores DFIG para estudos de estabilidade transitória sob a perspectiva do operador de rede (ONS), responsável pela coordenação e controle da operação dos parques eólicos interligados ao SIN.

Este capítulo inicia com a descrição do modelo do gerador de indução convencional do tipo gaiola de esquilo estendendo-se à modelagem do gerador de indução duplamente excitado. Posteriormente, são analisados os modelos desenvolvidos de ordem reduzida (despreza os transitórios do estator) e o detalhado (inclui os transitórios do estator), que representam a máquina por uma tensão atrás de uma reatância transitória, para estudos de estabilidade transitória que visam a avaliar a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão em redes elétricas.

Em seguida, apresenta-se o modelo dinâmico da turbina eólica, tendo em conta a metodologia desenvolvida de obtenção da curva ótima de potência, e a análise dos modelos de

massa global e de duas massas para estudos de estabilidade transitória, que representam o sistema do eixo mecânico de aerogeradores.

Por fim, é descrita a metodologia desenvolvida para o cálculo das condições iniciais do modelo do gerador de indução duplamente excitado, analisando-se a influência da inicialização do modelo da máquina para estudos de estabilidade transitória.

### 3.2 Representação do Gerador de Indução em Estudos de Estabilidade Transitória

É comum adotar, para a representação do gerador de indução em estudos de estabilidade transitória de sistemas de potência, as grandezas da máquina de indução referidas ao longo dos eixos de referência síncrono  $d$ - $q$ , baseado na Transformada de Park, de forma a facilitar o manuseio das equações.

Para o estabelecimento das equações, torna-se necessário adotar uma convenção de sinal para o sentido das correntes que circulam nos enrolamentos da máquina. É usual, para o modo de operação da máquina como motor, considerar as correntes como positivas quando estão entrando nos enrolamentos do estator e do rotor. No caso do modo de operação como gerador, assume-se que as correntes estão saindo dos enrolamentos do estator (negativas), enquanto que as correntes do rotor estão entrando nos seus enrolamentos (positivas). A partir desses pressupostos, o conjunto de equações resultantes para o estator e o rotor da máquina de indução do tipo gaiola de esquilo são as seguintes, conforme referido em KUNDUR, (1994):

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} - \omega_s \lambda_{qs} + \frac{d\lambda_{ds}}{dt} \quad (3.1)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} + \omega_s \lambda_{ds} + \frac{d\lambda_{qs}}{dt} \quad (3.2)$$

$$v_{dr} = 0 = R_r i_{dr} - (\omega_s - \omega_r) \lambda_{qr} + \frac{d\lambda_{dr}}{dt} \quad (3.3)$$

$$v_{qr} = 0 = R_r i_{qr} + (\omega_s - \omega_r) \lambda_{dr} + \frac{d\lambda_{qr}}{dt} \quad (3.4)$$

Onde  $v$  é a tensão em Volt (V),  $R$  é a resistência em Ohm ( $\Omega$ ),  $i$  é a corrente em Ampère (A),  $\omega_s$  é a velocidade angular elétrica do estator em rad-elet./s,  $\omega_r$  é a velocidade angular elétrica do rotor em rad-elet./s e  $\lambda$  é o fluxo de dispersão em Wb.voltas.

Os índices “ $d$ ” e “ $q$ ” denotam o eixo direto e o eixo em quadratura, respectivamente, representando as componentes segundo os eixos de referência  $d-q$  que giram à velocidade síncrona, estando o eixo “ $q$ ” adiantado  $90^\circ$  em relação ao eixo “ $d$ ”. Os índices “ $s$ ” e “ $r$ ” denotam grandezas do estator e do rotor, respectivamente. Os fluxos de dispersão presentes nas equações de (3.1) à (3.4) são definidos como:

$$\lambda_{ds} = -L_{ss}i_{ds} + L_m i_{dr} \quad (3.5)$$

$$\lambda_{qs} = -L_{ss}i_{qs} + L_m i_{qr} \quad (3.6)$$

$$\lambda_{dr} = L_{rr}i_{dr} - L_m i_{ds} \quad (3.7)$$

$$\lambda_{qr} = L_{rr}i_{qr} - L_m i_{qs} \quad (3.8)$$

Onde  $L_{ss}$  representa a auto-indutância dos enrolamentos do estator,  $L_{rr}$  é a auto-indutância dos enrolamentos do rotor e  $L_m$  a indutância mútua de magnetização entre os enrolamentos do estator e do rotor, ambas em Henry (H). Sendo:

$$L_{ss} = L_s + L_m \quad (3.9)$$

$$L_{rr} = L_r + L_m \quad (3.10)$$

Onde  $L_s$  e  $L_r$  são as indutâncias de dispersão do estator e do rotor, respectivamente.

### 3.3 Desenvolvimento em p.u. da Modelagem do Gerador de Indução

O próximo estágio no processo de desenvolvimento do modelo da máquina de indução consiste em definir as equações das tensões e dos fluxos descritas de (3.1) à (3.10), em por unidade (p.u.). As variáveis bases escolhidas para o estator são:

$v_{s_{base}}$  - Valor de pico da tensão nominal do gerador, em (V);

$i_{s_{base}}$  - Valor de pico da corrente nominal do gerador, em (A);

$f_{s_{base}}$  - Frequência nominal, em Hertz (Hz).

Os valores bases restantes são estabelecidos como:

$$\omega_{base} = 2\pi f_{base}, \text{ velocidade angular, rad-elet./s;}$$

$$Z_{s_{base}} = v_{s_{base}} / i_{s_{base}}, \text{ em (Ohm);}$$

$$L_{s_{base}} = v_{s_{base}} / (i_{s_{base}} \omega_{base}), \text{ em (H);}$$

$$\lambda_{s_{base}} = v_{s_{base}} / \omega_{base}, \text{ em Wb.voltas.}$$

Assumindo-se que as grandezas do rotor estão referidas ao estator, as bases acima definidas podem ser aplicadas ao rotor. Dessa forma, as equações das tensões de (3.1) à (3.4) podem ser reescritas em p.u. dividindo ambos os termos por  $v_{s_{base}}$ , tendo em conta que

$$v_{s_{base}} = Z_{s_{base}} i_{s_{base}} = \omega_{base} \lambda_{s_{base}}. \text{ Logo, obtêm-se o seguinte:}$$

$$\frac{v_{ds}}{v_{s_{base}}} = -\frac{R_s}{Z_{s_{base}}} \frac{i_{ds}}{i_{s_{base}}} - \frac{\omega_s}{\omega_{base}} \frac{\lambda_{qs}}{\lambda_{s_{base}}} + \frac{d}{dt} \left( \frac{1}{\omega_{base}} \frac{\lambda_{ds}}{\lambda_{s_{base}}} \right)$$

$$\frac{v_{qs}}{v_{s_{base}}} = -\frac{R_s}{Z_{s_{base}}} \frac{i_{qs}}{i_{s_{base}}} + \frac{\omega_s}{\omega_{base}} \frac{\lambda_{ds}}{\lambda_{s_{base}}} + \frac{d}{dt} \left( \frac{1}{\omega_{base}} \frac{\lambda_{qs}}{\lambda_{s_{base}}} \right)$$

$$\frac{v_{dr}}{v_{s_{base}}} = \frac{R_r}{Z_{s_{base}}} \frac{i_{dr}}{i_{s_{base}}} - s \frac{\omega_s}{\omega_{base}} \frac{\lambda_{qr}}{\lambda_{s_{base}}} + \frac{d}{dt} \left( \frac{1}{\omega_{base}} \frac{\lambda_{dr}}{\lambda_{s_{base}}} \right)$$

$$\frac{v_{qr}}{v_{s_{base}}} = \frac{R_r}{Z_{s_{base}}} \frac{i_{qr}}{i_{s_{base}}} + s \frac{\omega_s}{\omega_{base}} \frac{\lambda_{dr}}{\lambda_{s_{base}}} + \frac{d}{dt} \left( \frac{1}{\omega_{base}} \frac{\lambda_{qr}}{\lambda_{s_{base}}} \right)$$

Sendo  $s = (\omega_s - \omega_r) / \omega_s$  o escorregamento da máquina e  $\omega_r$  a velocidade angular do rotor em rad-elet./s. Adotando-se a notação “-” para designar os termos em p.u., as equações de (3.1) à (3.4), são então reescrita na forma:

$$\bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{i}_{ds} - \bar{\omega}_s \bar{\lambda}_{qs} + \frac{d}{dt} \bar{\lambda}_{ds} \quad (3.11)$$

$$\bar{v}_{qs} = -\bar{R}_s \bar{i}_{qs} + \bar{\omega}_s \bar{\lambda}_{ds} + \frac{d}{dt} \bar{\lambda}_{qs} \quad (3.12)$$

$$\bar{v}_{dr} = 0 = \bar{R}_r \bar{i}_{dr} - s \bar{\omega}_s \bar{\lambda}_{qr} + \frac{d}{dt} \bar{\lambda}_{dr} \quad (3.13)$$

$$\bar{v}_{qr} = 0 = \bar{R}_r \bar{i}_{qr} + s \bar{\omega}_s \bar{\lambda}_{dr} + \frac{d}{dt} \bar{\lambda}_{qr} \quad (3.14)$$

Similarmente, as equações dos fluxos de dispersão definidas de (3.5) à (3.8), ao serem divididas por  $\lambda_{s_{base}} = L_{s_{base}} i_{s_{base}}$  são reescritas em p.u., como:

$$\bar{\lambda}_{ds} = -\bar{L}_{ss} \bar{i}_{ds} + \bar{L}_m \bar{i}_{dr} \quad (3.15)$$

$$\bar{\lambda}_{qs} = -\bar{L}_{ss} \bar{i}_{qs} + \bar{L}_m \bar{i}_{qr} \quad (3.16)$$

$$\bar{\lambda}_{dr} = \bar{L}_{rr} \bar{i}_{dr} - \bar{L}_m \bar{i}_{ds} \quad (3.17)$$

$$\bar{\lambda}_{qr} = \bar{L}_{rr} \bar{i}_{qr} - \bar{L}_m \bar{i}_{qs} \quad (3.18)$$

É importante notar que o tempo nas equações de (3.11) à (3.14) está expresso em radianos, sendo o termo  $d/d\bar{t}$  definido em p.u./rad. Este termo derivativo com o tempo em radianos está relacionado com o termo derivativo com o tempo em segundos através da relação (ANDERSON & FOUAD, 2002):

$$\frac{d}{d\bar{t}} = \frac{1}{\omega_{base}} \frac{d}{dt} \quad (3.19)$$

Para a simulação, as variáveis de saída são geralmente requeridas em função do tempo em segundos. Para isso as equações de (3.11) à (3.14) devem ser multiplicadas pela velocidade angular base conforme descreve a relação (3.19).

### 3.4 Modelagem do Gerador de Indução Duplamente Excitado (DFIG)

Baseado na modelagem da máquina de indução convencional descrita anteriormente, o modelo da máquina duplamente excitada é obtido de forma similar. A diferença básica consiste no tratamento matemático das equações do rotor, onde este não se encontra curto-circuitado, portanto, as tensões do rotor são diferentes de zero. Mantendo-se a mesma convenção de sinais, define-se então as equações do gerador DFIG, em p.u., como:

$$\bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{i}_{ds} - \bar{\lambda}_{qs} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d}{dt} \bar{\lambda}_{ds} \quad (3.20)$$

$$\bar{v}_{qs} = -\bar{R}_s \bar{i}_{qs} + \bar{\lambda}_{ds} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d}{dt} \bar{\lambda}_{qs} \quad (3.21)$$

$$\bar{v}_{dr} = \bar{R}_r \bar{i}_{dr} - (\bar{\omega}_s - \bar{\omega}_r) \bar{\lambda}_{qr} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d}{dt} \bar{\lambda}_{dr} \quad (3.22)$$

$$\bar{v}_{qr} = \bar{R}_r \bar{i}_{qr} + (\bar{\omega}_s - \bar{\omega}_r) \bar{\lambda}_{dr} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d}{dt} \bar{\lambda}_{qr} \quad (3.23)$$

### 3.4.1 Modelo de Ordem Reduzida

Para a representação do gerador de indução duplamente excitado nos estudos de estabilidade transitória, é geralmente uma prática usual reduzir as equações diferenciais do modelo dinâmico de quarta ordem com o fluxo magnético, para um modelo de segunda ordem, que corresponde a desprezar os transitórios do estator, baseado em uma tensão atrás de uma reatância transitória (FEIJÓO et al., 2000; HOLDSWORTH et al., 2003a; NUNES et al., 2004).

Portanto, manipulando-se as equações de (3.20) à (3.23), e desprezando-se  $d\bar{\lambda}_{ds}/dt$  e  $d\bar{\lambda}_{qs}/dt$  de acordo com as suposições estabelecidas, obtém-se a relação entre a corrente e a tensão do estator ao longo do eixo direto e em quadratura nas equações (3.24) e (3.25) e as equações diferenciais (3.26) e (3.27) que descrevem a dinâmica dos enrolamentos do rotor da máquina DFIG (NUNES, 2003):

$$\bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{i}_{ds} + \bar{X}' \bar{i}_{qs} + \bar{e}'_d \quad (3.24)$$

$$\bar{v}_{qs} = -\bar{R}_s \bar{i}_{qs} - \bar{X}' \bar{i}_{ds} + \bar{e}'_q \quad (3.25)$$

$$\frac{d\bar{e}'_d}{dt} = -\frac{1}{T_o'} \left[ \bar{e}'_d - (\bar{X} - \bar{X}') \bar{i}_{qs} \right] + s\omega_s \bar{e}'_q - \omega_s \frac{\bar{L}_m}{L_{rr}} \bar{v}_{qr} \quad (3.26)$$

$$\frac{d\bar{e}'_q}{dt} = -\frac{1}{T_o'} \left[ \bar{e}'_q + (\bar{X} - \bar{X}') \bar{i}_{ds} \right] - s\omega_s \bar{e}'_d + \omega_s \frac{\bar{L}_m}{L_{rr}} \bar{v}_{dr} \quad (3.27)$$

Onde  $X'$  e  $X$  correspondem as reatâncias transitória e de circuito aberto, respectivamente;  $e'_d$  e  $e'_q$  são as componentes da f.e.m. transitória ou tensão interna, segundo as componentes dos eixos direto e em quadratura, respectivamente;  $T_o'$  é a constante de tempo de circuito-aberto expressa em segundos. Ambas as variáveis são definidas como:

$$\bar{e}'_d = -\frac{\bar{\omega}_s \bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} \cdot \bar{\lambda}_{qr} \quad (3.28)$$

$$\bar{e}'_q = \frac{\bar{\omega}_s \times \bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} \cdot \bar{\lambda}_{dr} \quad (3.29)$$

$$\bar{X}' = \bar{\omega}_s \left( \bar{L}_{ss} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{rr}} \right) = \bar{X}_s + \frac{\bar{X}_r \bar{X}_m}{\bar{X}_r + \bar{X}_m} \quad (3.30)$$

$$\bar{T}'_o = \frac{\bar{L}_r + \bar{L}_m}{\bar{R}_r} = \frac{\bar{L}_{rr}}{\bar{R}_r} \quad (3.31)$$

$$\bar{X} = \bar{\omega}_s \bar{L}_{ss} \quad (3.32)$$

$$T'_o = \frac{\bar{L}_{rr}}{2\pi f_{base} \bar{R}_r} \quad (3.33)$$

Onde  $\bar{\omega}_s = 2\pi f_s$ , sendo  $f_s = f_{base}$ .

Além das equações descritas anteriormente neste sub-tópico, é importante definir as equações das correntes do rotor, levando em conta a utilização das mesmas nas malhas de controle. Assim, combinando-se as equações de fluxos de (3.15) à (3.18) com as tensões transitórias  $\bar{e}'_d$  e  $\bar{e}'_q$  definidas em (3.28) e (3.29), respectivamente, obtêm-se as correntes do rotor, em p.u., como:

$$\bar{i}'_{dr} = \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} \bar{i}'_{ds} + \frac{\bar{e}'_q}{\bar{L}_m} \quad (3.34)$$

$$\bar{i}'_{qr} = \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} \bar{i}'_{qs} - \frac{\bar{e}'_d}{\bar{L}_m} \quad (3.35)$$

É importante observar que este modelo da máquina de indução duplamente excitada determina que o conversor interligado ao rotor seja modelado como uma fonte de tensão controlada. A razão disto está nas componentes  $\bar{v}_{dr}$  e  $\bar{v}_{qr}$ , presentes nas equações (3.26) e (3.27) das tensões transitórias do rotor que podem ser exploradas para o controle da máquina, conforme será abordado no capítulo 4.

Tendo em conta o modelo de ordem reduzida, apresentado para a máquina DFIG, o torque eletromagnético é descrito na equação (3.36), e por sua vez, as potências ativa e reativa do

estator e do rotor podem ser calculados utilizando-se as seguintes expressões de (3.37) à (3.40), respectivamente (KUNDUR, 1994).

$$\bar{T}_e = \bar{e}'_d \bar{i}'_{ds} + \bar{e}'_q \bar{i}'_{qs} \quad (3.36)$$

$$\bar{P}_s = \bar{T}_e \bar{\omega}_r = \text{Re}\{\bar{v}_s \bar{i}_s^*\} = \bar{v}_{ds} \bar{i}_{ds} + \bar{v}_{qs} \bar{i}_{qs} \quad (3.37)$$

$$\bar{Q}_s = \text{Im}\{\bar{v}_s \bar{i}_s^*\} = \bar{v}_{qs} \bar{i}_{ds} - \bar{v}_{ds} \bar{i}_{qs} \quad (3.38)$$

$$\bar{P}_r = s\bar{P}_s = \text{Re}\{\bar{v}_r \bar{i}_r^*\} = \bar{v}_{dr} \bar{i}_{dr} + \bar{v}_{qr} \bar{i}_{qr} \quad (3.39)$$

$$\bar{Q}_r = \text{Im}\{\bar{v}_r \bar{i}_r^*\} = \bar{v}_{qr} \bar{i}_{dr} - \bar{v}_{dr} \bar{i}_{qr} \quad (3.40)$$

Quando os transitórios do estator são desprezados, a componente de corrente contínua (CC) é omitida da corrente transitória do gerador, pelo fato de possuir um decaimento rápido quando comparada às componentes de corrente alternadas (CA), (NUNES, 2003). Se as componentes CC forem incluídas no modelo da máquina, surgirão oscilações na corrente da máquina, em frequências próxima a frequência de operação das linhas de transmissão em CA, 60 Hz, fazendo-se necessário reduzir o passo de integração na simulação, sendo esta uma das razões que se torna desejável desconsiderar os transitórios do estator do gerador DFIG.

Além disso, o modelo de ordem reduzida compatibiliza e deixa consistente o modelo do gerador com a modelagem da rede elétrica, já que os transitórios associados às linhas de transmissão também são desprezados para estudos de estabilidade transitória (KUNDUR, 1994).

Outra justificativa para esta simplificação no modelo do gerador DFIG é explicada pelo uso do controle independente de potência ativa e reativa, cujos comportamentos da velocidade do rotor e da tensão terminal, são desacoplados. Portanto, o perfil de tensão após a eliminação da falta não será afetado pela velocidade do rotor (AKHMATOV, 2003).

### 3.4.2 Modelo Detalhado

A modelagem detalhada da máquina de indução duplamente excitada que inclui os transitórios do estator, é obtida similarmente ao modelo de ordem reduzida. A modificação se dá nas equações do estator, sendo que estas levam em conta os termos  $d\bar{\lambda}_{ds}/dt$  e  $d\bar{\lambda}_{qs}/dt$ , logo, o modelo dinâmico detalhado, consiste de quatro equações diferenciais, representado por uma tensão atrás de uma reatância transitória

Inicialmente, substituindo-se as equações dos fluxos de dispersão em p.u. definidas em (3.15) e (3.16) nas equações diferenciais do estator em p.u. (3.20) e (3.21), obtém-se:

$$\bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{i}_{ds} + \bar{L}_{ss} \bar{i}_{qs} - \bar{L}_m \bar{i}_{qr} - \frac{\bar{L}_{ss}}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{ds}}{dt} + \frac{\bar{L}_m}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{dr}}{dt} \quad (3.41)$$

$$\bar{v}_{qs} = -\bar{R}_s \bar{i}_{qs} - \bar{L}_{ss} \bar{i}_{ds} + \bar{L}_m \bar{i}_{dr} - \frac{\bar{L}_{ss}}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{qs}}{dt} + \frac{\bar{L}_m}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{qr}}{dt} \quad (3.42)$$

Isolando-se as correntes,  $\bar{i}_{dr}$  e  $\bar{i}_{qr}$  por meio das equações (3.17) e (3.18) dos fluxos de dispersão, e derivando-se a corrente do rotor ao longo  $d$ , tem-se:

$$\frac{d\bar{i}_{dr}}{dt} = \frac{d}{dt} \left( \frac{\bar{\lambda}_{dr}}{\bar{L}_{rr}} + \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} \bar{i}_{ds} \right) \quad (3.43)$$

$$\bar{i}_{qr} = \frac{\bar{\lambda}_{qr}}{\bar{L}_{rr}} + \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} \bar{i}_{qs} \quad (3.44)$$

Substituindo-se as equações (3.43) e (3.44) na equação (3.41), obtém-se:

$$\bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{i}_{ds} + \bar{L}_{ss} \bar{i}_{qs} - \bar{L}_m \left( \frac{\bar{\lambda}_{qr} + \bar{L}_m \bar{i}_{qs}}{\bar{L}_{rr}} \right) - \frac{\bar{L}_{ss}}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{ds}}{dt} + \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr} \omega_s} \left( \frac{d\bar{\lambda}_{dr}}{dt} + \bar{L}_m \frac{d\bar{i}_{ds}}{dt} \right) \quad (3.45)$$

Isolando-se os fluxos de dispersão  $\bar{\lambda}_{dr}$  e  $\bar{\lambda}_{qr}$  nas equações (3.28) e (3.29), que estão em função das componentes da f.e.m. transitória  $e'_d$  e  $e'_q$ , e substituindo-os na equação (3.45), tem-se:

$$\bar{v}_{ds} = -\bar{R}_s \bar{i}_{ds} + \left( \bar{L}_{ss} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{rr}} \right) \bar{i}_{qs} + \bar{e}'_d - \left( \bar{L}_{ss} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{rr}} \right) \frac{1}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{ds}}{dt} + \frac{1}{\omega_s} \frac{d\bar{e}'_q}{dt} \quad (3.46)$$

Substituindo a equação diferencial (3.27) na equação (3.46), pode-se finalmente escrever a equação da corrente do estator ao longo do eixo  $d$ . De forma similar, expandindo-se a equação (3.42), obtém-se a expressão final para a corrente do estator ao longo do eixo  $q$ .

Dessa forma, são obtidas duas novas equações diferenciais que descrevem a dinâmica dos enrolamentos do estator da máquina DFIG, como descritas a seguir:

$$\frac{\bar{X}'}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{ds}}{dt} = -\bar{v}_{ds} - \left[ \bar{R}_s + \frac{(\bar{X} - \bar{X}')}{\omega_s T_o'} \right] \bar{i}_{ds} + \bar{X}' \bar{i}_{qs} + (1-s) \bar{e}'_d - \frac{1}{T_o' \omega_s} \bar{e}'_q + \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} \bar{v}_{dr} \quad (3.47)$$

$$\frac{\bar{X}'}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{qs}}{dt} = -\bar{v}_{qs} - \left[ \bar{R}_s + \frac{(\bar{X} - \bar{X}')}{\omega_s T_o'} \right] \bar{i}_{qs} - \bar{X}' \bar{i}_{ds} + (1-s) \bar{e}'_q + \frac{1}{T_o' \omega_s} \bar{e}'_d + \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} \bar{v}_{qr} \quad (3.48)$$

As equações de (3.26) à (3.40) descritas no modelo de ordem reduzida também fazem parte do modelo detalhado que inclui os transitórios do estator do gerador DFIG.

Os transitórios da corrente na frequência fundamental podem ser significativos quando a rede elétrica é submetida a uma falta. No caso específico do gerador de indução duplamente excitado, os transitórios na corrente da máquina influenciam o controle do conversor interligado ao rotor.

Os conversores do gerador DFIG são controlados por chaves IGBT “*Insulated Gate Bipolar Transistor*”, as quais são protegidas contra sobre-correntes, sobre-tensões e sobrecargas. A corrente do rotor é a mesma que flui pelas chaves IGBT do conversor interligado à máquina, e a tensão do “*link*” CC é também a mesma aplicada às chaves IGBT.

O conversor do gerador DFIG processa somente de 25% a 30% da potência nominal da máquina, o que implica consequentemente na redução das perdas totais na conversão da energia e dos custos associados, no entanto, esta restrição faz com que o conversor se torne o equipamento mais sensível do gerador, principalmente em casos de ocorrências de curto-circuito na rede elétrica.

Portanto, as correntes que fluem pelos conversores do gerador DFIG são limitadas por razões de proteção. Isto porque a medição apropriada da corrente do rotor durante faltas na rede é de extrema importância para a busca precisa dos resultados em estudos de estabilidade transitória. O mesmo argumento pode ser usado para a medição da tensão do “*link*” CC (AKHMATOV, 2003).

Em determinada situação de operação, quando o conversor interligado ao rotor for bloqueado devido a atuação da proteção do tipo “*crow-bar*”, a controlabilidade da máquina será perdida, podendo comprometer tanto a desconexão dos aerogeradores como a estabilidade transitória do sistema. Neste caso, a argumentação para o uso de modelos

simplificados de geradores DFIG, sob o conceito do controle independente das potências ativa e reativa da máquina, torna-se sem sentido.

AKHMATOV, (2003) implementou os transitórios do estator nos modelos dos geradores de indução em gaiola e duplamente excitado na ferramenta de simulação dinâmica PSS/E “*Power System Simulator for Engineering*”, para análise da estabilidade transitória e de tensão de sistemas de potência com grande integração de parques eólicos.

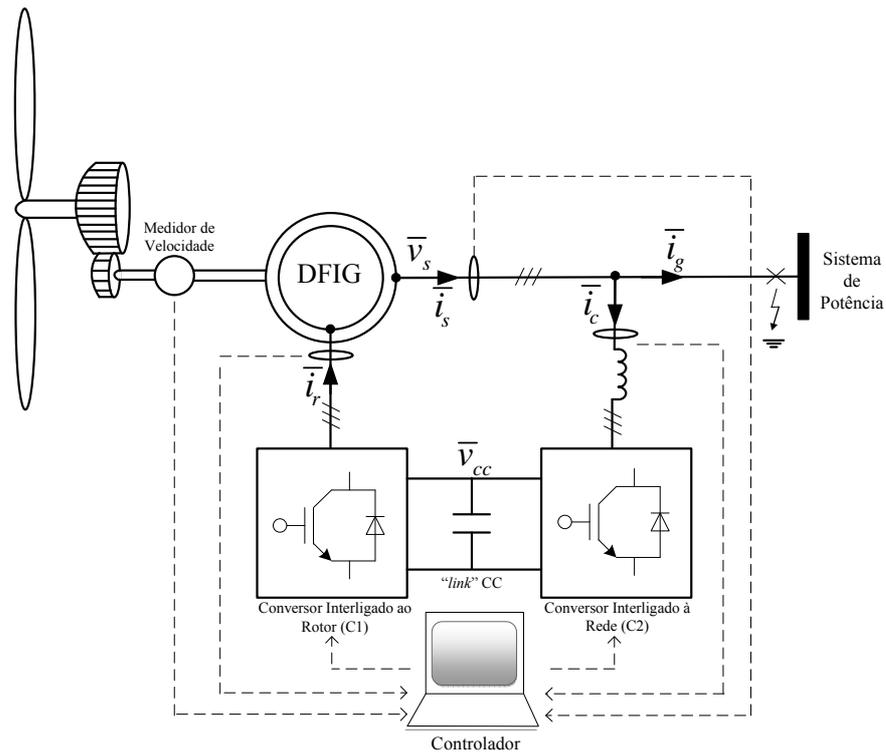
KNUDSEN & AKHMATOV, (1999) incluíram os transitórios do estator na modelagem do gerador de indução em gaiola no programa PSS/E, o qual não leva em conta os transitórios da rede elétrica, e compararam os resultados de simulação com os do programa ATP “*Alternative Transients Program*”, o qual considera ambos transitórios do estator do gerador de indução e da rede elétrica, sendo esta última também modelada por equações diferenciais.

Os resultados foram coincidentes, mostrando que incluir os transitórios do estator da máquina de indução e desprezar os transitórios associados as linhas de transmissão, é um procedimento adequado para garantir que a componente CC seja incluída de forma correta na corrente transitória do gerador.

Dessa forma, no sentido de investigar a influência da modelagem da máquina DFIG, são avaliados resultados de simulação que comparam os modelos detalhado e de ordem reduzida, para estudos de estabilidade transitória, diante da ocorrência de faltas no sistema elétrico.

A figura 3.1 mostra um exemplo de um gerador DFIG conectado a um sistema de potência, simulado pela aplicação de um curto-circuito trifásico nos terminais da máquina (2 MW e 690 V), em  $t=1.0$  s, com o tempo de curto-circuito de 100 ms, sendo que a proteção “*crow-bar*” não foi levada em conta nesta simulação. A base do sistema é de 100 MW, e os dados do gerador eólico estão no Anexo.

A Figura 3.2 mostra as correntes do estator ao longo dos eixos  $d-q$ , e observar-se que quando os transitórios do estator são incluídos na modelagem, surgem oscilações na frequência fundamental, as quais levam em conta à inclusão da componente CC na corrente transitória. No entanto, quando os transitórios do estator são desprezados, as correntes  $i_{ds}$  e  $i_{qs}$ , possuem apenas componentes unidirecionais, com oscilações de baixa frequência. Duas abordagens similares são observadas em LEDESMA & USAOLA, (2004); KUNDUR, (1994), aplicadas ao gerador de indução duplamente excitado e ao gerador síncrono, respectivamente.

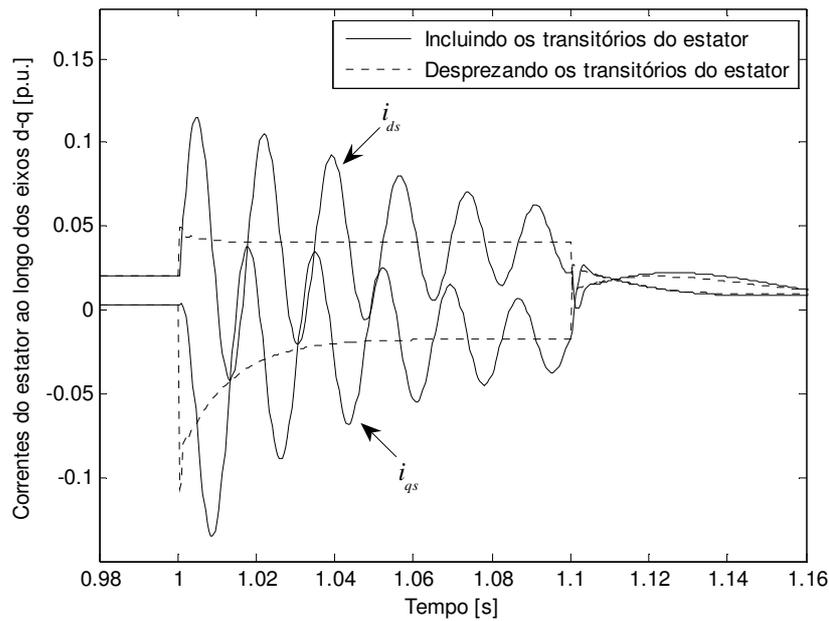


**Figura 3.1 - Sistema do Aerogerador DFIG Simulado**

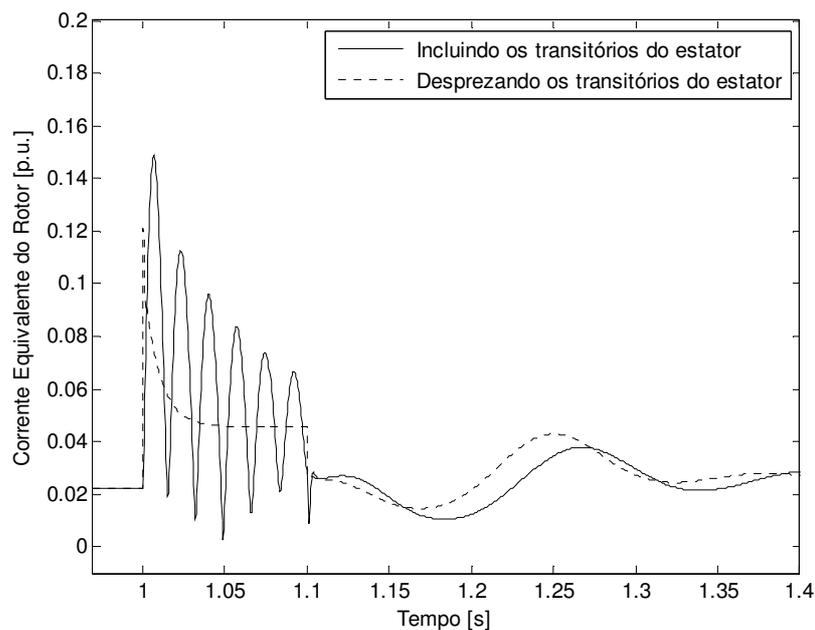
Na Figura 3.3 é mostrado que a corrente do rotor apresenta maiores picos e oscilações durante a falta, com o uso do modelo detalhado. Esta discrepância nos resultados da corrente do rotor quanto aos modelos do gerador DFIG, pode influenciar em alguns casos, a operação do conversor interligado ao rotor, pois a corrente do rotor calculada com o uso do modelo de ordem reduzida pode não exceder o ajuste da proteção do tipo “crow-bar” do conversor, levando a resultados imprecisos do comportamento de gerador DFIG, diante de faltas na rede elétrica.

Portanto, para representação mais detalhada da contribuição da corrente de falta e da investigação dos limites operacionais do conversor interligado ao rotor, o modelo que leva em conta os transitórios do estator do gerador DFIG vem a ser o preferido para estudos de estabilidade transitória (EKANAYAKE et al., 2003a).

Na Figura 3.4 é mostrado o comportamento do torque eletromagnético, e verifica-se que quando os transitórios do estator são omitidos, o torque resultante é unidirecional e pequeno em magnitude. Por sua vez, a inclusão dos transitórios do estator, resulta em um torque composto de uma componente senoidal correspondente às oscilações na frequência fundamental, e de outra componente unidirecional, devido às perdas na resistência do rotor causadas pelas oscilações na frequência fundamental das correntes induzidas no rotor.



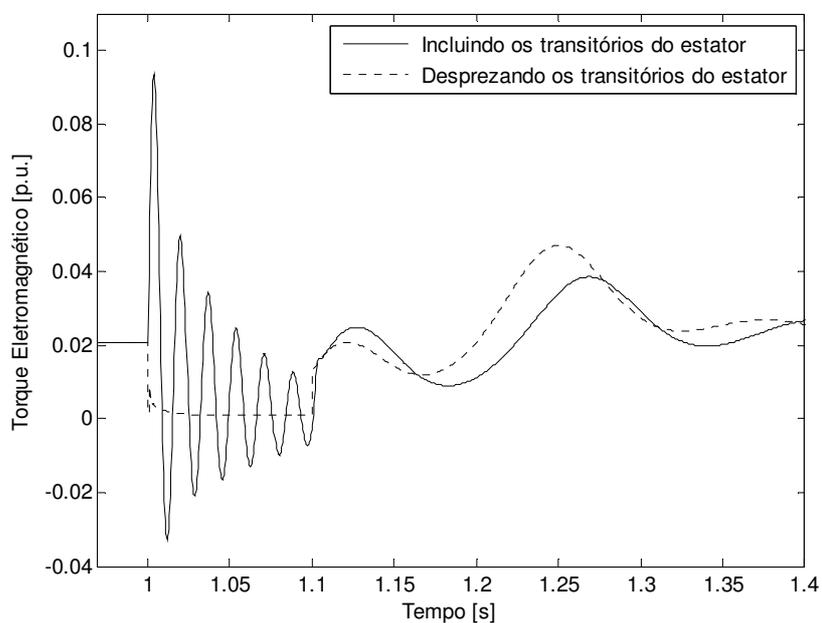
**Figura 3.2 - Influência da Modelagem da Máquina DFIG na Resposta das Correntes do Estator ao longo dos eixos  $d$ - $q$**



**Figura 3.3 - Influência da Modelagem da Máquina DFIG na Resposta da Corrente Equivalente do Rotor**

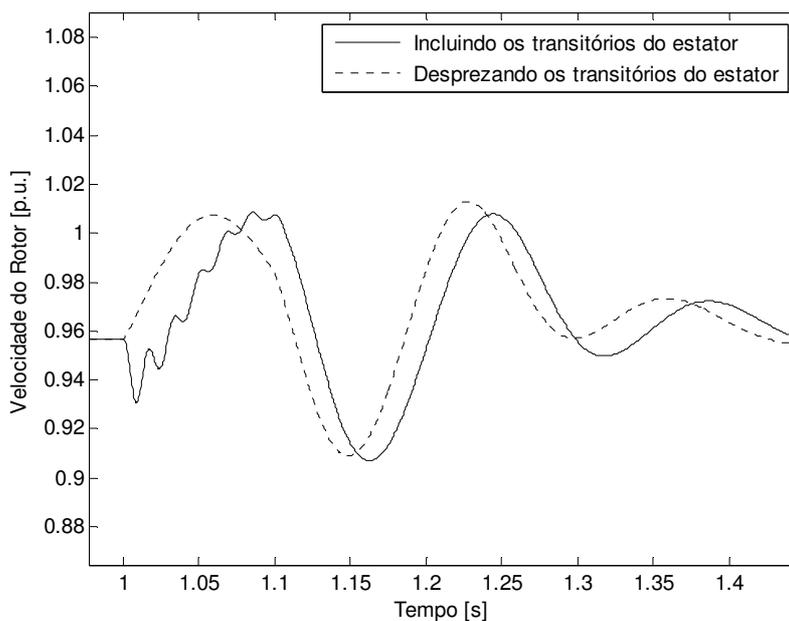
A componente unidirecional do torque, devido às perdas resistivas no rotor, pode ser bastante elevada e tem um efeito de reduzir a aceleração do rotor logo após o curto-circuito. Esta redução inicial da velocidade do rotor como mostrada na Figura 3.5 com uso do modelo que inclui os transitórios do estator, é consequência do decaimento da componente CC na corrente da máquina (POLLER, 2003). O modelo de ordem reduzida ocasiona a aceleração

imediate do rotor após a falta, uma vez que este modelo não representa os transitórios do estator.



**Figura 3.4 - Influência da Modelagem da Máquina DFIG no Comportamento do Torque Eletromagnético**

Já o efeito da componente oscilatória do torque é visto inicialmente, pela desaceleração do rotor durante a primeira metade do primeiro ciclo de oscilação, e em seguida, pela aceleração para próximo da velocidade inicial durante a segunda metade do mesmo ciclo de oscilação, e assim por diante durante o ciclo subsequente, como pode ser observado na Figura 3.5.



**Figura 3.5 - Influência da Modelagem da Máquina DFIG no Comportamento da Velocidade do Rotor**

Os resultados destas simulações mostram que o uso do modelo de ordem reduzida, o qual despreza os transitórios do estator, não representa os transitórios da corrente na frequência fundamental. Esta simplificação no modelo não influencia os resultados do ponto de vista da estabilidade transitória, desde que a operação dos conversores permaneça ininterrupta.

No entanto, esta simplificação é simplesmente inaceitável em estudos de estabilidade transitória que investigam a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão em redes elétricas com a integração de geradores DFIG. Portanto, no sentido de alcançar a precisão suficiente nos resultados de simulações, a presente tese utilizará o modelo detalhado, cujos transitórios do estator da máquina DFIG são levados em conta.

### 3.5 Modelo Dinâmico da Turbina Eólica

O projeto de uma turbina eólica envolve conceitos de aerodinâmica e mecânica, cujo objetivo principal é encontrar uma perfeita interação entre os demais componentes (pás, rotor, caixa de engrenagens, etc) que a compõem, a fim de proporcionar o desempenho desejado para a situação a qual foi projetada.

Os conceitos relativos aos aspectos aerodinâmicos e mecânicos envolvem dados, sendo alguns experimentais, relacionados com perdas por atrito, turbulências e rajadas de vento, bem como o comportamento do escoamento do fluxo de ar sobre as pás (WALKER & JENKINS, 1997).

No entanto, muitos dos dados não se encontram disponíveis ou não apresentam modelos precisos que possam simulá-los, devido à complexidade inerente dos fenômenos presentes no comportamento das turbinas eólicas. Por esta razão, estes dados são simplificados quando o comportamento elétrico do aerogerador é o principal interesse do estudo.

Além disso, alguns fenômenos relacionados a aspectos construtivos das turbinas eólicas não influenciam nos resultados de análise da estabilidade transitória, quando o objetivo do estudo é avaliar a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão ocasionados por curto-circuitos na rede elétrica (AKHMATOV, 2003).

O objetivo de uma turbina eólica é captar a energia cinética do vento e transformá-la em energia mecânica. Assim, quando uma massa de ar “ $m$ ” atravessa uma determinada superfície de área frontal “ $A$ ” com uma velocidade “ $U_w$ ” durante um certo intervalo de tempo “ $\Delta t$ ”, a energia cinética desta massa de ar pode ser expressa em (Joule) por (WALKER & JENKINS, 1997):

$$E_c = \frac{1}{2} \rho A U_w^3 \Delta t \quad (3.49)$$

sendo “ $\rho$ ” a massa específica do ar expressa em ( Kg/m<sup>3</sup> ) por:

$$\rho = \frac{m}{A U_w \Delta t} \quad (3.50)$$

Logo, a potência disponível correspondente a energia cinética transportada pelo vento é dada em (Watts) por:

$$P_d = \frac{\Delta E}{\Delta t} = \frac{1}{2} \rho A U_w^3 \quad (3.51)$$

O rendimento global de uma turbina eólica pode ser calculada por meio da razão entre a potência mecânica,  $P_m$ , entregue no eixo da turbina, com a potência disponível,  $P_d$ , de vento. O rendimento, assim definido, fornece uma indicação da eficiência da turbina eólica em captar a energia do vento e convertê-la em energia mecânica entregue ao eixo. Pela importância que o rendimento da turbina eólica desempenha no projeto e na análise de um sistema eólico, esta grandeza recebe uma denominação especial de coeficiente de potência, de acordo com:

$$C_p = \frac{P_m}{P_d} = \frac{P_m}{\frac{1}{2} \rho U_w^3 A} \quad (3.52)$$

Portanto, a potência mecânica no eixo da turbina eólica se define em (Watt) como:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho C_p A U_w^3 \quad (3.53)$$

Dada a complexidade aerodinâmica associada ao projeto de uma turbina eólica, os procedimentos utilizados nesta tese restringem-se praticamente à análise da curva de potência mecânica máxima desenvolvida pela turbina versus a velocidade ótima do rotor, sob diversas condições de velocidade de vento. Esta curva é extraída a partir da relação  $C_p(\lambda, \beta)$ , a qual define a característica de desempenho de uma determinada turbina eólica.

Na maioria dos casos a relação  $C_p(\lambda, \beta)$  é estipulada aproximadamente por uma equação matemática definida a partir de dados experimentais que são obtidos dos fabricantes. Por sua vez, esta aproximação matemática representa suficientemente o comportamento aerodinâmico da turbina no que concerne a estudos sobre a estabilidade transitória de sistemas de potência (SLOOTWEG et al, 2003), de acordo com as equações a seguir:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\left(\frac{12.5}{\lambda_i}\right)} \quad (3.54)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}} \quad (3.55)$$

Sendo  $\beta$  o ângulo de “pitch” (passo) ou ângulo de orientação das pás, em graus, e dada como variável do controle de “pitch” aplicada em aerogeradores de velocidade variável para captar a máxima potência do vento, e em geral este controle é utilizado para proteger a turbina quando ocorrem elevadas velocidades de vento.

Onde,  $\lambda$  é o “tip speed ratio” (razão entre a velocidade da ponta da pá e a velocidade do vento), dada pela seguinte equação:

$$\lambda = \frac{r_i \omega_i}{U_w} \quad (3.56)$$

Onde,  $r_i$  é o raio da turbina eólica em (metros), e  $\omega_i$  é a velocidade de rotação do eixo da turbina eólica em (rad-mec/s). Com base nas equações (3.54) e (3.55), a potência mecânica em (Watt) pode ser reescrita como:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho C_p(\lambda, \beta) A U_w^3 \quad (3.57)$$

Dessa forma, o torque mecânico pode ser expresso, em N/m, como:

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_i} = \frac{1}{2} \rho \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \pi R_a^3 V^2 \quad (3.58)$$

Sendo  $\omega_i$ , a velocidade angular do rotor eólico em rad-mec/s.

### 3.6 Curva Ótima de Potência

Uma das grandes vantagens dos aerogeradores DFIG consiste na capacidade de operarem em uma larga faixa de velocidade rotacional, característica operativa que possibilita extrair a máxima energia do vento, utilizando estratégias adequadas de controle com o intuito de assegurarem uma produção otimizada do gerador. No entanto, para que o gerador DFIG possa operar com máxima potência ativa para uma dada velocidade de vento, torna-se necessário definir o perfil da curva de extração de máxima potência a adotar na malha de controle de potência ativa ou de velocidade do rotor, aplicada ao conversor interligado ao rotor da máquina.

Desta forma, o projeto da curva ótima de potência adotado é baseado na formulação matemática associada à turbina eólica envolvendo as equações (3.54) à (3.57), onde inicialmente um conjunto de curvas de potência mecânica versus a velocidade do rotor é gerado, para distintos valores de  $U_w$ , em m/s, como pode ser observado na figura 3.6, considerando uma turbina eólica de 2 MW, cujos dados estão no Anexo.

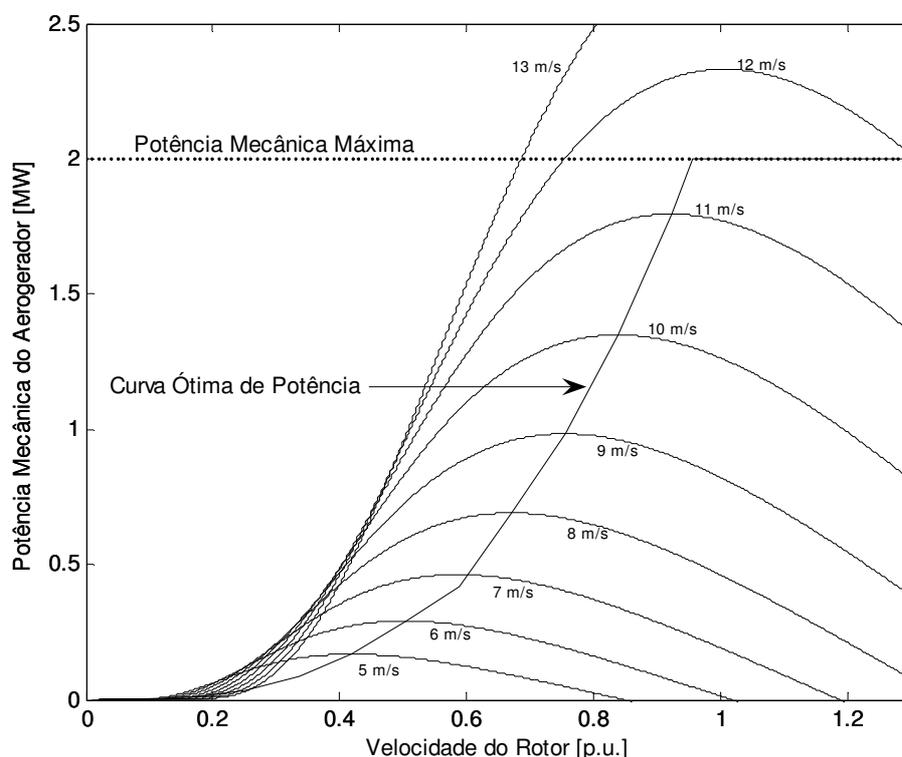


Figura 3.6 - Curva Ótima de Potência Definida para DFIG de 2 MW para um Ângulo de Passo de  $0^\circ$

Por meio da geração do conjunto de curvas, os valores máximos de potência mecânica associados aos respectivos valores de velocidade do rotor são interpolados para obter-se a

curva ótima de potência, como pode ser observada na Figura 3.6. Portanto, a característica de extração da máxima potência eólica, baseada na curva ótima de potência obtida, pode ser integrada ao controle de velocidade do rotor, para velocidades de vento abaixo da nominal.

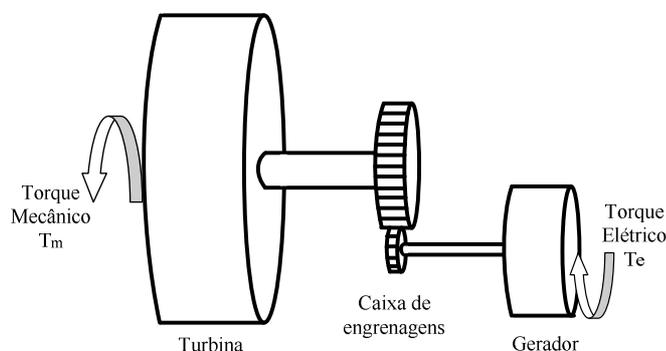
Para a obtenção da curva ótima de potência, pré-define-se um ângulo de passo de zero graus, pois o controle de passo não será utilizado nas estratégias de controle propostas nesta tese, uma vez que o interesse de estudo principal é a análise da estabilidade transitória e da capacidade de sobrevivência a afundamento de tensão em redes elétricas.

### 3.7 Representação do Sistema do Eixo Mecânico

O sistema do eixo mecânico de um aerogerador DFIG consiste do acoplamento entre o rotor eólico e o rotor do gerador, onde ambos estão interligados aos demais componentes (turbina, caixa de engrenagens e gerador elétrico) que o compõem, como ilustrado na Figura 3.7.

É comum adotar em estudos de estabilidade de sistemas de potência, os componentes, tais como: turbina, caixa de engrenagens e gerador elétrico como partes rígidas, e os rotores como partes flexíveis (MANWELL et al., 2003). Estes pressupostos são aceitáveis, na medida em que as partes rígidas não levam em conta o efeito da torção no sistema do eixo quando comparados com as partes flexíveis (rotores), os quais possuem massa desprezível quando comparados com a turbina e gerador.

Geralmente, a representação do sistema do eixo mecânico de aerogeradores em estudos de estabilidade transitória, é dada pela utilização do modelo de massa global (única) “*lumped mass*” ou pelo modelo de duas massas “*two mass*” (SLOOTWEG, 2003).



**Figura 3.7 - Representação Esquemática do Sistema do Eixo Mecânico do Gerador de Indução**

### 3.7.1 Modelo de Massa Global

O modelo tradicional de massa global girante do sistema do eixo mecânico completa a modelagem da máquina assíncrona, no sentido de que as correntes e tensões elétricas descritas a partir de equações algébricas e diferenciais devem ser combinadas com a equação do movimento do rotor, que será definida como:

$$\frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \frac{1}{2H} (\bar{T}_m - \bar{T}_e - \bar{D}\bar{\omega}_r) \quad (3.59)$$

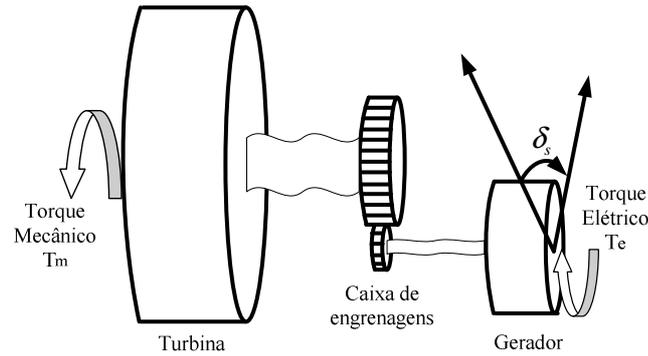
Onde  $\bar{T}_m$  é o torque mecânico produzido pela turbina eólica,  $\bar{T}_e$  é o torque eletromagnético,  $\bar{D}$  é o coeficiente de amortecimento e  $H$  é a constante de inércia total do conjunto eletromecânico ( $H_t + H_g$ ) em segundos.

A equação (3.59) modela o conjunto turbina/gerador como uma única massa assumindo-se que o eixo de ligação entre as máquinas primária e elétrica, respectivamente, apresenta um coeficiente de rigidez suficientemente elevado ao ponto de se desprezar o efeito de torção que pode ter no eixo.

SLOOTWEG, (2003); NUNES, (2003) descrevem que a equação do movimento que considera uma única constante de inércia ( $H = H_t + H_g$ ), referente ao conjunto eletromecânico, conforme se apresentou em (3.59), representa adequadamente o sistema do eixo mecânico de aerogeradores DFIG. Isto porque, o comportamento do eixo da turbina raramente é refletido na rede elétrica devido ao desacoplamento entre as potências ativa e reativa, que é proporcionado pelo conversor interligado ao rotor da máquina DFIG. Todavia, no caso de aerogeradores de velocidade fixa, como os aerogeradores de indução convencionais, o sistema de eixo mecânico é melhor representado pelo modelo de duas massas (SALMAN & TEO, 2003)

### 3.7.2 Modelo de Duas Massas

O modelo de duas massas é caracterizado pelo movimento das massas do rotor eólico e do rotor do gerador, ou seja, neste modelo são introduzidas as velocidades da turbina eólica e do gerador, respectivamente. Esta interação eletromecânica indica a presença de oscilações torsionais no sistema do eixo mecânico do aerogerador como ilustrado na Figura 3.8.



**Figura 3.8 - Representação Esquemática do Sistema do Eixo Mecânico do Gerador de Indução pelo Modelo de Duas Massas**

A partir da interpretação da Figura 3.8, é fácil perceber que o sistema do eixo mecânico, tendo em conta o efeito de torção do eixo expresso pelo deslocamento angular  $\delta_s$ , (em radianos), pode ser representado por um conjunto de equações do movimento, tal como:

$$\frac{d\bar{\omega}_t}{dt} = \frac{1}{2H_t} (\bar{T}_m - K_s \delta_s) - \bar{D}_t \bar{\omega}_t \quad (3.60)$$

$$\frac{d\delta_s}{dt} = \omega_o (\bar{\omega}_t - \bar{\omega}_g) \quad (3.61)$$

$$\frac{d\bar{\omega}_g}{dt} = \frac{1}{2H_g} (K_s \delta_s - \bar{T}_e - \bar{D}_g \bar{\omega}_g) \quad (3.62)$$

Onde,  $K_s$  corresponde a rigidez do eixo em p.u./rad-elet.,  $\bar{D}_t$  e  $\bar{D}_g$  são os coeficientes de amortecimento do rotor eólico e do rotor elétrico em p.u., respectivamente, e  $\omega_o$  denota a velocidade do sistema elétrico em rad-elet/s, e  $H_t$  e  $H_g$  são as constantes de inércia da turbina eólica e do gerador, em segundos, respectivamente.

A frequência de oscilações no sistema do eixo dos geradores DFIG se encontra aproximadamente em um intervalo de 1.44-4.55 Hz, que corresponde a uma rigidez de 0.3-3.0 p.u./rad-elet., respectivamente (KAYIKÇI & MILANOVIC, 2008).

Este intervalo de frequência de oscilações torsionais, é relativamente próximo da frequência natural de oscilações eletromecânicas de geradores síncronos convencionais (0.2 à 2.5 Hz), logo, oscilações entre os geradores síncronos e os parques eólicos, podem também ser iniciadas, devido à falta de amortecimento no sistema. Neste caso, existe o risco de

ocorrência de ressonância no eixo mecânico, cuja frequência de ressonância natural é obtida a partir da expressão (AKHMATOV, 2003):

$$f_{osc\_eixo} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{\omega_o K_s (H_r + H_g)}{2H_t H_g}} \quad (3.63)$$

No entanto, a interação dos parques eólicos com os sistemas de potência em termos de oscilações eletromecânicas é um tema recente e pouco amadurecido, onde até o presente momento, alguns poucos trabalhos são encontrados na literatura, tais como, MIAO et al., (2009); GAUTAM et al., (2009).

O modelo de massa global é comum em estudos de estabilidade transitória quando as oscilações do eixo possuem uma rigidez igual ou superior a 3.0 p.u./rad-elet., porém, nos modernos aerogeradores com razão de transformação da caixa de engrenagens superior a 100, o sistema do eixo mecânico torna-se extremamente flexível com valores de rigidez no intervalo de 0.15-0.40 p.u./rad-elet. (AKHMATOV, 2003).

As oscilações de torção no sistema do eixo causam flutuações de velocidade do rotor, mas não afetam o comportamento da tensão terminal da máquina, devido ao controle independente das potências ativa e reativa do gerador DFIG. Baseado neste argumento, o sistema do eixo é, geralmente, representado pelo modelo massa global nos estudos de estabilidade transitória, muito embora o eixo seja relativamente flexível nas máquinas DFIG.

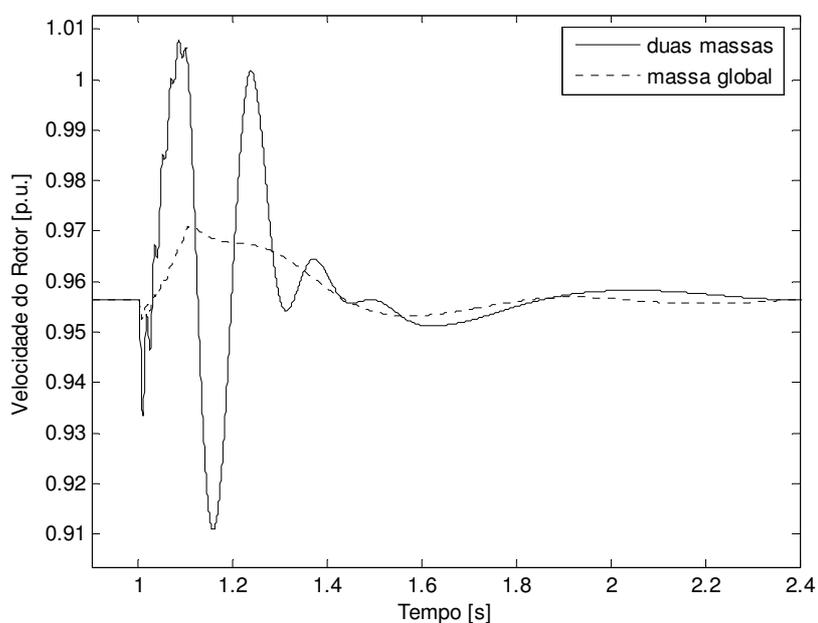
No entanto, quando o conversor interligado ao rotor for bloqueado, devido à atuação da proteção “*crow-bar*”, durante uma falta na rede elétrica, a potência ativa não será mais desacoplada da potência reativa, e a resposta da corrente da máquina será resultante das flutuações da velocidade do rotor (AKHMATOV, 2003).

Além disso, existe um risco de excitação no sistema do eixo mecânico durante faltas na rede elétrica, que pode causar graves conseqüências para a operação do gerador DFIG. Pois, quando o amortecimento do sistema do eixo é baixo, as oscilações podem aumentar em magnitude, e este comportamento, por sua vez, introduz restrições aos controles do gerador, que em alguns casos, resultam na desconexão do parque eólico (HANSEN & MICHALKE, 2007).

De maneira a investigar a influência da modelagem do sistema do eixo mecânico de aerogeradores DFIG, são avaliados resultados de simulação que comparam os modelos de massa global e de duas massas, para análise da estabilidade transitória, diante de faltas na rede

elétrica. O sistema simulado para este caso foi o mesmo do exemplo ilustrado na Figura 3.1, sem qualquer tipo de proteção quando da ocorrência do curto-circuito. Os dados da turbina eólica de 2 MW estão no Anexo.

A Figura 3.9 mostra o comportamento dinâmico da velocidade do rotor do gerador DFIG, e observa-se que a curva gerada pelo uso do modelo de duas massas ( $K_s = 0.3$  p.u./rad-elet.,  $H_t = 3.5$  s e  $H_g = 0.7$  s) apresenta maiores oscilações, com uma menor margem de estabilidade em relação a resposta obtida pelo uso do modelo de massa global ( $H_t + H_g = 4.2$  s), mas este efeito é parcialmente neutralizado pelo fato de que o uso do modelo detalhado (que leva em conta os transitórios do estator) aumenta a margem de estabilidade do sistema (AKHMATOV, 2003).



**Figura 3.9 - Influência da Modelagem do Sistema do Eixo Mecânico do Aero gerador DFIG na Resposta da Velocidade do Rotor**

A presença destas oscilações de torção no eixo mecânico pode excitar outros modos de oscilação no resto do sistema elétrico, como por exemplo, oscilações eletromecânicas (baixas frequências) de sistemas de potência. Principalmente, quando o conversor interligado ao rotor for bloqueado pela proteção “crow-bar”, pois as oscilações na velocidade do rotor afetarão o comportamento da tensão terminal.

Estes resultados mostram claramente que o sistema do eixo mecânico dos aerogeradores DFIG deve ser representado pelo modelo de duas massas, no sentido de gerar resultados de simulações confiáveis para estudos de estabilidade transitória. Portanto, a presente tese

utilizará o modelo de duas massas, cujas oscilações de torção no sistema do eixo são levadas em conta.

### 3.8 Cálculo das Condições Iniciais do Modelo do Gerador DFIG

A inicialização de algoritmos de simulação dinâmica de sistemas de potência é obtida a partir da solução do fluxo de carga de redes elétricas, estudo este que garante a correta condição operacional do sistema, no estado de regime permanente. Dessa forma, por meio das tensões (módulo e fase) e dos fluxos de potência fornecidos pela rotina de fluxo de carga, os modelos dinâmicos são inicializados para posterior execução das simulações dinâmicas.

Na solução do fluxo de carga, o parque eólico pode ser estabelecido como barra PQ, se o mesmo operar com fator de potência especificado (que é o caso de muitas aplicações), e/ou empregado como barra PV, caso contribua com algum tipo de controle de tensão.

O cálculo das condições iniciais de modelos do gerador síncrono convencional é realizado facilmente em algoritmos de estabilidade de sistemas de potência. Diferentemente deste último, o problema da inicialização de modelos do gerador DFIG é solucionado, geralmente, por meio do uso de técnicas iterativas para solução das equações não-lineares que representam a máquina, como descritos em AKHMATOV, (2003); LEDESMA & USAOLA, (2005); SLOOTWEG et al., (2001). Em HOLDSWORTH et al., (2003b) foi descrito um método de solução direta para inicialização do modelo de gerador DFIG baseado no controle e nas equações do torque eletromagnético e de potência reativa da máquina.

O método de cálculo das condições iniciais do modelo do aerogerador DFIG adotado nesta tese consiste da solução do conjunto de equações não-lineares da máquina, oriundo das equações que descrevem a dinâmica do circuito do estator e do rotor, onde as derivadas de  $\bar{i}_{ds}$ ,  $\bar{i}_{qs}$ ,  $\bar{e}_d'$  e  $\bar{e}_q'$  são igualadas a zero; e das equações de balanço dos torques e das potências reativas do gerador. Esta metodologia é baseada nos seguintes passos:

- Passo 1: Obtêm-se as tensões (módulo e fase) e as potências ativa e reativa nas barras de geração eólica provenientes do cálculo do fluxo de carga;
- Passo 2: A partir da potência ativa obtida do fluxo de carga, interpola-se a velocidade do rotor  $\bar{\omega}_g$  usando-se a curva ótima de potência;
- Passo 3: Calcula-se a velocidade do vento usando a relação  $C_p(\lambda, \beta)$ , das equações (3.54) e (3.55);

- Passo 4: Calcula-se o escorregamento usando a seguinte equação  $s = (1 - \bar{\omega}_g)$ ;
- Passo 5: Calcula-se a solução exata usando o método de Newton-Raphson, a partir das seguintes equações:

$$-\bar{v}_{ds} - \left[ \bar{R}_s + \frac{(\bar{X} - \bar{X}')}{\omega_s T_o'} \right] \bar{i}_{ds} + \bar{X} \bar{i}_{qs} + (1-s) \bar{e}_d' - \frac{1}{T_o' \omega_s} \bar{e}_q' + \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} \bar{v}_{dr} = 0 \quad (3.64)$$

$$-\bar{v}_{qs} - \left[ \bar{R}_s + \frac{(\bar{X} - \bar{X}')}{\omega_s T_o'} \right] \bar{i}_{qs} - \bar{X} \bar{i}_{ds} + (1-s) \bar{e}_q' + \frac{1}{T_o' \omega_s} \bar{e}_d' + \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} \bar{v}_{qr} = 0 \quad (3.65)$$

$$-\frac{1}{T_o'} \cdot \left[ \bar{e}_d' - (\bar{X} - \bar{X}') \bar{i}_{qs} \right] + s \omega_s \bar{e}_q' - \omega_s \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} \bar{v}_{qr} = 0 \quad (3.66)$$

$$-\frac{1}{T_o'} \cdot \left[ \bar{e}_q' + (\bar{X} - \bar{X}') \bar{i}_{ds} \right] - s \omega_s \bar{e}_d' + \omega_s \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} \bar{v}_{dr} = 0 \quad (3.67)$$

$$\bar{T}_m - \bar{e}_d' \bar{i}_{ds} - \bar{e}_q' \bar{i}_{qs} = 0 \quad (3.68)$$

$$\bar{Q}_{DFIG} - \bar{v}_{qs} \bar{i}_{ds} - \bar{v}_{ds} \bar{i}_{qs} = 0 \quad (3.69)$$

O vetor das variáveis do problema é dado por:

$$x = \left[ \bar{i}_{ds} \quad \bar{i}_{qs} \quad \bar{e}_d' \quad \bar{e}_q' \quad \bar{v}_{dr} \quad \bar{v}_{qr} \right] \quad (3.70)$$

E a matriz Jacobiana é mostrada a seguir:

$$J = \begin{bmatrix} - \left[ \bar{R}_s + \frac{(\bar{X} - \bar{X}')}{\omega_s T_o'} \right] & \bar{X} & (1-s) & -\frac{1}{T_o' \omega_s} & \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} & 0 \\ -\bar{X} & - \left[ \bar{R}_s + \frac{(\bar{X} - \bar{X}')}{\omega_s T_o'} \right] & \frac{1}{T_o' \omega_s} & (1-s) & 0 & \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} \\ 0 & \frac{(\bar{X} - \bar{X}')}{T_o'} & -\frac{1}{T_o'} & s \omega_s & 0 & -\omega_s \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} \\ -\frac{(\bar{X} - \bar{X}')}{T_o'} & 0 & -s \omega_s & -\frac{1}{T_o'} & \omega_s \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_{rr}} & 0 \\ -\bar{e}_d' & -\bar{e}_q' & -\bar{i}_{ds} & -\bar{i}_{qs} & 0 & 0 \\ -\bar{v}_{qs} & -\bar{v}_{ds} & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.71)$$

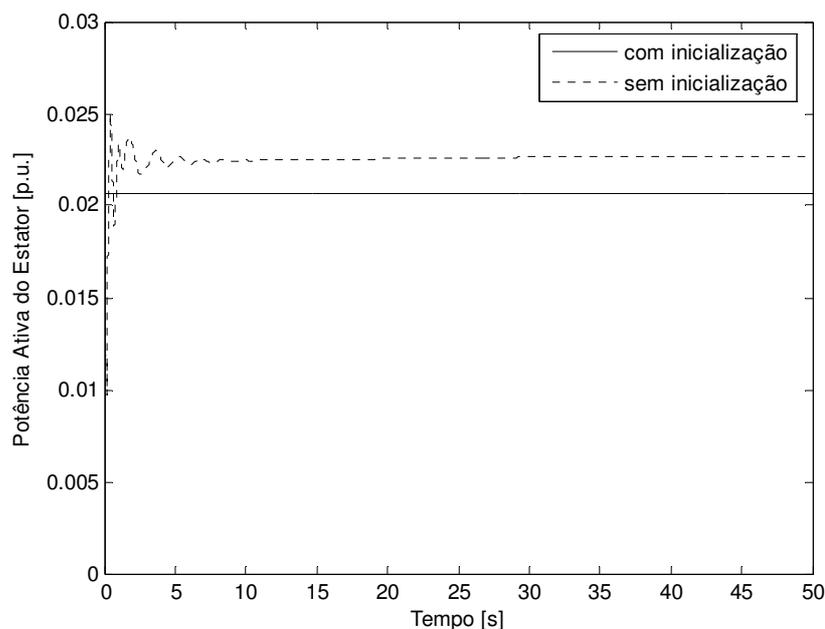
A inicialização de um modelo dinâmico é um importante estágio do processo de simulação. Se as condições iniciais não são corretamente calculadas, as variáveis do modelo dinâmico não permanecem nos valores as quais iniciaram na simulação, atingindo o regime permanente em outro ponto de operação.

Nesta situação, pode-se levar algum tempo para atingir o novo equilíbrio, e instabilidades numéricas podem ocorrer antes que o equilíbrio seja atingido. Além disso, se um novo equilíbrio for atingido diferente do suposto ponto original, a análise da estabilidade pode ficar comprometida, uma vez que o fenômeno da instabilidade transitória depende da condição operacional dos sistemas de potência (COUGHLAN et al., 2007; KUNDUR, 1994).

Dessa forma, com o objetivo de investigar a influência da inicialização da modelagem dos aerogeradores DFIG, são avaliados resultados de simulação em regime permanente que comparam o modelo da máquina com e sem o cálculo das condições iniciais, respectivamente.

O sistema elétrico teste usado nas simulações foi o mesmo do exemplo ilustrado na Figura 3.1, na mesma condição operacional de regime permanente, sem aplicação da falta, sendo que a barra de geração eólica foi representada por uma barra PV.

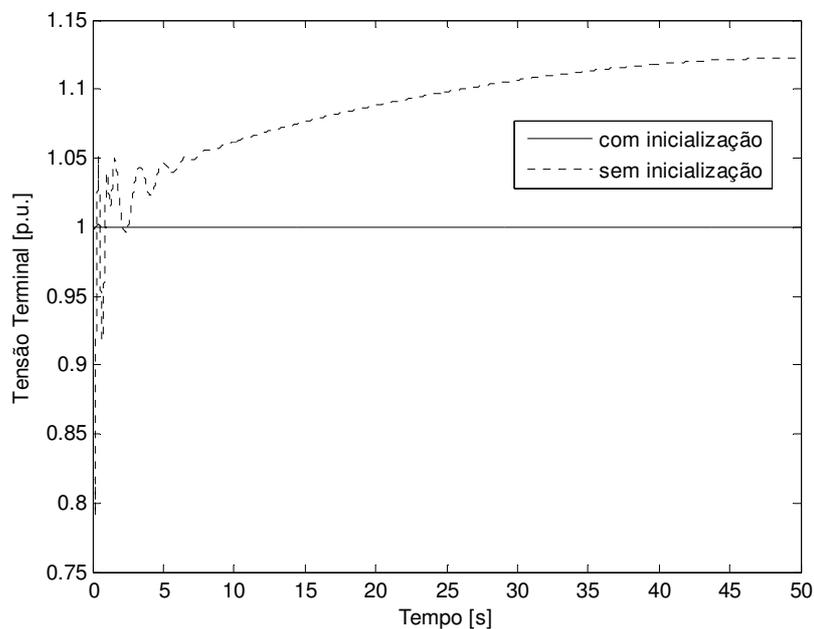
A influência da inicialização inadequada, sem o cálculo exato das condições iniciais do modelo da máquina DFIG pode ser observado nas Figuras 3.10 e 3.11, cujos valores iniciais da potência ativa do estator e da tensão terminal são alterados após o transitório inicial de 50 s, atingindo um novo equilíbrio em regime permanente.



**Figura 3.10 - Influência da Inicialização da Modelagem do Aerogerador DFIG na Resposta da Potência Ativa do Estator**

Esses transitórios iniciais que levam as variáveis da máquina DFIG para um outro ponto de operação diferente do original, são indesejáveis, pois aumentam o custo computacional de simulação, devido ao elevado tempo de acomodação das variáveis da máquina em regime permanente.

Além disso, estas alterações podem comprometer a investigação da estabilidade transitória, sendo que em alguns casos, o sistema pode se tornar instável em regime permanente, sem aplicação de faltas, devido a falta de sintonia dos controladores do gerador de indução duplamente excitado.



**Figura 3.11 - Influência da Inicialização do Modelo do Aerogerador DFIG na Resposta da Tensão Terminal**

### 3.9 Conclusões

Neste capítulo foram descritas em uma primeira fase as equações que permitem representar os aerogeradores de indução convencional e duplamente excitado, para estudos de estabilidade transitória de sistemas de potência. Em seguida, foram analisados os modelos de ordem reduzida e detalhado do gerador DFIG, por meio de simulações no domínio do tempo, e resultados mostraram que o uso do modelo detalhado, que leva em conta os transitórios do estator da máquina, é o procedimento mais adequado para estudos de estabilidade transitória que investigam a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão em redes elétricas.

O sistema do eixo mecânico do aerogerador de indução duplamente excitado, foi representado pelos modelos de massa global e de duas massas, os quais foram comparados via simulações computacionais. Os resultados mostraram que o eixo mecânico do aerogerador DFIG é melhor caracterizado pelo modelo de duas massas para estudos de estabilidade transitória.

O controle de “*pitch*” não foi descrito no modelo do aerogerador de indução duplamente excitado, contudo, é possível adicionar este controle ao modelo dinâmico deste aerogerador, caso venha a servir como solução tecnológica do problema da instabilidade transitória de sistemas de potência.

Para efeitos de simulação computacional, os modelos apresentados neste capítulo foram implementados em código MATLAB<sup>®</sup>. No entanto, estes modelos podem ser integrados facilmente em ferramentas de simulação já existentes, por meio de subrotinas ou procedimentos externos escritos na linguagem de programação adotada e de acordo com regras inerentes à filosofia de desenvolvimento do código, como no programa PSS/E. Algumas ferramentas de simulação de comportamento dinâmico de sistemas de potência, tais como o Eurostag ou DigSilent permitem a integração destes modelos em uma linguagem ou ambiente de desenvolvimento do tipo macro-blocos ou equivalente.

## 4 CAPÍTULO

### Controle de Aerogeradores de Indução Duplamente Excitados

#### 4.1 Introdução

O aerogerador de indução duplamente excitado têm se destacado entre as tecnologias mais sofisticadas, sendo bastante utilizado em grandes parques eólicos em vários países, tanto em “*onshore*” (instalações em terra) como em “*offshore*” (instalações em mar próximo ao litoral). O controle flexível proporcionado pelos conversores estáticos do gerador DFIG tem conduzido este tipo de aerogerador a operar de forma semelhante aos geradores síncronos convencionais, oferecendo capacidades de controle de potências ativa e reativa.

Devido ao progressivo aumento deste tipo de aerogerador nas redes elétricas de todo o mundo, e a perspectiva de grande integração de parques eólicos nos sistemas de potência do Brasil, existe a necessidade de se avaliar a interação entre esta tecnologia e a rede elétrica no que se refere à análise da estabilidade transitória, o que torna essencial o desenvolvimento de estratégias de controle e de proteção do tipo “*crow-bar*”.

Neste capítulo são estabelecidas estratégias de controle vetorial aplicado aos conversores interligados ao rotor e à rede elétrica, a partir das definições das equações algébricas e diferenciais que descrevem o comportamento da máquina. Em seguida, mostra-se o desenvolvimento da metodologia convencional de ajuste dos ganhos dos controladores do gerador de indução duplamente excitado.

Por fim, é mostrado o desenvolvimento do algoritmo de uma estratégia de proteção do tipo “*crow-bar*”, para o aerogerador de indução duplamente excitado, com o propósito de aumentar a capacidade de sobrevivência aos afundamentos de tensão em sistemas de potência.

#### 4.2 Estratégias de Controle

Nos aerogeradores DFIG, a interligação de conversores estáticos de potência (CA-CC-CA) ao rotor da máquina de indução, recorrendo a chaves estáticas do tipo IGBT com modulação por largura de pulsos, determina uma das grande vantagens que este tipo de tecnologia de conversão de energia oferece em relação à máquina de indução com rotor em gaiola. A conexão física dos conversores estáticos do tipo PWM “*Pulse Width Modulation*” interligados ao rotor da máquina e a rede elétrica, denominados neste trabalho de C1 e C2,

respectivamente, aos demais componentes que compõem o conversor CA-CC-CC, como “link” CC e circuito de proteção do tipo “crow-bar” inseridos no rotor da máquina, é indicado na Figura 4.1.

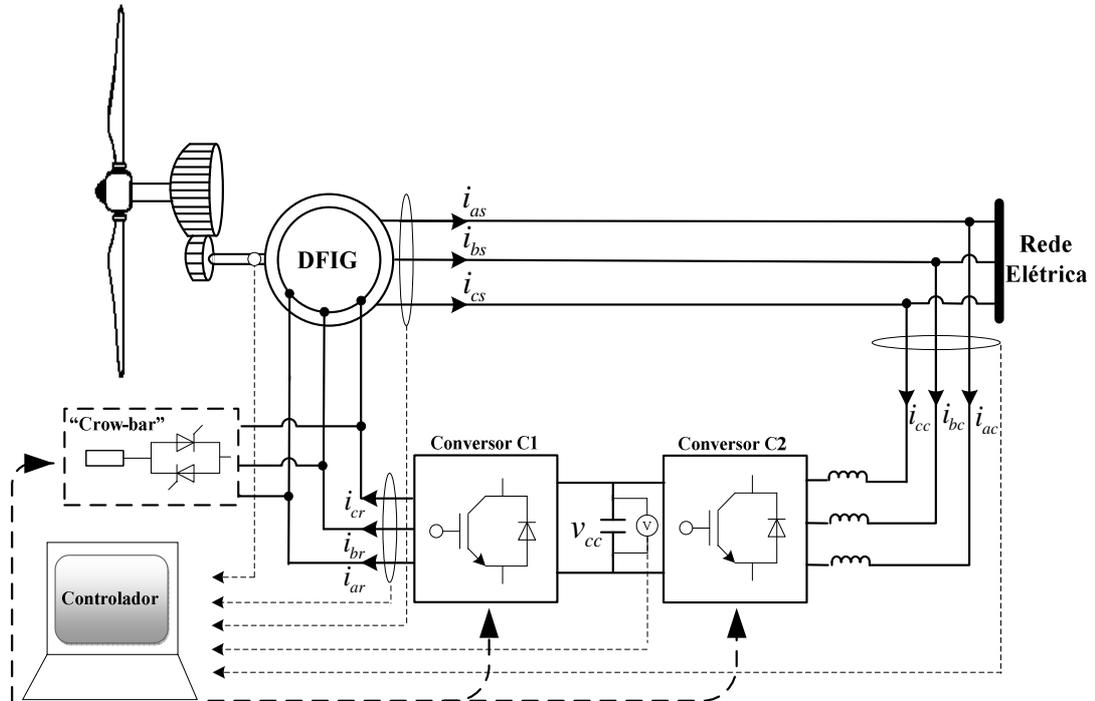


Figura 4.1 - Esquema de Controle dos Aerogeradores DFIG

O funcionamento do conversor C1 é equivalente ao de uma fonte de tensão controlada, cujo propósito pode ser, por exemplo, o de controlar a potência mecânica da turbina, por meio do controle de velocidade angular do rotor, bem como o de controlar a tensão terminal do gerador. O conversor C2, interligado em cascata com o conversor C1, funciona também como uma fonte de tensão controlada, cujo controle possibilita não somente impor valores de correntes desejadas, permitindo assim o controle do fluxo de potência reativa trocado com a rede elétrica, como também, o controle da tensão no “link” CC.

#### 4.2.1 Estratégias de Controle do Conversor (C1) Interligado ao Rotor

Os controles do torque eletromagnético (ou velocidade do rotor) e da potência reativa (ou tensão nos terminais) do gerador DFIG são efetuados, por meio do conversor C1, recorrendo-se ao controle das tensões ao longo dos eixos em quadratura e direto a serem injetadas no rotor da máquina. Uma vez que o controle é baseado no sistema de coordenadas  $d-q$ , torna-se possível obter um desacoplamento entre as malhas de controle, conforme é descrito em SALMAN et al., (2003).

Técnicas de controle vetorial, propiciam o controle independente do torque eletromagnético e da excitação do rotor pelo conversor interligado a máquina, conforme será exposto. Para se definir a estratégia de controle para o conversor C1, assume-se que o eixo de referência  $d$ - $q$  está sincronizado com o fluxo do estator, cujo eixo  $d$  está alinhado com o fluxo estatórico. Baseado neste pressuposto, as tensões e os fluxos do estator ao longo dos eixos  $d$  e  $q$  são definidas como  $\bar{v}_{ds} = 0$ ,  $\bar{v}_{qs} = |\bar{V}_s|$ ,  $\bar{\lambda}_{ds} = |\bar{V}_s|/\bar{\omega}_s$  e  $\bar{\lambda}_{qs} = 0$ , respectivamente.

Logo, o diagrama vetorial das tensões, fluxos magnéticos e correntes do gerador DFIG, expressas em coordenadas  $d$ - $q$  é mostrado na Figura 4.2. Neste caso,  $\bar{e}'$  representa a tensão interna resultante (geralmente referida como uma tensão atrás de uma reatância transitória). A magnitude de  $\bar{e}'$  depende da magnitude do vetor fluxo magnético do rotor,  $\bar{\lambda}_r$ , que por sua vez, é calculada em função das correntes do estator e rotor, no entanto, pode ser manipulado pelo ajuste do vetor tensão do rotor,  $\bar{v}_r$ . O ângulo,  $\delta$ , em graus, define a posição da tensão interna,  $\bar{e}'$ , em relação à tensão terminal  $|\bar{V}_s|$ , indicando, neste caso, a operação geradora para a máquina assíncrona. O vetor fluxo magnético do rotor,  $\bar{\lambda}_r$ , está atrasado  $90^\circ$  em relação ao vetor tensão interna  $\bar{e}'$ .

A filosofia de controle adotada neste trabalho, emprega o ajuste da magnitude do fluxo magnético do rotor pela componente,  $\bar{i}_{dr}$ , do circuito do rotor, para o controle da tensão terminal (ou potência reativa). De forma similar, o ajuste da fase do fluxo magnético do rotor é realizado pela componente,  $\bar{i}_{qr}$ , para o controle da velocidade do rotor (ou torque eletromagnético) da máquina.

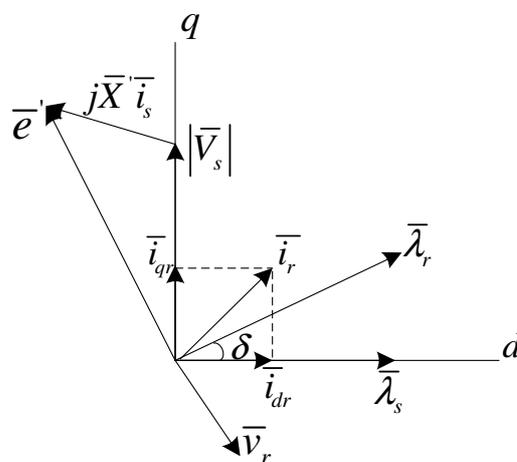


Figura 4.2 - Diagrama Vetorial do Controle de Corrente do Conversor C1

Desta forma, manipulando-se as equações dos fluxos do estator e rotor definidas de (3.15) à (3.18), e substituindo-as nas equações do torque eletromagnético em (3.36) e da potência reativa em (3.38) do capítulo 3, estas últimas por sua vez, podem ser reescritas em função das correntes  $i_{qr}$  e  $i_{dr}$ , respectivamente, de acordo com:

$$\bar{T}_e = \frac{\bar{L}_m}{\bar{L}_s + \bar{L}_m} \cdot \frac{|\bar{V}_s|}{\bar{\omega}_s} \cdot \bar{i}_{qr} \quad (4.1)$$

$$\bar{Q}_s = \frac{\bar{L}_m \cdot |\bar{V}_s|}{\bar{L}_{ss}} \cdot \bar{i}_{dr} - \frac{|\bar{V}_s|^2}{\bar{\omega}_s \cdot \bar{L}_{ss}} \quad (4.2)$$

Conclui-se, então, como mencionado anteriormente que o torque eletromagnético, e portanto, a velocidade do rotor do gerador DFIG depende da corrente  $i_{qr}$ . E que a potência reativa, logo, a tensão terminal da máquina depende da corrente  $i_{dr}$  do rotor, portanto, prova-se matematicamente o conceito da estratégia de controle adotada na presente tese.

Os fluxos do rotor, por sua vez, podem ser reescritos em função das correntes do rotor como:

$$\bar{\lambda}_{dr} = \left( \bar{L}_{rr} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{ss}} \right) \times \bar{i}_{dr} + \frac{\bar{L}_m \cdot |\bar{V}_s|}{\bar{\omega}_s \cdot \bar{L}_{ss}} \quad (4.3)$$

$$\bar{\lambda}_{qr} = \left( \bar{L}_{rr} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{ss}} \right) \times \bar{i}_{qr} \quad (4.4)$$

Tendo em conta as equações das tensões do rotor do gerador DFIG em (3.22) e (3.23), e substituindo-se as derivadas dos fluxos magnéticos do rotor (assumindo que as indutâncias não variam com o tempo) a partir das equações do fluxo do rotor em (3.17) e (3.18), tem-se:

$$\bar{v}_{dr} = \bar{R}_r \bar{i}_{dr} - s \bar{\omega}_s \times (\bar{L}_{rr} \bar{i}_{qr} - \bar{L}_m \bar{i}_{qs}) + \frac{\bar{L}_{rr}}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{dr}}{dt} - \frac{\bar{L}_m}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{ds}}{dt} \quad (4.5)$$

$$\bar{v}_{qr} = \bar{R}_r \bar{i}_{qr} + s \bar{\omega}_s \times (\bar{L}_{rr} \bar{i}_{dr} - \bar{L}_m \bar{i}_{ds}) + \frac{\bar{L}_{rr}}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{qr}}{dt} - \frac{\bar{L}_m}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{qs}}{dt} \quad (4.6)$$

Manipulando-se as equações dos fluxos magnéticos do estator e do rotor de (3.15) à (3.18) do capítulo 3, e utilizando-se a estratégia de controle descrita anteriormente, então, as equações (4.5) e (4.6) podem ser expressas como:

$$\bar{v}_{dr} = \bar{R}_r \cdot \bar{i}_{dr} - s \times \bar{\omega}_s \times \left( \bar{L}_{rr} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{ss}} \right) \bar{i}_{qr} + \left( \bar{L}_{rr} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{ss}} \right) \frac{1}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{dr}}{dt} \quad (4.7)$$

$$\bar{v}_{qr} = \bar{R}_r \cdot \bar{i}_{qr} + s \times \bar{\omega}_s \times \left( \bar{L}_{rr} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{ss}} \right) \bar{i}_{dr} + \left( \bar{L}_{rr} - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{ss}} \right) \frac{1}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{qr}}{dt} + \frac{s\bar{L}_m \cdot |\bar{V}_s|}{\bar{L}_{ss}} \quad (4.8)$$

Onde  $\alpha = \left( 1 - \frac{\bar{L}_m^2}{\bar{L}_{rr}\bar{L}_{ss}} \right)$

Tendo em conta as equações (4.7) e (4.8), tornam-se possíveis as definições das malhas de controle para sintetizarem as tensões ao longo dos eixos direto e em quadratura a serem injetadas no rotor, e a impor pelo conversor C1, definindo-o como uma fonte de tensão controlada.

Observando-se as equações descritas em (4.1) e (4.2) em conjunto com as equações (4.7) e (4.8), procurou-se definir as seguintes malhas de controle de velocidade do rotor (torque eletromagnético) e de tensão terminal (potência reativa), de forma a gerarem os sinais de  $v_{dr}$  e  $v_{qr}$ , respectivamente. Estas malhas de controle são mostradas no diagrama de blocos na Figura 4.3.

Através do diagrama da Figura 4.3 torna-se fácil a compreensão das relações existentes entre as velocidade do rotor e tensão terminal com as tensões de quadratura e de eixo direto do rotor, respectivamente. Todavia, a presença de termos acoplados entre as variáveis das duas malhas mostra a influência que uma exerce sobre a outra, evidenciando dificuldades de ordem prática na sintonização dos ganhos dos controladores.

Para se evitar trabalhar com soluções baseadas em controle não-lineares, optou-se por explorar controladores do tipo PI (proporcional e integral), cujos ganhos são ajustados a priori por meio da técnica de alocação de pólos, conforme se abordará neste capítulo.

Os erros de velocidade do rotor e de tensão terminal das malhas externas (ou lentas) de controle passam ambos, por um estágio inicial de controladores PI, de ganhos  $k_{p1}$ ,  $k_{i1}$ ,  $k_{p3}$  e  $k_{i3}$ , respectivamente. Estes controles PI produzem correntes de referência do rotor,  $i_{qr\_ref}$  e

$i_{dr\_ref}$ , as quais são comparadas com as respectivas correntes do rotor efetivamente medidas (ou calculadas),  $i_{qr}$  e  $i_{dr}$ , produzindo erros que se tornam entradas dos controladores PI de malhas interna (ou rápidas), de ganhos  $k_{p2}$ ,  $k_{i2}$ ,  $k_{p4}$  e  $k_{i4}$ , respectivamente.

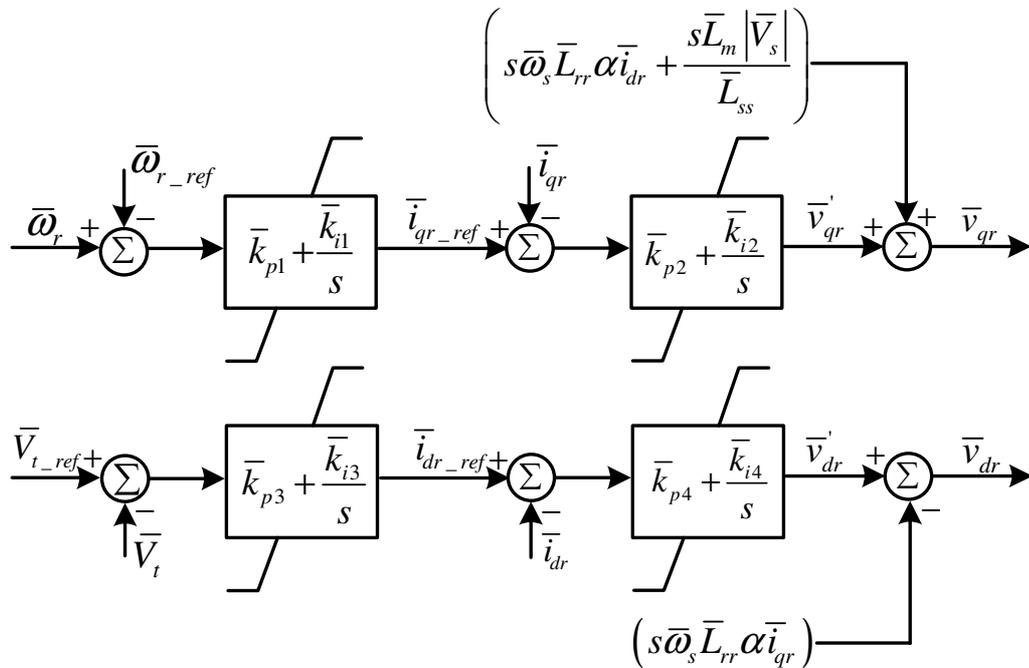


Figura 4.3 - Diagrama de Blocos de Controle do Conversor C1

Por fim, estas malhas rápidas de controle geram os sinais,  $v'_{qr}$  e  $v'_{dr}$ , que adicionados aos termos acoplados correspondentes, produzem os sinais efetivos de tensão do rotor,  $v_{qr}$  e  $v_{dr}$ , respectivamente, os quais são realimentados nas equações diferenciais que representam o comportamento dinâmico do estator e rotor do gerador DFIG.

Conforme já se comentou no capítulo 2, na prática, as tensões  $v_{dr}$  e  $v_{qr}$ , oriundas dos controladores PI são transformadas para as coordenadas  $a-b-c$  (Transformada inversa de Park), descrita em KUNDUR, (1994); ANDERSON & FOUAD, (2003), e adotadas como os sinais modulantes para o controle dos conversores PWM que, quando comparadas com as tensões triangulares com a frequência de comutação, geram os sinais elétricos para a comutação das chaves eletrônicas, como mostra a Figura 4.4.

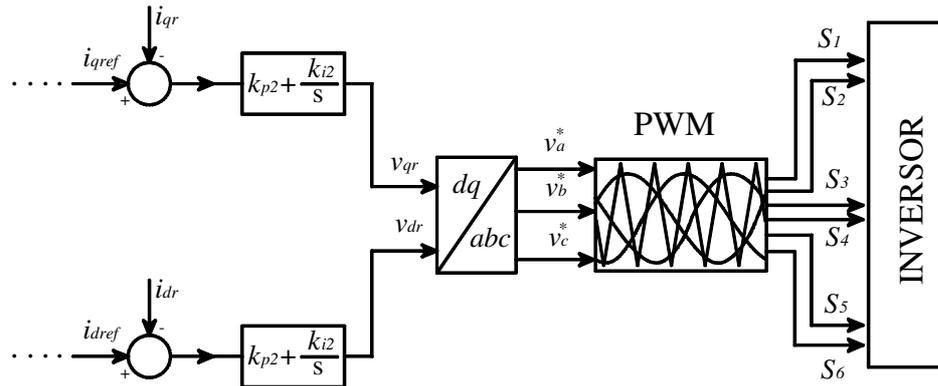


Figura 4.4 - Esquema de Controle das Chaves IGBT

## 4.2.2 Estratégias de Controle do Conversor (C2) Interligado à Rede Elétrica

O objetivo principal do conversor interligado à rede elétrica é manter a tensão do “link” CC constante, independentemente da magnitude e/ou sentido do fluxo da potência do rotor da máquina DFIG. Além disso, o conversor C2 impõe valores às correntes que troca com a rede elétrica a partir de um valor de potência reativa desejável. Para isto, recorreu-se a técnica de controle vetorial, cujo eixo  $d$  de referência do conversor C2 está alinhado com o vetor tensão do estator, propiciando o controle desacoplado das potências ativa e reativa injetadas ou absorvidas pelo conversor interligado à rede elétrica (PENA, et al., 1996).

Para a estratégia de controle adotada, utiliza-se o ajuste da corrente ao longo do eixo direto,  $\bar{i}_{dc}$ , para controlar a potência ativa fornecida ou absorvida pelo conversor C2, e portanto, para o controle da tensão do “link” CC. Similarmente, o ajuste da corrente ao longo do eixo em quadratura,  $\bar{i}_{qc}$ , do conversor C2, é responsável pelo controle da potência reativa injetada ou absorvida pelo conversor C2. Este se constitui o princípio do controle vetorial do conversor interligado à rede elétrica proposto na presente tese.

Para a representação de estudos de estabilidade transitória do conversor C2, transforma-se as tensões trifásicas e balanceada do conversor interligado à rede, por meio das transformadas de Clark, para um referencial  $d-q$ , e assume-se que o eixo  $d$  deste referencial está alinhado a tensão do estator, e portanto, girando a mesma velocidade do eixo de referência síncrono. Dessa forma, as tensões do conversor interligado à rede são dadas, em p.u., por:

$$\bar{v}_{dc} = \bar{v}_{ds} - \bar{R}_c \bar{i}_{dc} + \bar{X}_c \bar{i}_{qc} - \frac{\bar{X}_c}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{dc}}{dt} \quad (4.9)$$

$$\bar{v}_{qc} = \bar{v}_{qs} - \bar{R}_c \bar{i}_{qc} - \bar{X}_c \bar{i}_{dc} - \frac{\bar{X}_c}{\omega_s} \frac{d\bar{i}_{qc}}{dt} \quad (4.10)$$

Onde  $\bar{R}_c$  é a resistência do filtro,  $\bar{X}_c$  é a reatância do filtro, e  $\bar{v}_{dc}$  e  $\bar{v}_{qc}$  são as tensões do conversor C2 ao longo dos eixos  $d$  e  $q$ , respectivamente.

Tendo em conta o modelo de 2ª ordem que representa as tensões do conversor interligado a rede elétrica, as potências ativa e reativa injetadas ou absorvidas pelo conversor C2, podem ser calculadas usando as seguintes expressões em p.u.:

$$\bar{P}_c = \bar{v}_{dc} \bar{i}_{dc} + \bar{v}_{qc} \bar{i}_{qc} = \bar{v}_{ds} \bar{i}_{dc} + \bar{v}_{qs} \bar{i}_{qc} \quad (4.11)$$

$$\bar{Q}_c = \bar{v}_{qc} \bar{i}_{dc} - \bar{v}_{dc} \bar{i}_{qc} = \bar{v}_{qs} \bar{i}_{dc} - \bar{v}_{ds} \bar{i}_{qc} \quad (4.12)$$

A potência ativa injetada ou absorvida pelo rotor da máquina e trocada com a rede elétrica a partir do conversor C2 depende do correto controle da tensão do “link” CC, uma vez que a energia entre ambos conversores, circula pelo próprio elo de corrente contínua. Desprezando-se as perdas no “link” CC e os harmônicos das frequências de chaveamento das correntes de saída do conversor C2, pode-se considerar que a energia armazenada no capacitor do “link” CC é dada em Joule por:

$$E_{cc} = \frac{1}{2} C_{cc} v_{cc}^2 \quad (4.13)$$

Onde,  $v_{cc}$  é a tensão e  $C_{cc}$  é a capacitância do “link” CC, respectivamente.

Derivando-se a equação (4.13), têm-se:

$$\frac{dE_{cc}}{dt} = \frac{1}{2} C_{cc} \frac{d}{dt} v_{cc}^2 = P_c - P_r + R_s (i_{ds}^2 + i_{qs}^2) + R_r (i_{dr}^2 + i_{qr}^2) \quad (4.14)$$

Logo, a equação diferencial que representa a dinâmica do “link” CC pode ser dada em p.u., por:

$$\frac{d\bar{v}_{cc}}{dt} = \frac{\left[ \bar{P}_c - \bar{P}_r + \bar{R}_s (\bar{i}_{ds}^2 + \bar{i}_{qs}^2) + \bar{R}_r (\bar{i}_{dr}^2 + \bar{i}_{qr}^2) \right]}{\bar{v}_{cc} \bar{C}_{cc}} \quad (4.15)$$

Verifica-se na equação (4.15) que a energia armazenada no capacitor depende do balanço de potência dos conversores C1 e C2 (ou potência de escorregamento), e as perdas nos circuitos do estator e do rotor.

A partir das equações (4.9) e (4.10), são definidas as malhas de controle da tensão do “link” CC e da potência reativa do conversor C2 de forma a gerarem os sinais de  $v_{dc}$  e  $v_{qc}$ , que são as tensões ao longo dos eixos direto e em quadratura a serem injetadas pelo conversor C2, respectivamente, definindo-o como uma fonte de tensão controlada, conforme é mostrado no diagrama de blocos na Figura 4.5.

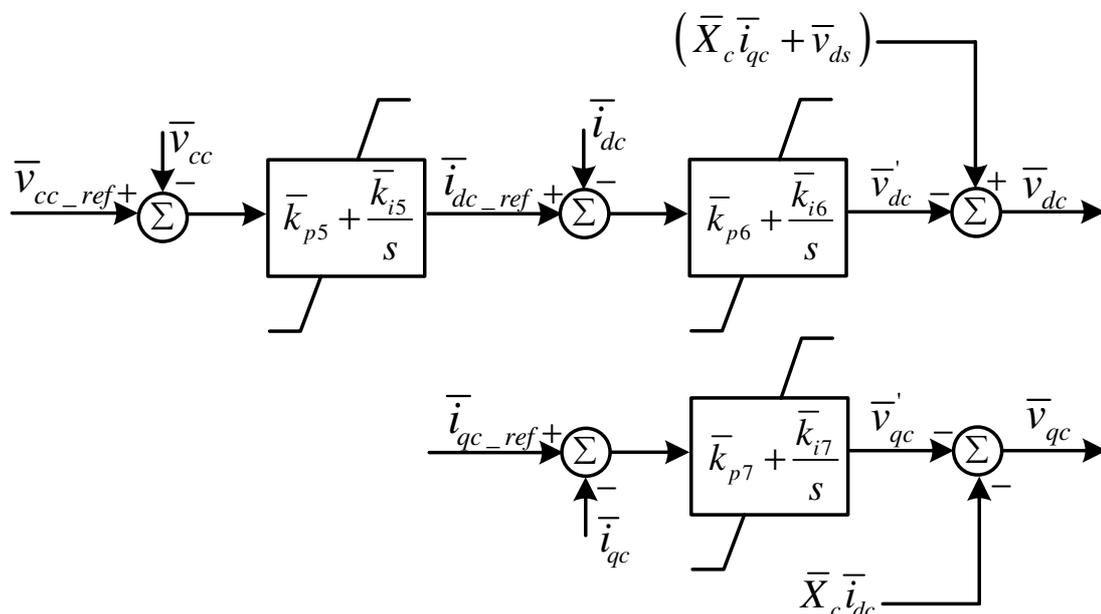


Figura 4.5 - Diagrama de Blocos de Controle do Conversor C2

O erro de tensão do “link” CC da malha mais lenta de controle, passa por um controlador PI, de ganhos  $k_{p5}$  e  $k_{i5}$ , que produz uma corrente de referência do conversor C2,  $i_{dc\_ref}$ , a qual é comparada com a realimentação do sinal de corrente do conversor C2,  $i_{dc}$ , gerando o erro que serve como entrada para o controle PI de malha interna, de ganhos  $k_{p6}$  e  $k_{i6}$ . Este último controlador produz o sinal  $v_{dc}'$ , que por sua vez, adicionado ao termo acoplado correspondente, gera o sinal,  $v_{dc}$ .

Similarmente, o erro entre os sinais de correntes do conversor C2,  $i_{qc\_ref}$  (referência) e  $i_{qc}$  (medida), é a entrada do controlador de malha rápida, de ganhos  $k_{p7}$  e  $k_{i7}$ . Este controle

aciona o sinal  $v_{qc}'$ , que por fim, adicionado ao respectivo termo de acoplamento, produz a tensão,  $v_{qc}$ .

As tensões do conversor C2 ao longo dos eixos  $d$ ,  $v_{dc}$ , e  $q$ ,  $v_{qc}$ , respectivamente, são realimentadas nas equações diferenciais (4.9) e (4.10), as quais representam o comportamento dinâmico do conversor interligado rede elétrica.

É comum adotar para estudos de estabilidade transitória somente o conversor interligado ao rotor na modelagem do conversor CA-CC-CA do aerogerador DFIG. Esta simplificação é utilizada devido ao rápido controle de corrente que apresenta o conversor interligado à rede, exigindo um esforço computacional maior nas simulações, e por este motivo, o conversor C2 é frequentemente desprezado, e a tensão do “link” CC é considerada constante (JENKINS et al., 2000).

Outro argumento deste procedimento de simplificação, se deve ao fato de que o conversor interligado à rede é somente responsável pelo controle da tensão do “link” CC ou pelo controle do fluxo de potência ativa de escorregamento que o rotor do gerador troca com a rede elétrica, não participando de forma efetiva do controle de potência reativa (NUNES, 2003).

No entanto, as malhas internas de controle de corrente do conversor interligado ao rotor apresentam bandas passantes iguais as malhas rápidas (internas) de controle de corrente do conversor interligado à rede elétrica, conforme será abordado neste capítulo. Portanto, ambos conversores C1 e C2 apresentam a mesma velocidade de acionamento, justificando assim, a inclusão do conversor interligado à rede e do “link” CC na modelagem do sistema do conversor CA-CC-CA.

A potência nominal do conversor interligado à rede elétrica é menor que a capacidade de potência do gerador DFIG, por este motivo, o conversor C2 apresenta menor controlabilidade de potência reativa. Isto significa, que o controle de potência reativa do aerogerador DFIG deve ser acionado, prioritariamente, pelo conversor interligado ao rotor, uma vez que o conversor interligado à rede opera como uma unidade de controle suplementar quando o conversor C1 é bloqueado.

Na ocorrência de faltas na rede elétrica, o conversor interligado ao rotor pode ser bloqueado, mas o mesmo não deve ocorrer com relação ao conversor interligado à rede, que deve continuar a operar aguardando o religamento do conversor C1 em caso de bloqueio do mesmo. Durante este intervalo, o conversor C2 deve controlar a tensão do “link” CC e contribuir para a recuperação do nível de tensão por meio da injeção de reativos, apresentando um comportamento similar ao de um STATCOM (AKHMATOV, 2003).

Além disso, o conversor interligado à rede elétrica pode ser utilizado em conjunto com o conversor interligado ao rotor na aplicação de estratégias de controle coordenado, de potência reativa e de tensão como descrito em AKHMATOV, (2003); HANSEN et al., (2007); KAYIKÇI & MILANOVIC, (2007), e para melhorar as oscilações da potência ativa injetadas pelo gerador DFIG como mostrada em XU, (2008).

Portanto, o argumento que permite a simplificação do modelo do conversor CA-CC-CA, sob a justificativa de que o conversor interligado à rede não apresenta capacidade para fornecer potência reativa, torna-se inadequado, na medida em que este conversor é utilizado em aplicações que fornecem suporte de serviços, principalmente no controle de tensão.

Portanto, no sentido de alcançar a precisão suficiente nos resultados de simulações, a presente tese utilizará o modelo detalhado do conversor CA-CC-CA, cujos conversores C1, C2 e o “link” CC são levados em conta.

### 4.3 Dimensionamento do Capacitor do “link” CC e do Filtro do Conversor C2

De início, para se definir a capacitância mínima a ser adotada no “link” CC deve-se conhecer, dentre as características funcionais “*data sheet*” fornecida pelos fabricantes dos conversores, a sua tensão trifásica nominal (rms) de saída. Assim sendo, relaciona-se a tensão do “link” CC,  $v_{cc}$ , com a tensão trifásica nominal de saída para conversores trifásicos PWM, da seguinte forma (POLLER, 2003):

$$v_{cc} = \frac{2\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot m V_{LL} \quad (4.16)$$

Onde  $V_{LL}$  é a tensão trifásica (entre linhas) nominal de saída em rms e  $m$  é o fator de modulação (em geral  $m \leq 1$ );

A partir da tensão do “link” CC obtida na equação (4.16) pode-se definir a capacitância do mesmo. Como se mostra em MORREN, (2006), o capacitor pode ser calculado pela seguinte expressão:

$$C_{cc,\min} = \frac{P_{conv}}{v_{cc} \Delta v_{cc}} \cdot \left( \frac{1}{2f_{chav}} \right) \quad (4.17)$$

Onde:

$C_{cc}$  - é a capacitância do “link” CC em ( $\mu\text{F}$ );

$f_{chav}$  - é a frequência de chaveamento dos conversores em (Hz);

$v_{cc}$  - é a tensão do “link” CC em (Volt);

$\Delta v_{cc}$  - é a máxima de variação de tensão do “link” CC permitida em (Volt).

Para reduzir o efeito dos harmônicos provenientes dos chaveamentos durante a comutação do conversor, utiliza-se, normalmente, um simples filtro L (indutância) entre a rede elétrica e o conversor, com objetivo de está em conformidade com as normas e procedimentos de rede descritas em IEEE STD 519, (1992), as quais representam os documentos de referência para estudos e análises da qualidade de energia em sistemas de potência.

Negligenciando-se a resistência do indutor, o filtro L pode ser expresso em (H) por (LINDHOLM, 2003):

$$L = \max_h \left( \frac{V_{F,h}}{h\omega_s i_{h,\max}} \right) \quad (4.18)$$

Onde,  $V_{F,h}$  é a tensão (fase-neutro) nominal de saída em (rms),  $h$  é a ordem do harmônico,  $\omega_s$  é a velocidade angular base em rad-elet./s, e  $i_{h,\max}$  é o valor de pico do “ripple” da corrente em (A). (Segundo a IEEE STD 519, (1992), a corrente  $i_{h,\max}$  não pode ser maior que 40 A).

Tendo em conta as equações (4.16) à (4.18), pode-se projetar a tensão e o capacitor do “link” CC, bem como o filtro L do sistema do conversor CA-CC-CA. Na prática, dimensionar conversores estáticos exige conhecimentos mais avançados, como de filtros (filtros LC ou LCL), harmônicos, ressonância, e as perdas que ocorrem durante a comutação.

Isto implica em um dimensionamento bem mais complexo em relação ao que foi apresentado neste capítulo. Porém, o procedimento adotado segue as equações intrínsecas de funcionamento de conversores PWM simplificadas de acordo com a filosofia de modelagem adotada nesta tese, cujo principal interesse de estudo é a análise da estabilidade transitória que investiga a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão em redes elétricas.

## 4.4 Ajuste dos Controladores por Alocação de Pólos

A técnica de alocação de pólos é uma metodologia formal de projeto de controladores, baseada no conhecimento da função de transferência da planta. O método consiste em alocar os pólos do sistema em malha fechada em posições pré-especificadas. Nesta tese, a técnica de alocação de pólos é usada para obtenção dos ganhos dos controladores dos conversores interligados ao rotor (C1) e à rede elétrica (C2), respectivamente.

Os ganhos dos controladores obtidos por meio da técnica de alocação de pólos são expressos diretamente em função de certos parâmetros da máquina, “link” CC e filtro, além da banda passante desejável. Este procedimento facilita o projeto de controle e evita o uso de métodos por tentativa e erro. O projeto de controle via alocação de pólos, normalmente, produz uma ação de controle muito eficiente e robusta.

### 4.4.1 Malhas de Controle das Correntes do Rotor

As configurações dos diagramas de blocos das malhas internas de correntes do rotor do gerador DFIG, ao longo dos eixos  $d$  e  $q$ , respectivamente, são provenientes das malhas de controle de corrente da Figura 4.3, e das equações de tensão do rotor que representam a planta, conforme mostradas na Figura 4.6.

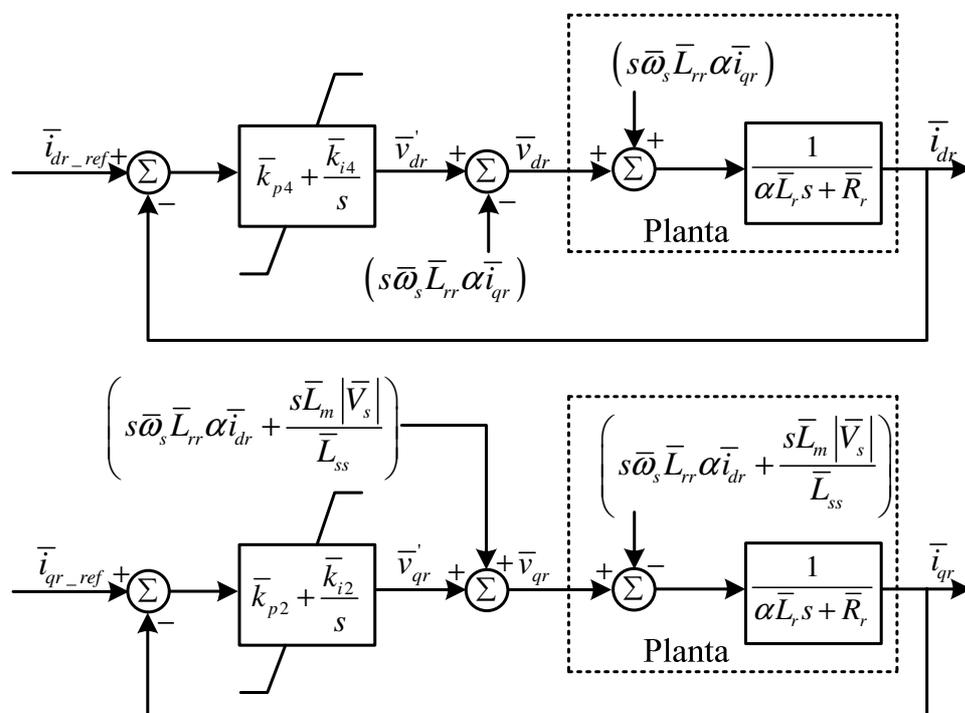


Figura 4.6 - Diagramas de Blocos das Malhas Internas de Controle de Corrente do Rotor ao longo dos eixos  $d$ - $q$

Onde,  $\bar{k}_p$  e  $\bar{k}_i$  são os ganhos proporcionais e integrais das malhas de corrente do rotor, respectivamente,  $\bar{R}_r$  e  $\bar{L}_r$  são a resistência e a indutância do rotor, respectivamente. Usando a Transformada de Laplace, a função de transferência da planta é representada por:

$$G(s) = \frac{\bar{i}_r(s)}{\bar{v}_r(s)} = \frac{1}{\alpha \bar{L}_r s + \bar{R}_r} \quad (4.19)$$

Considerando o conversor interligado ao rotor como ideal, representado por um ganho unitário, é então, obtida a função de transferência de malha fechada da Figura 4.6, de acordo com:

$$F(s) = \frac{\bar{i}_{r\_ref}(s)}{\bar{i}_r(s)} = \frac{\bar{k}_p s + \bar{k}_i}{\alpha \bar{L}_r s^2 + (\bar{R}_r + \bar{k}_p) s + \bar{k}_i} \quad (4.20)$$

A função de transferência  $F(s)$  representa um filtro passa-baixa com uma frequência de corte (banda passante),  $f_{corte\_mi}$ , que é obtida a partir da frequência de chaveamento do conversor,  $f_{chav}$ , para o cálculo dos ganhos  $k_p$  e  $k_i$  da malha interna de corrente. HARNEFORS & NEE, (1998) descreveram uma relação entre a frequência de chaveamento com o tempo de subida da resposta,  $t_{sub}$ , pela qual se verifica, que quanto menor o tempo de subida, maior é a frequência de chaveamento do conversor PWM, de acordo com:

$$f_{chav} \geq \frac{5 \ln 9}{2\pi t_{sub}} \quad (4.21)$$

A priori, se o objetivo do projeto for à obtenção de uma rápida resposta das malhas internas de corrente, a frequência de corte desejada deve ser selecionada em um valor suficientemente alto. No entanto, geralmente, projetos de controladores visam garantir um bom desempenho da resposta tanto no transitório quanto em regime permanente.

Dessa forma, a fim de evitar a degradação do desempenho do sistema, a banda passante,  $\omega_{corte\_mi}$ , da malha interna de controle, é selecionada em um quinto da frequência angular de

chaveamento,  $\omega_{chav} \geq 5\omega_{corte\_mi}$ , sendo este um bom critério de recomendação, de acordo com MIDDLETON & GOODWIN, (1990).

O denominador da função de transferência  $F(s)$  é um típico polinômio de segunda ordem, cujos pólos são alocados a partir das frequências de corte selecionadas, permitindo-se a obtenção dos ganhos das malhas internas de correntes dos eixos  $d$  e  $q$ , dados em, p.u., por:

$$\bar{k}_p = (\bar{\omega}_{cc} + \bar{\omega}_{corte\_mi}) \sigma \bar{L}_r - \bar{R}_r \quad (4.22)$$

$$\bar{k}_i = (\bar{\omega}_{cc} \cdot \bar{\omega}_{corte\_mi}) \sigma \bar{L}_r \quad (4.23)$$

Onde  $\bar{\omega}_{cc}$  é a frequência angular de corte de corrente contínua (aproximadamente zero).

#### 4.4.2 Malha do Controle da Velocidade do Rotor

O diagrama de blocos da malha externa de velocidade do rotor do gerador DFIG é mostrado na Figura 4.7, sendo configurado a partir do controle de velocidade acionado pelo conversor C1 da Figura 4.3; e da equação (4.1) que relaciona o torque eletromagnético com a corrente do rotor ao longo do eixo  $q$ ; e da equação (3.62) da dinâmica do sistema do eixo mecânico que representa a planta.

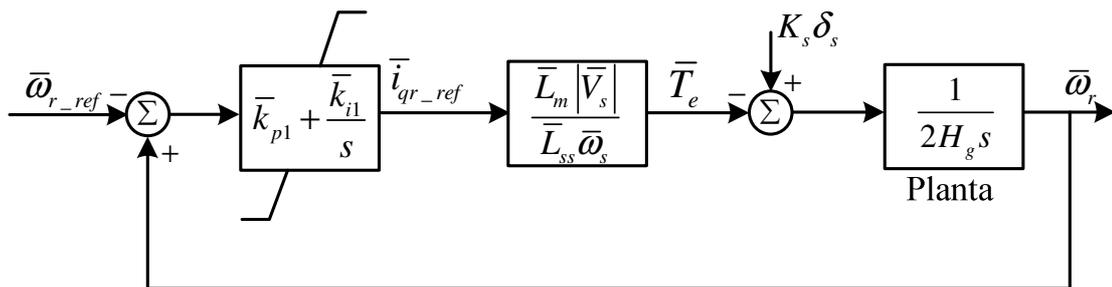


Figura 4.7 - Diagrama de Blocos da Malha Externa de Controle da Velocidade do Rotor

Onde,  $\bar{k}_{p1}$  e  $\bar{k}_{i1}$  são os ganhos proporcionais e integrais das malhas de velocidade do rotor, respectivamente.

A função de transferência em malha fechada da Figura 4.7 é obtida a seguir, levando em conta o pressuposto que considera o controle da corrente ideal (representado por um ganho

unitário), devido à dinâmica do controle da corrente ser muito rápida comparada à dinâmica do sistema do eixo mecânico.

$$F(s) = \frac{\bar{\omega}_{r\_ref}(s)}{\bar{\omega}_r(s)} = \frac{-\left(\bar{k}_{p1}\bar{L}_m|\bar{V}_s|\right)s - \left(\bar{k}_{i1}\bar{L}_m|\bar{V}_s|\right)_i}{\left(2\bar{L}_{ss}\bar{\omega}_s H_g\right)s^2 - \left(\bar{k}_{p1}\bar{L}_m|\bar{V}_s|\right)s - \left(\bar{k}_{i1}\bar{L}_m|\bar{V}_s|\right)} \quad (4.24)$$

O cálculo dos ganhos  $\bar{k}_{p1}$  e  $\bar{k}_{i1}$  da malha externa de controle de velocidade é realizado similarmente as das malhas de corrente, levando em conta que a dinâmica do controle de velocidade é mais lenta. Diante disto, utiliza-se um bom critério prático que seleciona a banda passante (frequência de corte) da malha externa, em valores 10 vezes menores que a frequência para a dinâmica mais rápida da malha interna de corrente. Dessa forma, a maior e menor frequência de corte selecionada para o ajuste dos ganhos do controle de velocidade, são dadas por  $f_{corte1\_me} = f_{corte\_mi}/10$  e  $f_{corte2\_me} = f_{corte\_mi}/100$ , respectivamente.

Igualando-se o denominador da função de transferência  $F(s)$  de segunda ordem, ao polinômio cujos pólos são definidos a partir das frequências de corte selecionadas, obtêm-se os ganhos da malha externa de velocidade do rotor, dados em p.u., por:

$$\bar{k}_{p1} = -\left(\bar{\omega}_{corte1\_me} + \bar{\omega}_{corte2\_me}\right) \frac{2\bar{L}_{ss}\bar{\omega}_s H_g}{\bar{L}_m|\bar{V}_s|} \quad (4.25)$$

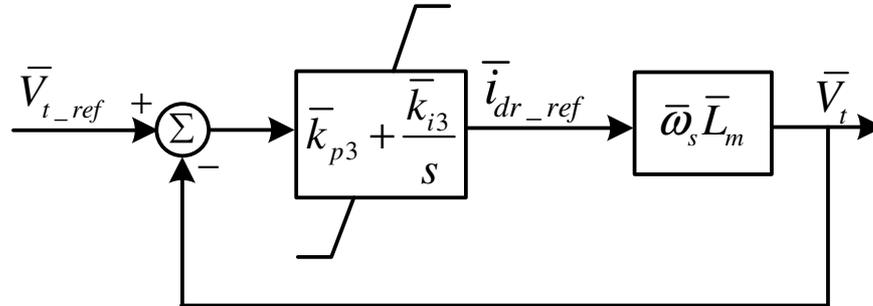
$$\bar{k}_{i1} = -\left(\bar{\omega}_{corte1\_me} \cdot \bar{\omega}_{corte2\_me}\right) \frac{2\bar{L}_{ss}\bar{\omega}_s H_g}{\bar{L}_m|\bar{V}_s|} \quad (4.26)$$

#### 4.4.3 Malha de Controle da Tensão Terminal

A configuração do diagrama de blocos da malha externa da tensão terminal do gerador DFIG da Figura 4.8 é obtida do controle de tensão acionado pelo conversor C1 da Figura 4.3, e da equação (4.2) que relaciona a potência reativa com a corrente do rotor ao longo do eixo direto, considerando-se o pressuposto de que a máquina opera com o fator de potência unitário. Logo, igualando-se a potência reativa a zero, obtêm-se a seguinte relação:

$$|\bar{V}_s| = \bar{\omega}_s \bar{L}_m \bar{i}_{dr} \quad (4.27)$$

Este pressuposto adotado permite que o ajuste de controle de tensão se dê em malha fechada, de maneira a garantir o bom desempenho e robustez do sistema.



**Figura 4.8 - Diagrama de Blocos da Malha Externa de Controle da Tensão Terminal**

Onde,  $\bar{k}_{p3}$  e  $\bar{k}_{i3}$  são os ganhos proporcionais e integrais das malhas de tensão terminal, respectivamente.

Para obter-se a função de transferência em malha fechada da Figura 4.8, considera-se que o controle da corrente é ideal (representado por um ganho unitário), devido à dinâmica do controle da corrente ser mais rápida do que à dinâmica do controle da tensão. Logo, a função de transferência,  $F(s)$  é expressa por:

$$F(s) = \frac{\bar{V}_{t\_ref}(s)}{\bar{V}_t(s)} = \frac{k_{p3} \bar{\omega}_s \bar{L}_m s + k_{i3} \bar{\omega}_s \bar{L}_m}{(\bar{\omega}_s \bar{L}_m k_{p3} + 1)s + k_{i3} \bar{\omega}_s \bar{L}_m} \quad (4.28)$$

Os ganhos  $\bar{k}_{p3}$  e  $\bar{k}_{i3}$  da malha externa de controle de tensão terminal são calculados selecionando-se a banda passante (frequência de corte) da malha, em valores 10 vezes menores que a frequência mais rápida da malha interna de corrente. Dessa forma, para o ajuste dos ganhos do controle da tensão terminal, são selecionadas as frequências de corte do pólo e do zero, dadas por  $f_{corte1\_me} = f_{corte\_mi}/100$  e  $f_{corte2\_me} = f_{corte\_mi}/10$  respectivamente.

O denominador e o numerador da função de transferência  $F(s)$  são polinômios de primeira ordem, onde o pólo e o zero são alocados a partir das frequências de corte selecionadas, de forma a obter-se os ganhos das malhas externas da tensão terminal, dados em, p.u., por:

$$\bar{k}_{p3} = \frac{\bar{\omega}_{corte2\_me}}{(\bar{\omega}_{corte2\_me} - \bar{\omega}_{corte1\_me}) \bar{\omega}_s \bar{L}_m} \quad (4.29)$$

$$\bar{k}_{i3} = \bar{\omega}_{corte1\_mi} \bar{k}_{p3} \quad (4.30)$$

#### 4.4.4 Malhas de Controle das Correntes do Conversor Interligado à Rede (C2)

Os diagramas de blocos das malhas internas de correntes do conversor interligado à rede, ao longo dos eixos  $d$  e  $q$ , são provenientes das malhas de controle de corrente da Figura 4.5, respectivamente, e das equações de tensão do conversor C2 que representam a planta, conforme mostradas na Figura 4.9.

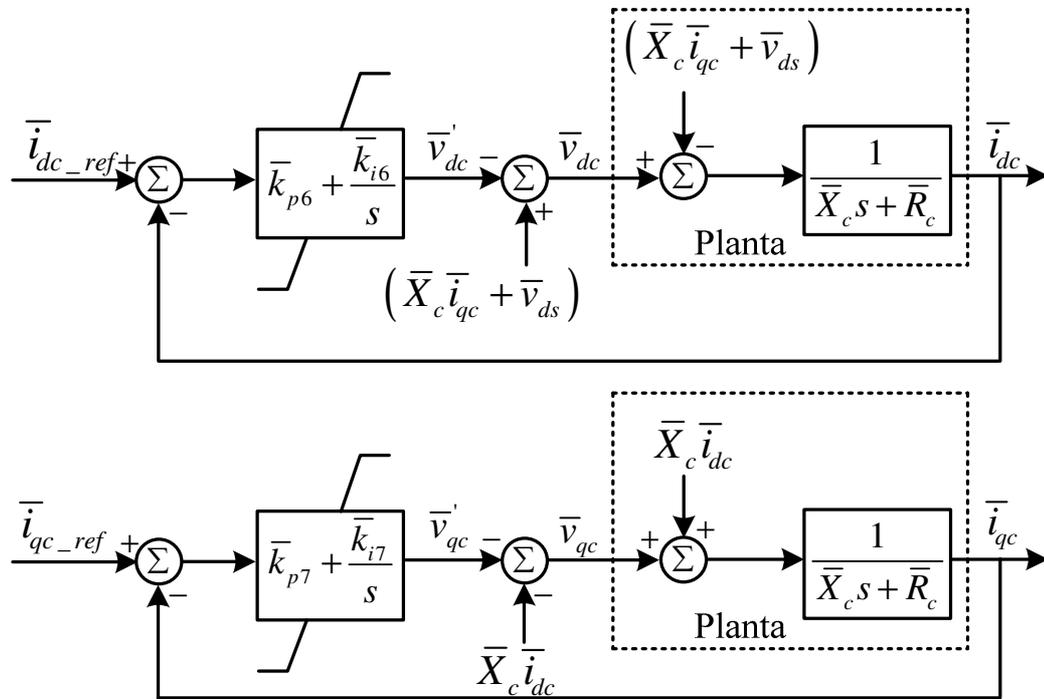


Figura 4.9 - Diagramas de Blocos das Malhas Internas de Controle de Corrente do Conversor C2

Onde,  $\bar{k}_p$  e  $\bar{k}_i$  são os ganhos proporcionais e integrais das malhas de corrente conversor C2, respectivamente,  $\bar{R}_c$  e  $\bar{X}_c$  são a resistência e a reatância do filtro, respectivamente. Por meio da Transformada de Laplace, a função de transferência da planta é representada por:

$$G(s) = \frac{\bar{i}_c(s)}{\bar{v}_c(s)} = \frac{1}{\bar{X}_c s + \bar{R}_c} \quad (4.31)$$

Considerando o conversor interligado à rede como ideal, representado por um ganho unitário, é então, obtida a função de transferência de malha fechada da Figura 4.9, de acordo com:

$$F(s) = \frac{\bar{i}_{c\_ref}(s)}{\bar{i}_c(s)} = \frac{\bar{k}_p s + \bar{k}_i}{\bar{X}_c s^2 + (\bar{R}_c + \bar{k}_p)s + \bar{k}_i} \quad (4.32)$$

O critério adotado para o cálculo dos ganhos das malhas de corrente do conversor interligado à rede é similar ao empregado para as malhas internas de corrente do rotor, utilizando-se a mesma banda passante (frequência de corte)

O denominador da função de transferência  $F(s)$  é um típico polinômio de segunda ordem, cujos pólos são alocados a partir das frequências de corte selecionadas, permitindo-se a obtenção dos ganhos proporcional e integral das malhas internas de correntes do conversor C2 ao longo dos eixos  $d$  e  $q$ , dados em p.u., por:

$$\bar{k}_p = (\bar{\omega}_{cc} + \bar{\omega}_{corte\_mi}) \bar{X}_c - \bar{R}_c \quad (4.33)$$

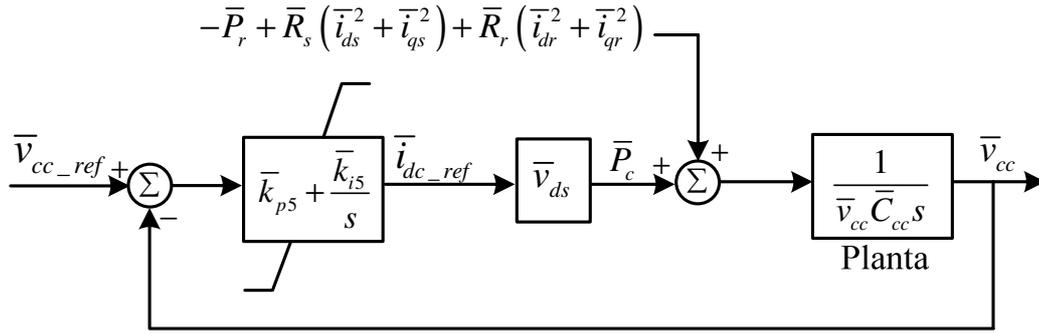
$$\bar{k}_i = (\bar{\omega}_{cc} \cdot \bar{\omega}_{corte\_mi}) \bar{X}_c \quad (4.34)$$

#### 4.4.5 Malhas de Controle da Tensão do “link” CC

A configuração do diagrama de blocos da malha externa da tensão do “link” CC do gerador DFIG, é dada a partir do controle de tensão deste barramento de corrente contínua da Figura 4.5, da equação (4.11) que relaciona a potência do conversor com a tensão do estator do eixo direto  $d$ , e da equação (4.15) que representa a dinâmica do “link” CC, de acordo com a Figura 4.10.

Onde,  $\bar{k}_{p5}$  e  $\bar{k}_{i5}$  são os ganhos proporcionais e integrais das malhas de tensão do “link” CC, respectivamente.

A função de transferência em malha fechada da Figura 4.10, é obtida a seguir, levando em conta o pressuposto que considera o controle da corrente ideal (representado por um ganho unitário), uma vez que a malha de controle de tensão do “link” CC deve possuir uma dinâmica mais lenta do que a de corrente de conversor C2.



**Figura 4.10 - Diagrama de Bloco da Malha Externa de Controle da Tensão do “link” CC**

$$F(s) = \frac{\bar{v}_{cc\_ref}(s)}{\bar{v}_{cc}(s)} = \frac{\left(\frac{\bar{k}_{p5}\bar{v}_{ds}}{\bar{v}_{cc}\bar{C}_{cc}}\right)s + \left(\frac{\bar{k}_{i5}\bar{v}_{ds}}{\bar{v}_{cc}\bar{C}_{cc}}\right)}{s^2 + \left(\frac{\bar{k}_{p5}\bar{v}_{ds}}{\bar{v}_{cc}\bar{C}_{cc}}\right)s + \left(\frac{\bar{k}_{i5}\bar{v}_{ds}}{\bar{v}_{cc}\bar{C}_{cc}}\right)} \quad (4.35)$$

Para o cálculo dos ganhos  $\bar{k}_{p5}$  e  $\bar{k}_{i5}$  da malha de controle de tensão do “link” CC, seleciona-se a banda passante (frequência de corte) da malha externa, em valores 10 vezes menores que a frequência para a dinâmica mais rápida da malha interna de corrente.

Dessa forma, a maior e menor frequência de corte selecionada para o ajuste dos ganhos do controle de velocidade, são dadas por  $f_{corte1\_me} = f_{corte\_mi}/10$  e  $f_{corte2\_me} = f_{corte\_mi}/100$ , respectivamente. Igualando-se o denominador da função de transferência  $F(s)$  de segunda ordem, ao polinômio cujos pólos são definidos a partir das frequências de corte selecionadas, obtêm-se os ganhos da malha externa de controle da tensão do “link” CC, dados em p.u., por:

$$\bar{k}_{p5} = (\bar{\omega}_{corte1\_me} + \bar{\omega}_{corte2\_me}) \frac{\bar{v}_{cc}\bar{C}_{cc}}{\bar{v}_{ds}} \quad (4.36)$$

$$\bar{k}_{i5} = (\bar{\omega}_{corte1\_me} \cdot \bar{\omega}_{corte2\_me}) \frac{\bar{v}_{cc}\bar{C}_{cc}}{\bar{v}_{ds}} \quad (4.37)$$

## 4.5 Estratégia de Proteção do Tipo “Crow-bar”

A corrente no rotor do gerador DFIG é controlada pelas tensões aplicadas ao rotor, as quais são limitadas pela razão entre o número de espiras do rotor em relação ao estator. Esta razão é obtida a partir do intervalo de velocidade variável da máquina, que normalmente

encontra-se na faixa de  $\pm 0.3$  p.u. do valor nominal de velocidade do rotor, ou seja, a tensão no rotor encontra-se também dentro deste mesmo intervalo (0.3 p.u.) quanto à especificação de proteção do conversor.

Neste sentido, torna-se difícil controlar a corrente do rotor do gerador, uma vez que é necessário aumentar a tensão do rotor em algumas situações operacionais da rede elétrica, como por exemplo, no caso de afundamento de tensão na barra de geração eólica devido a alguma falta na rede. Neste caso, o limite da tensão do rotor pode ser excedido, podendo levar a destruição do conversor interligado ao rotor.

Para evitar que tais situações ocorram, os geradores de indução duplamente excitados usualmente, adotam um esquema de proteção do tipo “*crow-bar*”, utilizado para proteger o conversor interligado ao rotor da máquina DFIG, contra elevados valores de correntes ou de tensões no rotor, e/ou ainda contra sobre-tensões no “*link*” CC.

Neste caso, o bloco de proteção do tipo “*crow-bar*” da Figura 4.1, é ativado por meio de um comando de controle que aciona as chaves tiristorizadas, e estas por sua vez, podem curto-circuitar ou inserir resistências externas no rotor da máquina enquanto o defeito persistir ou mesmo depois da eliminação da falta.

Em MORREN et al., (2005) é proposto um esquema de proteção do tipo “*crow-bar*” que permite manter, o parque eólico conectado a rede, sem desconectar o conversor interligado ao rotor. A operação normal é retomada sem a necessidade de sincronização do conversor, após um período de tempo que inclui a duração da falta mais um tempo após a extinção da falta.

Para garantir este objetivo, são inseridos resistores externos no rotor da máquina, na ocorrência de faltas na rede elétrica, para qualquer nível de afundamento de tensão. Estes resistores são dimensionados em valores máximos, no sentido de reduzir as elevadas correntes, e principalmente para evitar sobre-tensões no circuito do rotor.

A estratégia de proteção do tipo “*crow-bar*” proposta nesta tese, é baseada neste último esquema descrito anteriormente. A diferença básica consiste na lógica do disparo do “*crow-bar*”, pois nesta tese, adotou-se que os resistores externos somente serão inseridos quando os valores máximos de corrente ou tensão do rotor ou tensão do “*link*” CC (variáveis monitoradas pela proteção adotada) forem ultrapassados. Para grandes afundamentos, os limites de corrente ou tensão do rotor, ou ainda de tensão do “*link*” CC, são certamente ultrapassados. Neste caso, durante o período de falta, os resistores externos são inseridos no circuito do rotor da máquina, modificando a constante de tempo do rotor, expressa em segundos, a seguir:

$$T_o' = \frac{\bar{L}_{rr}}{2\pi f_{base} (\bar{R}_r + \bar{R}_{ext})} \quad (4.38)$$

Após a extinção da falta, grandes transitórios podem surgir nas variáveis monitoradas, as quais se tiverem seus limites extrapolados, provocarão novamente a ativação do “*crow-bar*” por meio dos resistores.

Para pequenos afundamentos de tensão, provocados por faltas distantes do parque eólico, o sistema de proteção do tipo “*crow-bar*” não será ativado, ou seja, os resistores externos não serão utilizados. Neste caso, durante os períodos de falta e pós-falta, as estratégias de controle propostas serão utilizadas para melhorar o comportamento transitório da máquina DFIG.

Durante a ativação da proteção do tipo “*crow-bar*”, elevadas sobre-tensões nos terminais do rotor da máquina podem resultar em quebra da isolação do material do circuito do rotor, e neste caso, ainda é possível que a tensão do rotor seja maior que a tensão do “*link*” CC, provocando o fluxo de corrente pelas chaves IGBT do conversor, além de sobre-tensão no próprio capacitor do elo de corrente contínua.

Logo, é importante enfatizar que durante a ativação do esquema de “*crow-bar*” adotado, a corrente do rotor fluirá pelo circuito formado pelos resistores externos e enrolamentos do rotor, e não pelo conversor estático como no modo de operação normal. Um menor valor de tensão do rotor, durante a falta, resulta em grandes correntes no circuito do rotor do DFIG, no entanto, a constante de tempo térmica do rotor é, geralmente, suficientemente alta para suportar correntes de curto-circuito por um pequeno período de tempo (MORREN & HAAN, 2007).

Dessa forma, os valores máximos da tensão e das resistências externas do circuito do “*crow-bar*” podem ser expressos em p.u., respectivamente, por (MORREN, 2007)

$$\bar{v}_{r\max} = \bar{R}_{ext} \bar{i}_{r\max} \quad (4.39)$$

$$\bar{R}_{ext} \leq \frac{\bar{v}_{r\max} \bar{X}'}{\sqrt{5.8\bar{V}_s^2 - 2V_{r\max}^2}} \quad (4.40)$$

A seguir, na Figura 4.11 é mostrada o pseudocódigo do algoritmo de proteção do tipo “*crow-bar*” adotado.

```

% Início
modo=crowbar_off; % Modo de Proteção “crow-bar” Inativo (Flag Habilitado na rotina de entrada de dados)
t=TEMPO; % Atualização do Tempo

SE modo==crowbar_off E t<tfalta+tcc ENTÃO % Condição para ativar a proteção durante a falta
    SE Irotor>=Irotor_max OU Vrotor>=Vrotor_max OU Vcc >=Vcc_max ENTÃO
        modo=crowbar_on1; % Modo de proteção “crow-bar” ativo
        % O tempo de atuação do “crowbar” é controlado por um temporizador
        ti_crowbar=t; % Ler o tempo inicial da inserção dos resistores
        tf_crowbar=tfalta+tcc; % Ler o tempo de retirada dos resistores
    FIM
FIM
SE modo==crowbar_on1 E t<tf_crowbar ENTÃO % Ativação do “crowbar” durante a falta
    % São inseridos os resistores no circuito do rotor
FIM
SE modo==crowbar_on1 E t>tcrowbar ENTÃO % Condição para ativar a proteção após à extinção da falta
    SE Irotor>=Irotor_max OU Vrotor>=Vrotor_max OU Vcc >=Vcc_max ENTÃO
        modo=crowbar_on2; % Modo de proteção “crow-bar” ativo
        % Novo tempo de atuação do “crowbar” também é controlado por um temporizador
        ti_r_crowbar=t; % Ler o tempo inicial da reinserção dos resistores
        t_permanencia=0.1; % Ler o tempo de permanência dos resistores após a extinção da falta
        tf_r_crowbar=ti_r_crowbar+t_permanencia; % Ler o tempo de retirada dos resistores
    FIM
FIM
SE modo==crowbar_on2 E t<tf_r_crowbar ENTÃO % Ativação do “crowbar” após ao fim da falta
    % São inseridos os resistores no circuito do rotor
FIM

```

Figura 4.11 - Pseudocódigo do Algoritmo de Proteção do tipo “Crow-bar”

## 4.6 Conclusões

Neste capítulo foram descritas as estratégias de controle dos conversores interligados ao rotor e a rede elétrica, adotadas para a máquina DFIG, assumido-se que os conversores são representados como fontes de tensão. As referidas estratégias de controle exploradas foram baseadas em técnicas de controle vetorial. Além disso, foram mostradas a metodologia de dimensionamento do capacitor do “link” CC e do filtro L, assim como a técnica formal de projeto dos controladores do gerador DFIG por alocação de pólos.

Por fim, foi apresentado o algoritmo de uma estratégia de proteção do tipo “crow-bar” para o conversor interligado ao rotor do gerador DFIG, que será utilizada como parte da solução dos problemas de instabilidade transitória de sistemas de potência com a integração de parques eólicos (geradores DFIG), com o objetivo de melhorar a capacidade de sobrevivência aos afundamentos de tensão.

## 5 CAPÍTULO

# Ajuste de Controles de Aerogeradores de Indução Duplamente Excitados Baseado em Algoritmos Genéticos

### 5.1 Introdução

Atualmente, a complexidade dos sistemas de potência torna as tarefas dos engenheiros e projetistas responsáveis pelo controle e supervisão cada vez mais difícil, uma vez que as técnicas tradicionais de controle utilizadas não garantem a necessária segurança operacional dos sistemas elétricos. O desafio dos projetos de sistemas de controle de geradores (hídricos, térmicos, eólicos, etc.) existe, principalmente, devido as não-linearidades e múltiplas variáveis das máquinas, as quais possuem vários objetivos de controle.

Os controladores convencionais, tais como os compensadores proporcional, integral e derivativo (PID), apresentam um rendimento aceitável na resposta do sistema, no entanto, não possuem a flexibilidade de fornecer um bom desempenho sob uma gama de pontos de operação.

Técnicas de controle robusto podem levar a resultados favoráveis para um grande intervalo de condições operacionais do sistema. Os modernos projetos de controle inteligente visam obter o ajuste ótimo dos controladores baseado somente nas informações de entrada e saída do sistema. Os algoritmos genéticos (AG) são técnicas de busca e otimização que solucionam este problema de projetos de sistemas de controle robusto com sucesso (LEE & EL-SHARKAWI, 2008).

Este capítulo inicia-se com a apresentação das principais características dos AG e sua descrição básica, além dos procedimentos de busca realizados pelos operadores de seleção, cruzamento e mutação. Em seguida, é descrita a metodologia proposta de ajuste ótimo dos controladores do conversor interligado ao rotor de aerogeradores de indução duplamente excitados, baseada em um algoritmo genético combinado com a técnica de alocação de pólos.

### 5.2 Algoritmos Genéticos

Os algoritmos genéticos (AG) são métodos de busca e otimização que simulam basicamente os processos naturais da evolução e da genética. Os indivíduos mais aptos possuem maior probabilidade de ter os seus genes propagados ao longo de sucessivas

gerações por meio da combinação entre os genes dos indivíduos que perduram na espécie, produzindo novos indivíduos com uma melhor adaptação às características do seu meio ambiente (GOLDBERG, 1989).

O propósito geral dos AG independe da forma do domínio de busca, combinando elementos de busca dirigida e estocástica, onde é executado um balanço entre aproveitamento da melhor solução e exploração de novos pontos no espaço de busca.

Assim, no início da busca, existe uma população altamente aleatória com grande diversidade, e aptidão média baixa (valor numérico médio considerando as funções objetivo de toda a população). Através dos operadores probabilísticos de transição, a busca é feita explorando inicialmente todo o espaço de busca. Quando as soluções com altos valores das funções objetivo são obtidas, estes operadores executam a exploração na vizinhança destas soluções.

O processo de exploração do espaço de busca é realizado principalmente pelo operador de seleção (denominado também operador de evolução). Porém, a busca local (na vizinhança da solução) corresponde aos operadores de cruzamento e mutação (denominados também operadores genéticos). Nestes operadores, são manipuladas estruturas codificadas (cromossomos), que contém parte do conjunto ótimo de parâmetros, os quais são propagados pelos operadores probabilísticos ao longo do processo evolutivo do AG.

A seguir, são descritas as principais características que determinam o desempenho dos algoritmos genéticos:

- Os AG trabalham com a codificação das variáveis independentes que definem a função objetivo. As variáveis independentes podem ser codificadas usando um sistema binário (um vetor de uns e zeros), números reais e outros. Na literatura, a representação codificada das variáveis independentes é denominada de cromossomo;
- Nos AG, a busca começa a partir de uma população de possíveis soluções (pontos do espaço de busca), e não a partir de um único ponto. A busca, feita desta forma, tem um paralelismo implícito (GOLDBERG, 1989). No AG, cada indivíduo corresponde a uma estrutura de dados formada pelo vetor de variáveis independentes, o cromossomo, e o valor numérico da função objetivo;

- Precisam somente do valor numérico da função objetivo para guiar a busca; ao contrário do que acontece com os métodos determinísticos tradicionais de otimização que requerem, além do valor numérico da função objetivo, outras informações para caracterizar a região de busca (como por exemplo, o gradiente da função);
- Utilizam regras de transição probabilísticas para obter novos indivíduos;

### 5.3 Descrição da Implementação Básica dos Algoritmos Genéticos

Um AG aplica sucessivamente, sobre um conjunto de indivíduos, os seguintes operadores de transição:

- 1) Seleção: O propósito deste operador é selecionar os indivíduos mais aptos (aqueles que têm os melhores valores numéricos nas funções objetivos) para a seguinte geração (iteração). Existem vários algoritmos eficientes descritos na literatura para programar a seleção probabilística dos indivíduos;
- 2) Cruzamento: Este operador é responsável pela recombinação de componentes de um cromossomo, associado a um determinado indivíduo, com outros pertencentes a outro indivíduo da população. Os indivíduos recombinados são previamente selecionados provenientes do operador de seleção;
- 3) Mutação: Alguns indivíduos são escolhidos para receber uma alteração do valor contido em uma determinada posição no seu cromossomo correspondente. O número de indivíduos a serem escolhidos para sofrer esta alteração, em uma população grande de possíveis soluções, é baixo (probabilidade de mutação baixa). Desta maneira, o operador de mutação garante que a diversidade genética da população seja mantida durante o processo evolutivo, ou seja, permite que dados eventualmente perdidos devido à atuação dos operadores de seleção e cruzamento sejam recuperados, e também, garante que a probabilidade de atingir qualquer ponto do espaço de busca seja possível.

Conforme é observado no pseudocódigo do AG na Figura 5.1, antes do processo de otimização propriamente dito, é criada uma população inicial. Na maioria das aplicações do

AG, a população inicial é gerada aleatoriamente abrangendo todo o espaço de busca. Sobre essa população de  $N$  indivíduos são aplicados, em cada iteração (geração), os operadores probabilísticos. O símbolo  $t$  representa a contagem das gerações.

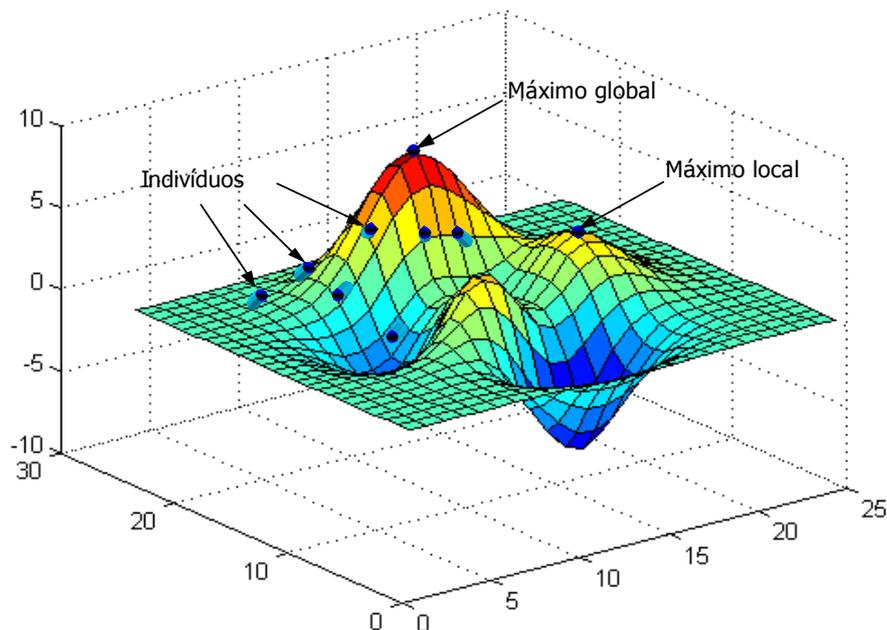
```

% Início
 $t \leftarrow 0$ 
Iniciar População ( $t$ );
Avaliar População ( $t$ );
FAZER ENQUANTO um critério de parada não for alcançado
 $t \leftarrow t+1$ 
Selecionar população ( $t$ ) da População ( $t-1$ );
Cruzar e Mutar População ( $t$ )
Avaliar População ( $t$ )
FIM FAZER

```

**Figura 5.1 - Pseudocódigo do Algoritmo Genético**

Estes operadores probabilísticos possibilitam que uma dada solução ótima seja encontrada, isso porque uma população de indivíduos explora paralelamente o espaço de busca de soluções, contudo, para encontrar uma boa solução é necessário que a população tenha suficiente variedade genética para evitar estagnação prematura do AG em máximos locais, tal como mostrado na Figura 5.2.



**Figura 5.2 - Exemplo de um Espaço de Busca Percorrido pelo AG**

A avaliação refere-se ao cálculo do valor numérico associado à função objetivo, imediatamente após a obtenção dos novos indivíduos a partir dos operadores probabilísticos

aplicados sobre a população. A escolha do tipo de operador de transição a ser implementado depende diretamente da forma como as variáveis independentes, associadas ao problema a ser otimizado, serão representados no cromossomo associado a cada indivíduo.

## 5.4 Representação das Variáveis Independentes no Cromossomo

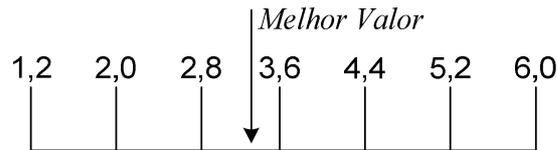
Existem diferentes maneiras de representar as variáveis independentes de uma determinada expressão matemática em um cromossomo. A maioria das aplicações dos AG utiliza as representações do tipo binário ou real, assim, um cromossomo é um arranjo concatenado de variáveis (um vetor), codificadas ou não, que representam as grandezas de interesse de um dado problema sob estudo.

Em BAECK et al., (2000), existe uma variedade de opções para a representação das variáveis independentes no cromossomo, como:

- Binário;
- Números Reais;
- Permutações;
- Representação em Estado Finito;
- Árvores;
- Representações Diplóides;
- Outras.

A representação em binário das variáveis independentes do cromossomo transforma o intervalo contínuo em um intervalo discreto. Porém, em virtude do espaço de busca ser discreto, torna-se difícil encontrar a solução ótima global de uma expressão matemática que representa o problema sob estudo.

Na discretização, o valor numérico de uma determinada variável, associada à melhor solução, pode estar entre dois pontos adjacentes. Como por exemplo, uma variável  $X_1 \Rightarrow [X_{\min}; X_{\max}] = [1, 2; 6, 0]$ , onde  $X_{\min}$  e  $X_{\max}$ , são os valores mínimos e máximos, respectivamente, permitidos para essa variável. A melhor solução se encontra entre os pontos 2,8 e 3,6 para um cromossomo de  $n = 6$ , mostrado na Figura 5.3. Onde  $n$  está associada ao tamanho binário da variável.



**Figura 5.3 - Melhor Solução Entre os Pontos Discretos de Cromossomo com  $n = 6$**

Logo, a obtenção do ponto ótimo (melhor valor) por meio do AG é pouco provável, necessitando aumentar mais a precisão, o que significa aumentar mais o tamanho do cromossomo; e isto, comumente implica no aumento dos recursos computacionais, no caso de problemas de grande porte.

Na representação usando o conjunto de números reais, o intervalo ao qual pertence uma determinada variável de interesse permanece contínuo. O tamanho do cromossomo é igual ao número de variáveis utilizadas para representar matematicamente o comportamento do sistema.

A precisão desejada para os valores desses parâmetros, contidos no cromossomo, depende da precisão nas representações de variáveis de ponto flutuante permitido pelo computador que está sendo utilizado, ou seja, não depende mais do tamanho do cromossomo.

Como exemplo, seja um cromossomo formado por duas variáveis,  $X_1 \Rightarrow [X_{\min}; X_{\max}] = [-2,56; 2,56]$  e  $X_2 \Rightarrow [X_{\min}; X_{\max}] = [-2,56; 2,56]$ , com os melhores valores dados por  $X_1 = 2,34$  e  $X_2 = 0,17$ , respectivamente. Cada componente do cromossomo é um número real pertencente ao intervalo pré-estabelecido para cada componente, como pode ser observado na Figura 5.4.

2,3	0,1
-----	-----

**Figura 5.4 - Cromossomo Usando Codificação do tipo Real, de  $n = 2$**

A codificação do tipo real será a representação das variáveis independentes do cromossomo utilizada na presente tese, por ser a mais adequada devido ao tamanho do cromossomo que será igual ao número de variáveis que descrevem o problema, além disso, a implementação dos operadores genéticos é mais simples.

## 5.5 Geração da População Inicial de Indivíduos no AG

Os indivíduos da população inicial são gerados aleatoriamente. Entretanto, nada impede uma inicialização mais adequada, com métodos que produzam pontos de buscas sub-ótimos; implicando talvez, em uma melhor convergência para a solução ótima do problema.

De acordo com EIBEN et al., (1999), vários pesquisadores investigaram, com diferentes perspectivas, o tamanho da população para o AG. Alguns dos pesquisadores observaram populações com diversos tamanhos que variavam de 20 a 100 indivíduos. Entretanto, deve-se enfatizar que todas as pesquisas realizadas tentaram determinar de forma empírica o tamanho ótimo da população do AG.

## 5.6 Operador de Seleção

A obtenção de melhores soluções ao longo do processo de otimização, dos AG, depende em primeiro lugar do operador de seleção, que imita o processo de seleção natural das espécies, onde os indivíduos mais fortes e adaptados ao ambiente são os que sobrevivem.

A seleção de indivíduos é feita em cada geração, aplicando-se sobre uma população de tamanho  $N$  (número de soluções consideradas no AG para a busca do ponto ótimo). Cada indivíduo tem uma probabilidade de escolha proporcional ao valor numérico da sua função objetivo. Assim, o operador de seleção é executado  $N$  vezes com a finalidade de escolher probabilisticamente os  $N$  melhores indivíduos sobre os quais serão aplicados os outros operadores (cruzamento e mutação).

BAECK et al., (2000) detalha os principais métodos de seleção desenvolvidos para escolher os indivíduos:

- Método da Roleta “*roulette-wheel*”;
- Torneio Estocástico;
- Seleção Baseada em “*Ranking*” Geométrico Normalizado;
- Seleção de Boltzmann;
- Seleção por Corte;
- Seleção por Ordenação não Linear;
- Outras.

Na presente tese, deu-se destaque ao método de seleção do tipo “*ranking*” geométrico normalizado, implementado na biblioteca GAOT “*The Genetic Algorithm Optimization Toolbox*”, desenvolvida em código MATLAB<sup>®</sup> pela NCSU “*North Carolina State University*” (HOUCK, et al., 1995).

### 5.6.1 “Ranking” Geométrico Normalizado

O método de seleção “*ranking*” geométrico normalizado evita a proliferação de novos indivíduos e diminui a pressão seletiva que causam problemas na convergência do algoritmo. Nos métodos do tipo “*ranking*”, os indivíduos da população são selecionados com base em seus “*ranks*” na população (por exemplo, quão bom são eles comparados com o restante da população).

Neste método, o AG não se preocupa com a diferença absoluta entre os indivíduos (por exemplo, pode-se falar que o indivíduo A é melhor que o indivíduo B, mas não quanto melhor o indivíduo é). Os indivíduos da população são classificados do melhor para o pior de acordo com o valor numérico da função objetivo. A cada indivíduo é associada uma probabilidade de seleção proporcional a sua posição (“*rank*”), baseada em alguma distribuição linear ou não-linear.

No método de “*ranking*” geométrico normalizado, a distribuição normalizada força a soma das probabilidades de seleção dos indivíduos a ser igual à unidade:

$$P = q' (1 - q)^{r-1} \quad (5.1)$$

$$q' = \frac{q}{1 - (1 - q)^N} \quad (5.2)$$

Onde,  $q$  é a probabilidade de selecionar o melhor indivíduo,  $r$  é o “*ranking*” de cada indivíduo, onde o melhor tem valor unitário, e  $N$  é o tamanho da população.

Métodos baseados no “*ranking*” frequentemente apresentam algumas vantagens sobre o método da roleta (MICHALEWICZ, 1996). A população precisa somente ser ordenada do melhor para o pior indivíduo. A pressão seletiva pode ser controlada a partir do valor probabilidade  $q$ . Porém, não existem regras para se determinar o valor mais apropriado para esta probabilidade.

Este método “*ranking*” será o tipo de operador de seleção utilizado nesta tese, e a probabilidade de seleção do melhor indivíduo,  $q$ , escolhida foi de 0,08.

## 5.7 Operadores Genéticos

Os operadores genéticos imitam o processo hereditário dos genes para criar novos indivíduos em cada geração. Neste tópico, serão descritos os operadores genéticos de

cruzamento e mutação, considerando a representação real dos cromossomos (ponto flutuante) utilizada neste trabalho.

## 5.8 Operador Genético de Cruzamento

O operador de cruzamento é aplicado sobre cada par de indivíduos previamente selecionados. Atua especificamente inter-cambiando genes (componentes do cromossomo) entre os indivíduos. O cruzamento gera outros dois novos cromossomos possuindo características combinadas dos anteriores.

O operador de cruzamento contribui para propagar partes da solução ótima contidas nestes cromossomos, para as seguintes gerações, mediante a uma taxa de cruzamento  $p_c$ , que controla o número esperado de indivíduos que serão submetidos para recombinação ou cruzamento.

Uma maior taxa ou probabilidade de cruzamento permite uma maior exploração do espaço de busca e reduz a chance de estacionar em um mínimo local. No entanto, se esta probabilidade for muito elevada, resultará em muitos indivíduos com valores ruins para a sua função objetivo correspondente, resultando em um maior tempo computacional despendido na exploração de regiões não promissoras do espaço de busca. Logo, o valor da probabilidade de cruzamento deverá ter um compromisso entre a melhor exploração da região de busca e o menor tempo para explorá-la (MICHALEWICZ, 1996).

Quando o sistema em estudo for muito grande e complexo, geralmente a função matemática é do tipo multi-variável e multi-modal. Portanto, a utilização de uma representação binária que codifique uma quantidade considerável de parâmetros deste sistema poderia requerer muitos recursos computacionais na exploração do espaço de busca. Nesse caso, é mais conveniente usar operadores genéticos projetados para trabalhar com codificação real. A seguir, serão descritos os operadores de cruzamento mais utilizados no caso de cromossomos reais:

- Cruzamento Simples;
- Cruzamento Aritmético;
- Cruzamento Heurístico.

GALVÃO & VALENÇA, (1999) relatam que os melhores resultados de problemas de otimização são conseguidos utilizando-se os operadores de cruzamentos aritméticos. Este

decorrência deste argumento, na presente tese, utilizou-se o operador de cruzamento aritmético, implementado também na biblioteca GAOT.

### 5.8.1 Cruzamento Aritmético

O cruzamento aritmético é definido como a combinação de dois cromossomos representados pelos vetores  $\vec{V}_1$  e  $\vec{V}_2$ , os quais são variáveis de representação real. Este tipo de recombinação é denominado operador aritmético (MICHALEWICZ, 1996). O resultado é obtido por meio das seguintes expressões matemáticas:

$$\vec{V}_1 = (1 - \chi) \vec{V}_1 + \chi \vec{V}_2 \quad (5.3)$$

$$\vec{V}_2 = \chi \vec{V}_1 + (1 - \chi) \vec{V}_2 \quad (5.4)$$

Onde  $\chi$  é um número real, tal que  $\chi \in [0;1.0]$ .

A base deste conceito vem da teoria dos conjuntos convexos. Geralmente, a média ponderada de dois vetores,  $\vec{X}_1$  e  $\vec{X}_2$ , é calculada da seguinte maneira:

$$\vec{X} = \chi_1 \vec{X}_1 + \chi_2 \vec{X}_2 \quad (5.5)$$

Sendo os fatores,  $\chi_1$  e  $\chi_2$ , restritos às seguintes condições:  $\chi_1 + \chi_2 = 1$ , tal que  $\chi_1 > 0$  e  $\chi_2 > 0$ .

A forma ponderada mostrada na expressão matemática (5.5) é conhecida como combinação convexa. Se a condição de não negatividade dos fatores for relaxada, a combinação é conhecida como combinação afim. Em ambos os casos, o procedimento descrito corresponde a uma combinação linear.

A Figura 5.5 mostra estas combinações no espaço de duas dimensões. Os resultados do cruzamento aritmético ficam no interior da linha quando a recombinação é convexa. Porém, quando a combinação for afim (cruzamento afim), alguns pontos se encontram na linha contínua e outros ficam na linha tracejada. Os vetores que resultam da aplicação do cruzamento linear estarão em qualquer ponto do espaço de busca real.

Soluções inviáveis podem surgir quando for aplicado o cruzamento linear ou afim, como pode ser observado na Figura 5.5. Estas soluções inviáveis podem ser minimizadas usando eficientemente funções de penalização durante o processo de otimização do AG. Desta forma, as soluções inviáveis também formam parte do procedimento de otimização, mas, elas são eliminadas durante o transcurso das gerações (MICHALEWICZ, 1996).

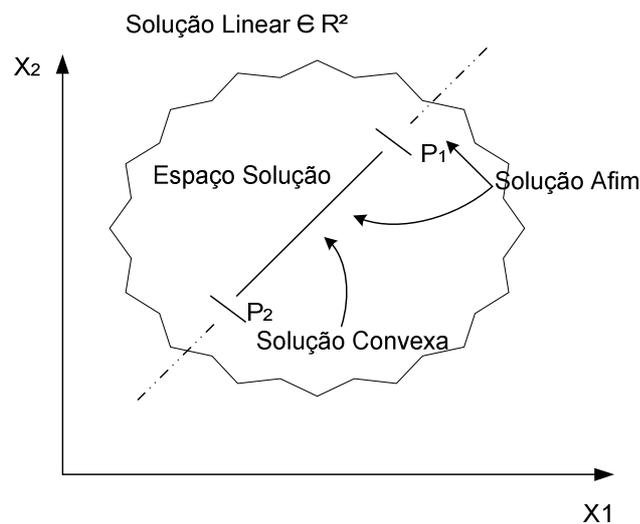


Figura 5.5 - Ilustração do Resultado do Cruzamento Aritmético

## 5.9 Operador Genético de Mutação

A mutação é geralmente vista como um operador de “*background*”, responsável pela introdução e manutenção da diversidade genética na população (GOLDBERG & HOLLAND, 2005). Este operador altera arbitrariamente um ou mais componentes de uma estrutura escolhida entre a descendência, logo após o cruzamento, fornecendo dessa forma meios para a introdução de novos elementos na população. Assim, a mutação assegura que a probabilidade de se chegar a qualquer ponto do espaço de busca nunca será zero.

O efeito da mutação é aumentar a diversidade da população reduzindo a probabilidade de estagná-la, por meio da introdução de genes (bons ou ruins) nos cromossomos. Os genes ruins podem ser eliminados na população por meio do operador de seleção.

A taxa ou probabilidade de mutação é definida como o percentual do número total de genes da população que irão mutar, e que controla a quantidade de novos genes que serão introduzidos na população. Se esta taxa for muito baixa, muitos cromossomos de populações anteriores deixarão de ser utilizados nas gerações seguintes. Se a taxa for muito elevada,

existirá maior aleatoriedade no processo de busca. Mas, fazendo analogia com a natureza, no AG a probabilidade de ocorrência de mutação,  $p_m$ , é baixa.

Os operadores genéticos de mutação mais utilizados na representação real das variáveis independentes são:

- mutação uniforme;
- mutação não-uniforme;
- mutação não-uniforme múltipla.

No presente trabalho, foi utilizada a mutação não-uniforme, também implementado na biblioteca GAOT “*The Genetic Algorithm Optimization Toolbox*”, desenvolvida em código MATLAB<sup>®</sup>. A análise teórica do operador mutação não-uniforme está detalhada no trabalho de NEUBAUER, (1997).

## 5.10 Elitismo

Quando se aplicam os operadores genéticos, toda a população é substituída por uma nova população, e isto ocorre a cada nova geração. Então, corre-se o risco de perder um indivíduo de alta aptidão podendo este não ser criado nas gerações sucessivas. Para que isto não ocorra, aplica-se o elitismo.

Portanto, a função principal do elitismo é evitar que os melhores indivíduos desapareçam da população pela manipulação dos operadores genéticos. Sendo assim, tais indivíduos são automaticamente inseridos na próxima geração.

## 5.11 Ajuste Ótimo de Controladores de Aerogeradores DFIG

A técnica de ajuste dos controladores do conversor C1 interligado ao rotor baseia-se nas respostas transitórias das correntes do rotor ao longo dos eixos  $d$  e  $q$  e da magnitude da tensão do rotor do gerador DFIG, fornecidas por meio de simulações no domínio do tempo, quando se aplica um curto-circuito trifásico na barra de geração eólica.

A sintonia dos controladores do conversor C1 é formulada como um problema de otimização multi-objetivo, uma vez que os objetivos consistem da minimização dos erros absolutos entre as correntes de referência do rotor provenientes dos controladores, e as

correntes do rotor efetivamente calculadas, ao longo dos eixos  $d$  e  $q$ , respectivamente, e por conseguinte, da magnitude da tensão do rotor.

A formulação dos dois primeiros termos da função objetivo definida na equação (5.7) adotada nesta tese baseia-se na filosofia de controle vetorial descrita no capítulo 4, que emprega as componentes das correntes do rotor ao longo dos eixos  $d$  e  $q$ , para controlar a tensão terminal ou potência reativa e a velocidade do rotor ou potência ativa, respectivamente.

Logo, conclui-se que a melhoria das respostas transitórias das correntes do rotor ao logo dos eixos  $d$  e  $q$ , (podem ser obtidas pela minimização dos erros absolutos entre as correntes de referência e as calculadas do circuito do rotor) reflete também na melhoria dos comportamentos da potência reativa ou tensão terminal e da potência ativa ou velocidade do rotor do gerador DFIG.

A minimização do terceiro termo da função objetivo corresponde a reduzir a magnitude da tensão do rotor, possibilitando também a melhoria do comportamento transitório da tensão do “link” CC, uma vez que esta última é dependente da potência de escorregamento ou do rotor, a qual é trocada entre o circuito do rotor e o sistema do conversor estático CA-CC-CA.

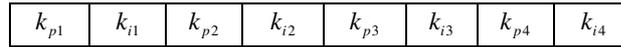
Dessa forma, o objetivo da metodologia de ajuste ótimo dos controladores do conversor C1 de geradores DFIG é melhorar o comportamento dinâmico e transitório do sistema, após ocorrências de falta na rede elétrica, contribuindo assim para o aumento da estabilidade global do sistema de potência. Assim, o índice que mede a qualidade do ajuste dos parâmetros dos controladores do conversor C1 é dado por uma expressão matemática que representa a soma ponderada dos três objetivos a serem otimizados, conforme mostrada a seguir:

$$\bar{F} = \int_0^{tsim} \left( \omega_1 \left| \bar{i}_{dr\_ref} - \bar{i}_{dr} \right| + \omega_2 \left| \bar{i}_{qr\_ref} - \bar{i}_{qr} \right| + \omega_3 \sqrt{\bar{v}_{dr}^2 + \bar{v}_{qr}^2} \right) dt \quad (5.7)$$

Onde  $\omega_1$ ,  $\omega_2$  e  $\omega_3$  são os fatores de peso.

Valores maiores de  $F$  determinam uma resposta mais oscilatória com uma amplitude crescente ou uma resposta mais lenta, enquanto que valores cada vez menores determinam respostas mais rápidas e amortecidas.

A estrutura do cromossomo associado a cada indivíduo com o qual o AG trabalha na busca do melhor conjunto de parâmetros para os controladores do conversor C1 a serem projetados está representado na Figura 5.6.



**Figura 5.6 - Estrutura do Cromossomo**

Esta estrutura é composta por um conjunto de oito parâmetros, onde os quatro primeiros estão relacionados à malha de controle de velocidade do rotor, e os últimos quatro estão relacionados à malha de controle da tensão terminal do gerador DFIG.

A metodologia desenvolvida nesta tese utiliza um algoritmo genético, o qual é combinado com a técnica formal de controle por alocação de pólos. Os ganhos obtidos pela técnica de alocação de pólos compõem um dos indivíduos da população inicial do AG, no sentido de que o ajuste ótimo proposto inicie de um bom projeto, o que pode melhorar a convergência da técnica evolucionária na obtenção de melhores soluções. A seguir, é descrita a metodologia de ajuste proposta por meio de um pseudocódigo com os seguintes passos:

- Passo 1: Inicia-se o processo gerando aleatoriamente  $(N-1)$  indivíduos da população inicial. Os valores numéricos que cada parâmetro pode assumir estão restritos a valores mínimos e máximos, como são descritos a seguir:

$$k_{p\min} \leq k_p \leq k_{p\max}$$

$$k_{i\min} \leq k_i \leq k_{i\max}$$

O ajuste de ganhos obtido por meio da técnica de alocação de pólos fornece o indivíduo restante da população inicial.

- Passo 2: Uma vez gerada as componentes de cada cromossomo da população inicial, procede-se a avaliação da função objetivo descrita na equação (5.7) por meio da simulação no domínio do tempo;
- Passo 3: Após a avaliação inicial ser concluída, os operadores genéticos do AG são aplicados, para se obter novos indivíduos, no espaço de busca da solução ótima;
- Passo 4: O valor da função objetivo é calculado para cada geração, avaliando-se a evolução do AG. O processo de otimização é finalizado quando algum critério de parada é satisfeito. Na presente tese, o critério de parada considerado corresponde ao número máximo de gerações.

- Passo 5: Se o critério de convergência não é satisfeito, o processo iterativo retorna ao passo 2.

Com a finalidade de descrever melhor a metodologia proposta de ajuste dos controladores do conversor interligado ao rotor de aerogeradores DFIG, um fluxograma do procedimento iterativo é apresentado na Figura 5.7.

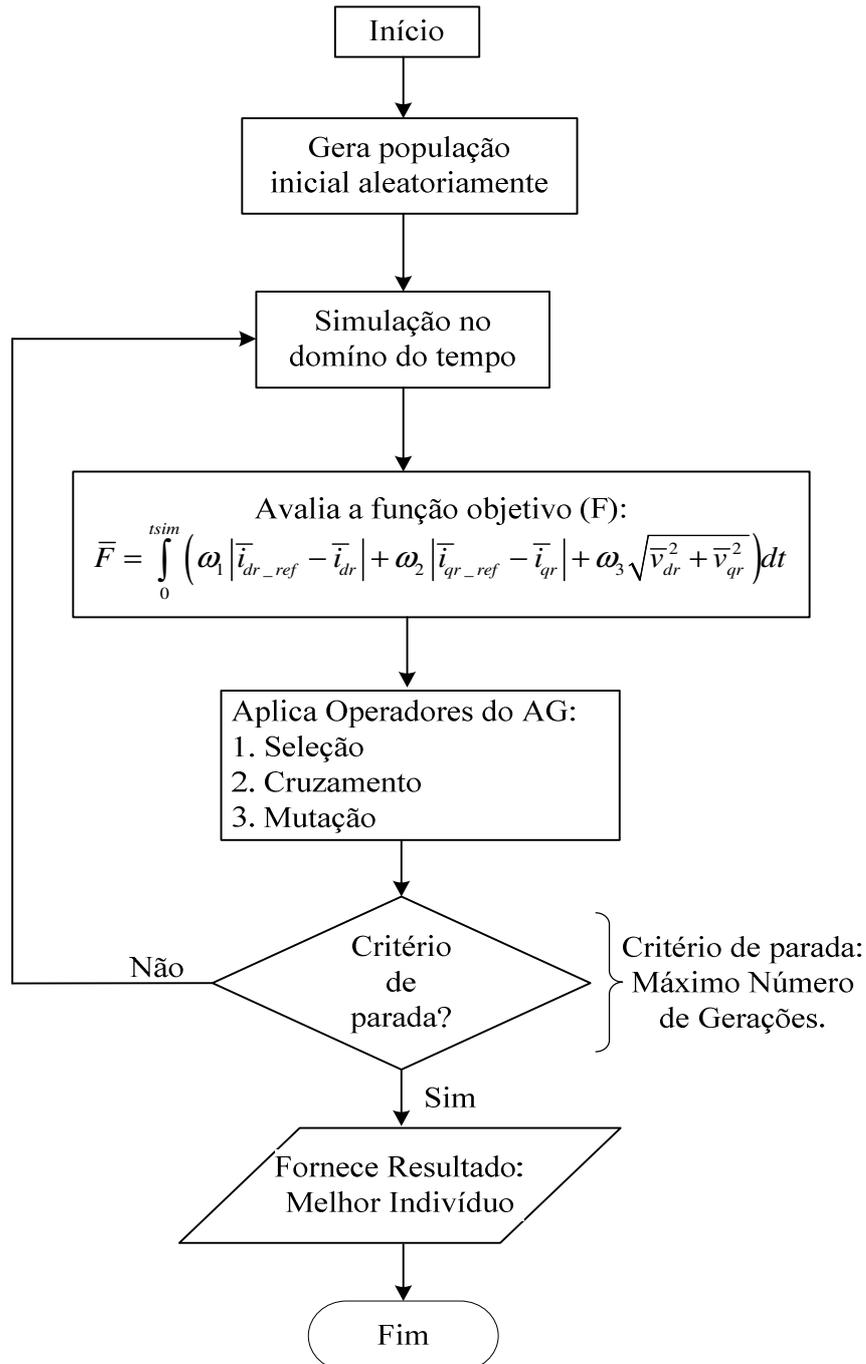


Figura 5.7 - Fluxograma de Ajuste dos Controladores do Conversor Interligado ao Rotor

Na metodologia de ajuste proposta, é levado em conta o sistema de potência original com o parque eólico (representado por um equivalente dinâmico) integrado a rede elétrica de sub-transmissão (em esquemas de geração distribuída) com seu específico nível e/ou potência de curto-circuito, além das unidades síncronas convencionais, as quais são também representadas por equivalentes dinâmicos. Na inicialização do procedimento é considerado o fluxo de carga original, considerando um ponto específico de operação do sistema de potência.

A robustez desta metodologia consiste da aplicação de uma falta trifásica (contingência mais severa) na barra de geração eólica, provocando grandes variações nas respostas transitórias das correntes e tensões do rotor e estator, potências ativa e reativa dos geradores DFIG, as quais excursionam por uma ampla gama de pontos operacionais, em relação ao cenário de operação pré-estabelecido. Além disso, o objetivo do ajuste ótimo proposto é de melhorar o desempenho transitório e dinâmico do sistema elétrico, quando sujeito a distúrbios severos.

## 5.12 Conclusões

Neste capítulo foram inicialmente apresentadas às principais características dos algoritmos genéticos e suas descrições de implementação básica, mostrando também os procedimentos de busca realizados pelos operadores genéticos, os quais foram sucintamente descritos.

Por fim, foi mostrada a metodologia de sintonia ótima dos controladores do conversor interligado ao rotor dos aerogeradores DFIG, baseada em um algoritmo genético combinado com a técnica de alocação de pólos.

A ferramenta computacional de otimização utilizada para o ajuste proposto dos controladores do conversor interligado ao rotor do DFIG, foi o programa GAOT “*The Genetic Algorithm Optimization Toolbox*”, desenvolvida em código MATLAB<sup>®</sup> pela NCSU “*North Carolina State University*”.

## 6 CAPÍTULO

### Resultados de Simulação

#### 6.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados e analisados os resultados de simulação fornecidos pela metodologia proposta nesta tese de ajuste ótimo dos controladores do conversor interligado ao rotor de aerogeradores DFIG, utilizando um algoritmo genético combinado com uma técnica formal de controle por alocação de pólos, com objetivo de aumentar a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão, além de melhorar o controle de tensão e a margem de estabilidade global de sistemas de potência.

Inicialmente, são mostrados os resultados do projeto de ajuste ótimo dos controladores PI do conversor interligado ao rotor dos aerogeradores DFIG, a partir dos parâmetros gerais que configuram o algoritmo genético, e dos limites máximos e mínimos para cada ganho a ser ajustado. Estes limites determinam o espaço de busca das soluções factíveis no problema de ajuste de controladores. Em seguida, descreve-se a rede elétrica utilizada nas simulações computacionais para validação da técnica proposta nesta tese.

Por fim, são comparados os resultados provenientes da metodologia proposta que utiliza um algoritmo genético, com os resultados obtidos pelo uso da técnica de controle por alocação de pólos, utilizando-se três pontos de operação distintos do sistema elétrico sob estudo, para análise da capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão e da estabilidade do sistema.

#### 6.2 Parâmetros do Algoritmo Genético

Os parâmetros considerados do algoritmo genético para ajuste dos controladores PI do conversor interligado ao rotor dos aerogeradores DFIG são informações fundamentais da metodologia proposta, uma vez que, sem estes dados a simulação pode não ser reproduzida. Na tabela 6.1 a seguir são mostrados os parâmetros que configuram o AG proposto.

O problema de ajuste de controladores PI do conversor interligado ao rotor de aerogeradores DFIG constitui um problema de otimização com restrições, as quais limitam os valores que os ganhos podem receber ao longo do processo de otimização. O algoritmo deve fornecer valores que não ultrapassem estes limites.

**Tabela 6.1 - Parâmetros do Algoritmo Genético**

Parâmetro	Descrição
Tipo de codificação utilizada	Codificação real
Tipo de seleção	“ <i>ranking</i> ” geométrico normalizado
Probabilidade de seleção	0.08
Tipo de cruzamento	Cruzamento aritmético
Tipo de mutação	Mutação não-uniforme
Número de indivíduos da população inicial	5 indivíduos
Número máximo de gerações	100

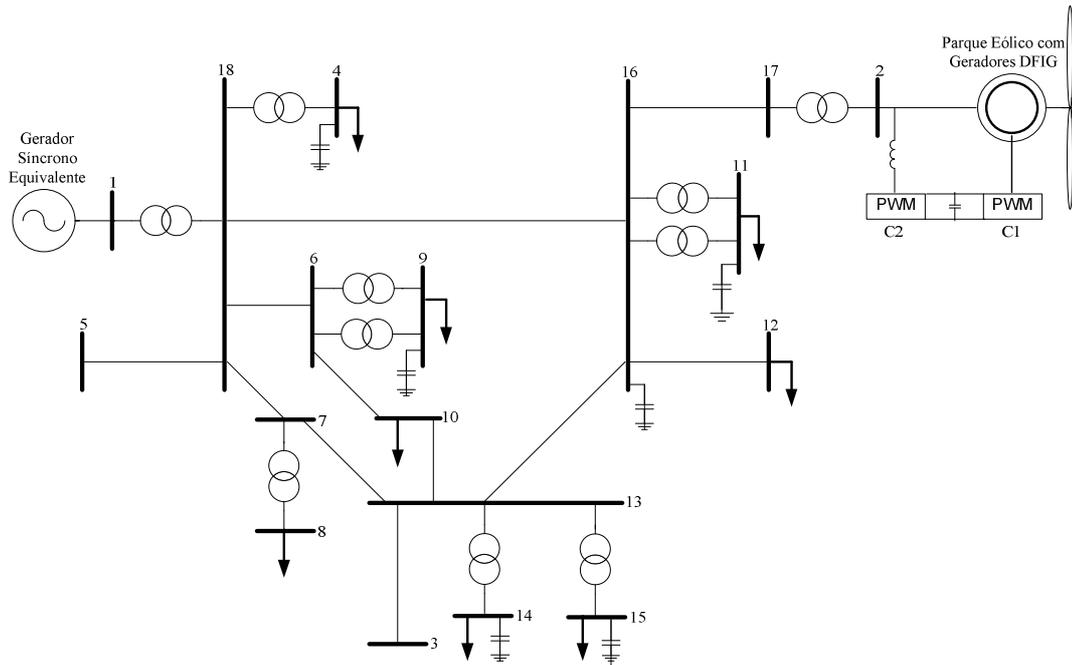
Os valores máximos e mínimos associados aos parâmetros dos controladores do conversor interligado ao rotor são descritos em p.u., por:

$$\left\{ \begin{array}{l} -5 \leq k_{p1} \leq 0 \\ -5 \leq k_{i1} \leq 0 \\ 0 \leq k_{p2} \leq 5 \\ 0 \leq k_{i2} \leq 10 \\ 0 \leq k_{p3} \leq 5 \\ 0 \leq k_{p4} \leq 5 \\ 0 \leq k_{i4} \leq 10 \end{array} \right.$$

### 6.3 Rede Elétrica

A rede elétrica adotada nas simulações pertence à COSERN, concessionária de distribuição de energia elétrica, a qual opera no estado do Rio Grande do Norte. Nas presentes simulações foi utilizada uma de suas redes, conhecida como rede elétrica do regional Açu.

Para fins do estudo pretendido, realizaram-se duas modificações no sistema original, inserindo-se dois transformadores de 13.8/69 kV e 0.96/69 kV, nos trechos das barras 1-18 e 2-17, respectivamente, com a integração dos respectivos sistemas de geração: um gerador equivalente síncrono conectado à barra 1, e um parque eólico com um equivalente de 6 aerogeradores de 3 MW, totalizando 18 MW conectado a barra 2, como mostrado na Figura 6.1.



**Figura 6.1 - Rede Elétrica da Regional do Açú**

Ressalta-se que embora a rede elétrica da regional do Açú tenha dimensões reduzidas, pode-se encontrar nesta, diferentes fenômenos relacionados aos problemas de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão, e de instabilidades de sistemas de potência, como de oscilações eletromecânicas.

Os valores em p.u. dos parâmetros das linhas de transmissão e transformadores, ambos representados pelo modelo pi, das cargas elétricas representadas pelo modelo de impedância constante, do gerador síncrono representado pelo modelo 4 (ARRILAGA et al. 1983), do regulador de tensão representado pelo modelo simplificado (IEEE, 1981), do regulador de velocidade representado por um atuador e turbina hídrica, além da turbina eólica e do gerador DFIG e seus controladores são descritos no Anexo.

## 6.4 Análise de Resultados

Inicialmente, são apresentados os ganhos obtidos dos controladores PI do conversor interligado ao rotor de aerogeradores DFIG, pela metodologia de ajuste ótimo baseada em um AG. Neste procedimento de otimização, aplicou-se, em  $t = 0.1$  s, um curto-circuito trifásico de 100ms, na barra 2 (geração eólica), e o tempo de simulação total foi de 4 s, considerando o caso base quanto à condição operacional da rede elétrica de Açú mostrada na Figura 6.1, sem levar em conta a proteção do tipo “crow-bar”.

Os valores dos ganhos obtidos pelas técnicas de alocação de pólos e AG são apresentados nas tabelas 6.2 e 6.3, respectivamente. Ressalta-se, que a frequência de chaveamento utilizada para o sistema de conversão CA-CC-CA, foi de 2 kHz (XU, 2008), parâmetro chave para o ajuste formal dos controles dos conversores estáticos do gerador DFIG, e fatores de peso da função objetivos  $\omega_1$ ,  $\omega_2$  e  $\omega_3$ , foram considerados iguais e unitários.

**Tabela 6.2 - Ganhos dos Controladores PI do Conversor C1 Ajustados pela Técnica Formal por Alocação de Pólos**

$K_{P1}$	$K_{I1}$	$K_{P2}$	$K_{I2}$	$K_{P3}$	$K_{I3}$	$K_{P4}$	$K_{I4}$
-0.2696	-0.0163	0.4051	0	0.0061	0.0040	0.4051	0

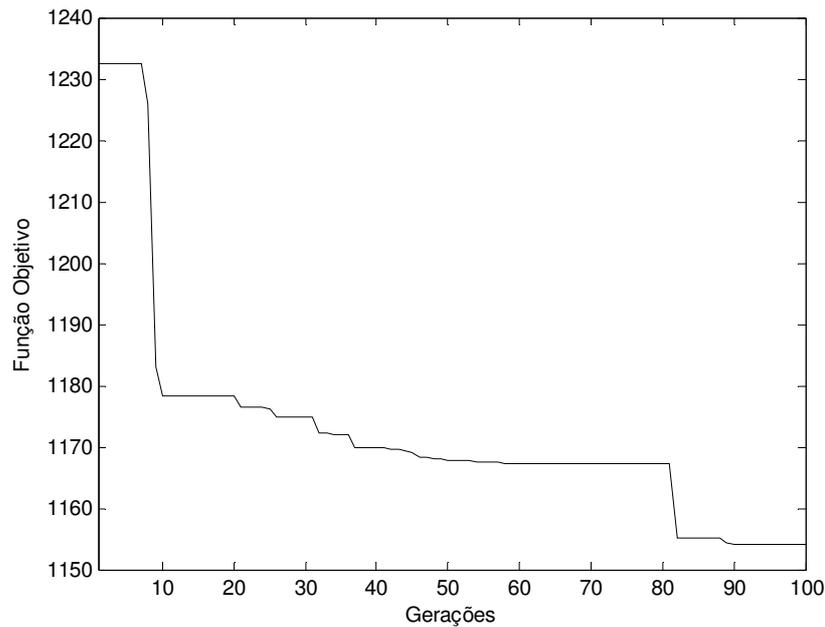
**Tabela 6.3 - Ganhos dos Controladores PI do Conversor C1 Ajustados pelo AG**

$K_{P1}$	$K_{I1}$	$K_{P2}$	$K_{I2}$	$K_{P3}$	$K_{I3}$	$K_{P4}$	$K_{I4}$
-0.8629	-0.0163	0.4517	7.9370	0.1972	0.0039	0.3680	0.0678

O ajuste ótimo foi obtido por simulações realizadas em uma estação de trabalho com um microcomputador Core Quad, com 2.4 GHz de velocidade de processamento e 3 Gb “Giga bytes” de memória RAM. O tempo de processamento para a obtenção dos ganhos ótimos foi de 10 horas, levando em conta, que o projeto de ajuste proposto é uma aplicação “off-line”, e uma vez obtida a solução, é posteriormente implementada para a simulação da operação em tempo real nos controladores PI do conversor interligado ao rotor da máquina DFIG.

O procedimento de otimização é finalizado quando o número máximo de gerações é alcançado, onde o melhor indivíduo da população pertence à última geração da solução. A Figura 6.2 apresenta a relação entre a convergência da função objetivo e o número de gerações.

Para avaliar o desempenho e a robustez da metodologia de otimização, bem como o esquema de proteção do tipo “crow-bar”, são definidos três pontos de operação para o sistema elétrico de Açu, considerando os casos: a) caso base, fornecido pela COSERN; b) carga leve com redução 20% (em relação ao caso base) nas cargas de todas as barras; e c) carga pesada com aumento de 20% (em relação ao caso base) nas cargas de todas as barras da rede elétrica de Açu.



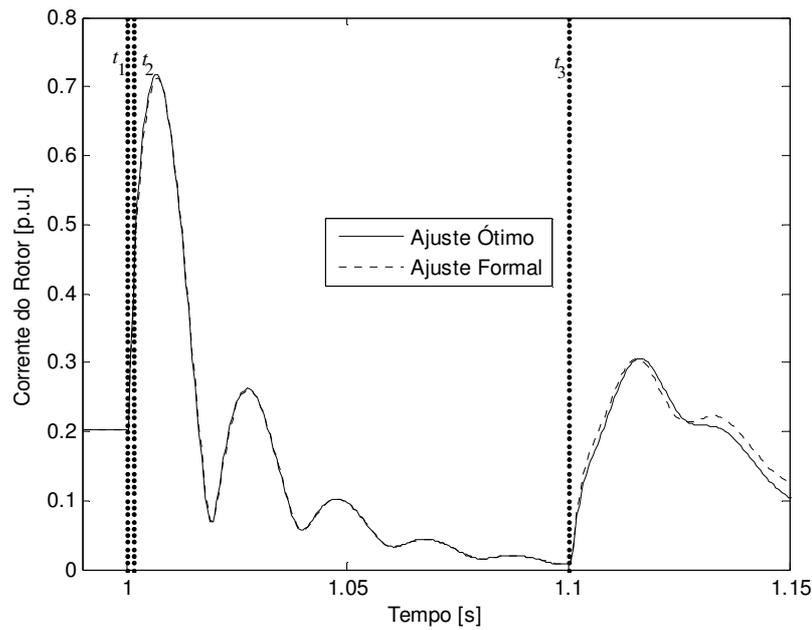
**Figura 6.2 - Convergência da Função Objetivo**

**Caso a)** Um curto-circuito trifásico de 100 ms aplicado em,  $t_1 = 1$  s, no fim da linha de transmissão 18-16, próximo a barra 16. A falta é eliminada pela atuação da proteção do respectivo trecho de transmissão do sistema, retirando a linha de operação.

A Figura 6.3 mostra o transitório inicial da corrente equivalente do rotor dos aerogeradores DFIG. Nesta pode-se verificar, que o limite de corrente do rotor especificado pelo conversor interligado ao rotor (aproximadamente 0.406 p.u.) é excedido logo após a aplicação da falta, implicando no disparo da proteção do tipo “*crow-bar*”, em  $t_2 = 1.0016$  s, por meio da inserção de resistências externas ao rotor da máquina, que possibilitam a redução significativa da corrente do rotor, até a eliminação da falta, em  $t_3 = 1.1$  s.

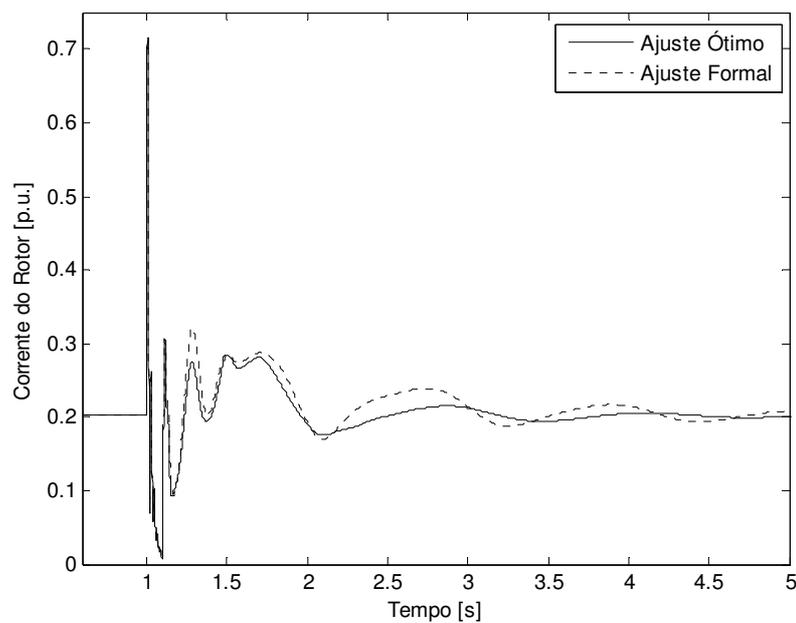
Enfatiza-se que durante a falta, o conversor interligado ao rotor permanece conectado a máquina DFIG, uma vez que, a corrente do rotor flui pelas resistências externas do esquema de proteção, e não pelo conversor estático.

Imediatamente após a eliminação do curto-circuito, a proteção do tipo “*crow-bar*” é desativada com a retirada das resistências externas do circuito do rotor, e simultaneamente, os aerogeradores DFIG retomam a operação normal, acionando os controladores do conversor interligado ao rotor, sem a necessidade de sincronização deste conversor.



**Figura 6.3 – Corrente do rotor**

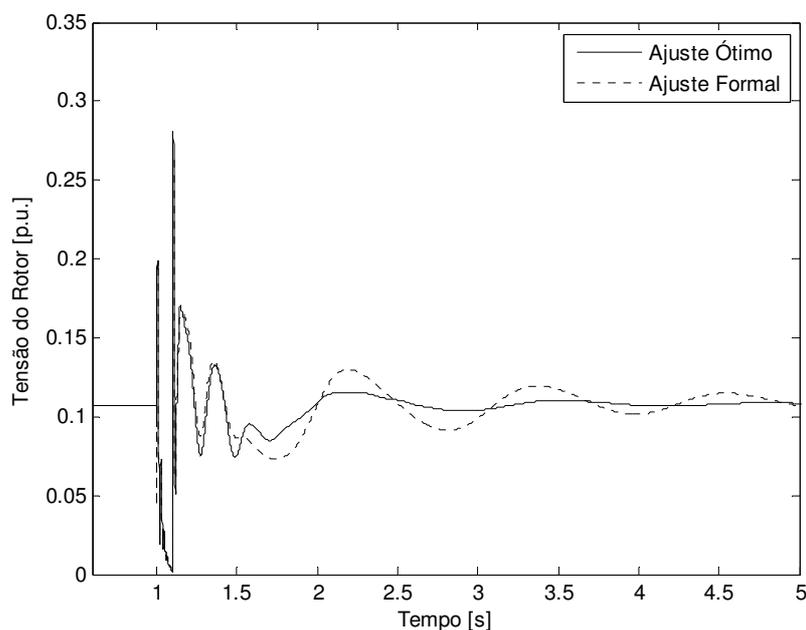
No entanto, a eliminação da falta provoca novamente oscilações na corrente do rotor, como podem ser observadas na Figura 6.4. Neste caso, os controladores PI projetados tanto pela metodologia ótima via AG, como pela técnica de alocação de pólos, proporcionaram um bom desempenho quanto à capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão das máquinas DFIG, sem a necessidade de disparo do “*crow-bar*” após a eliminação da falta.



**Figura 6.4 – Corrente do rotor**

Contudo, verifica-se na Figura 6.4 que o uso do ajuste ótimo via AG propiciou as máquinas DFIG uma maior capacidade de suportabilidade à faltas na rede elétrica, em relação à técnica de ajuste formal por alocação de pólos. Esta melhora é evidenciada na segunda oscilação após a eliminação da falta, em que a sobre-corrente do rotor é reduzida pela ação dos controladores ajustados pelo AG, enquanto que, com o uso da técnica formal, a corrente do rotor ultrapassa valores acima de 0.3 p.u.. Além disso, o ajuste ótimo via AG reduziu as oscilações de corrente, observadas após  $t = 2s$ , em relação ao ajuste formal por alocação de pólos.

Na figura 6.5 é mostrada a tensão do rotor das máquinas DFIG. Pode-se observar que a estratégia de “crow-bar” adotada foi eficiente quanto à suportabilidade a faltas, pois as oscilações da tensão do rotor não ultrapassaram o valor máximo permitido e especificado pelo conversor interligado ao rotor de 0.3 p.u.. Ressalta-se que durante o curto-circuito, a tensão do circuito do rotor é obtida pela tensão aplicada as resistências externas do esquema de proteção do tipo “crow-bar”, que por sua vez, é igual à tensão do conversor interligado ao rotor, o qual se encontra conectado a máquina.

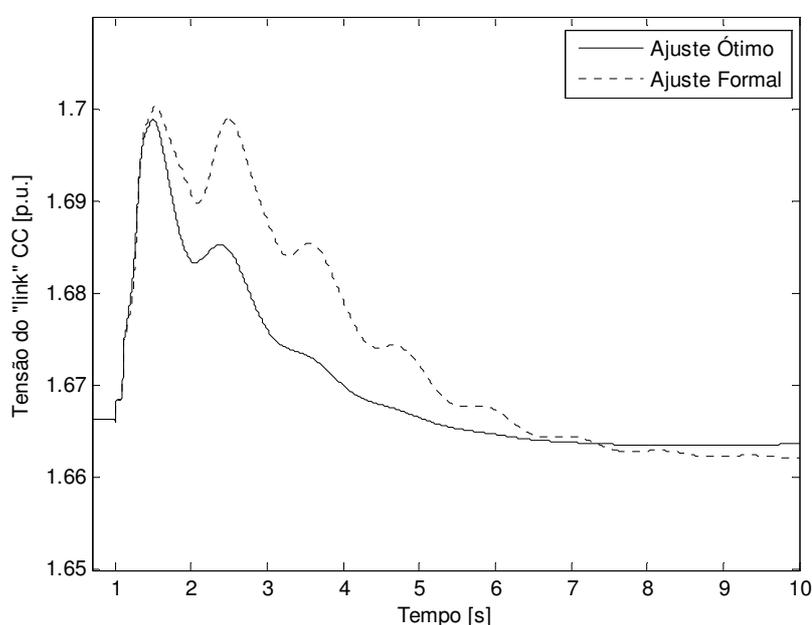


**Figura 6.5 – Tensão do rotor**

Após a eliminação da falta, as ações dos controladores PI ajustados por ambas as técnicas de controle, AG e alocação de pólos, respectivamente, obtiveram um bom compromisso quanto à capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão, pois os valores de corrente e tensão do rotor permaneceram abaixo dos respectivos limites de especificação.

Contudo, assim como para a resposta da corrente, o ajuste ótimo também reduziu as oscilações de tensão do rotor observadas após,  $t = 2$  s, em relação ao ajuste formal por alocação de pólos.

A tensão do “link” CC é mostrada na Figura 6.6, e pode-se verificar uma menor sobre-tensão e um maior amortecimento nas oscilações desta, quando os ganhos dos controladores são obtidos pelo AG, comparados com o ajuste pela técnica formal por alocação de pólos. Este aspecto é importante, uma vez que, a tensão do “link” CC é uma das variáveis monitoradas pelo sistema de proteção do tipo “crow-bar”, portanto elevadas tensões, em torno de 8% do valor nominal (LINDHOLM, 2003), no capacitor contribuem também no desafio de manter o conversor interligado ao rotor durante faltas na rede elétrica.



**Figura 6.6 - Tensão do “link” CC**

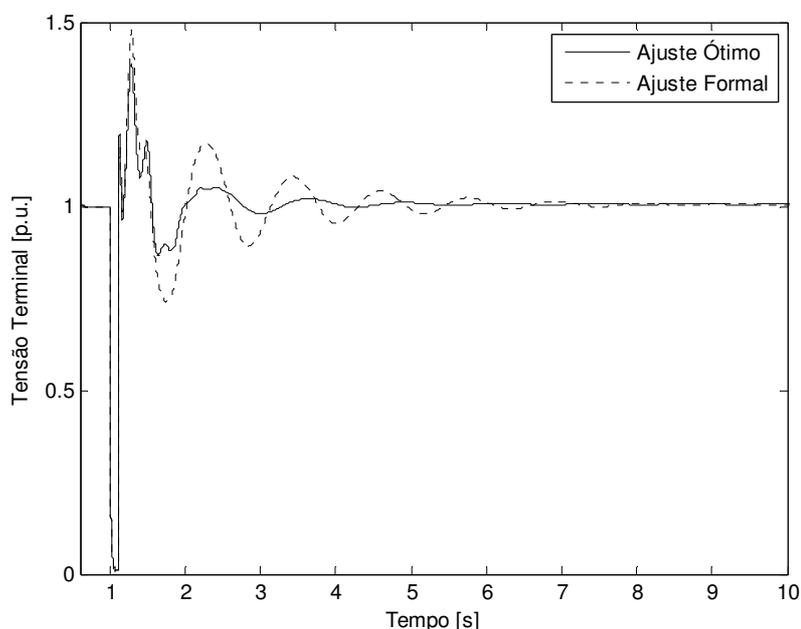
O melhor comportamento dinâmico da tensão do “link” CC proveniente da metodologia de ajuste dos ganhos ótimos utilizando um algoritmo genético, consiste, em parte, na participação da magnitude da tensão do rotor na função objetivo descrita no capítulo 5. Pois, a potência do rotor depende da tensão do rotor, e a energia armazenada pelo “link” CC depende do balanço de potência trocada pela rede elétrica com o rotor da máquina a partir dos conversores.

O comportamento da tensão terminal dos aerogeradores DFIG é mostrado na Figura 6.7. Observa-se que com o uso da metodologia de ajuste via AG, a tensão nos terminais das

máquinas DFIG apresenta uma menor sobre-tensão e menores oscilações de baixa frequência após a eliminação da falta, quando comparado ao uso da técnica formal por alocação de pólos.

Estes resultados são relevantes, na medida em que, o problema de elevadas tensões na barra de geração eólica pode retirar os aerogeradores de operação, pela atuação da proteção de sobre-tensão. Os operadores de rede de alguns países da Europa já estão, inclusive, impondo este recente requisito técnico aos acessantes, conhecido como “*High Voltage Ride-Through*” (FELTES et al., 2008).

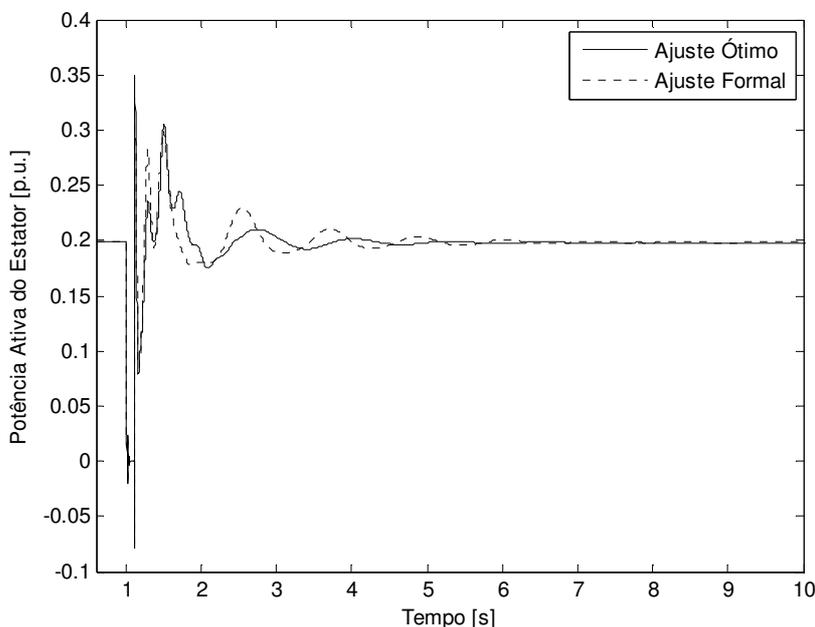
Além disso, o problema das oscilações pouco amortecidas em sistemas de geração distribuída pode afetar significativamente a qualidade da potência entregue aos consumidores. Isso porque, tais oscilações influenciam diretamente a amplitude e a frequência das tensões nas barras de cargas das redes de distribuição e sub-transmissão.



**Figura 6.7 - Tensão Terminal**

A figura 6.8 apresenta a potência ativa do estator dos aerogeradores DFIG. Podem-se verificar menores oscilações de baixa frequência no comportamento da potência ativa, após a eliminação da falta, com o uso do ajuste ótimo via AG, em relação à utilização da técnica formal por alocação de pólos. O procedimento de otimização proposto melhora o comportamento de variáveis desacopladas pela estratégia de controle vetorial do gerador DFIG, como a tensão terminal (ou potência reativa) e a potência ativa (ou velocidade do rotor) mostradas nas Figuras 6.7 e 6.8, respectivamente. Dessa forma, justifica-se o uso da metodologia de ajuste ótimo, cujas melhorias das respostas transitórias das correntes do rotor

ao logo dos eixos  $d$  e  $q$ , refletem na melhoria dos comportamentos da potência reativa ou tensão terminal e da potência ativa ou velocidade do rotor do gerador DFIG.

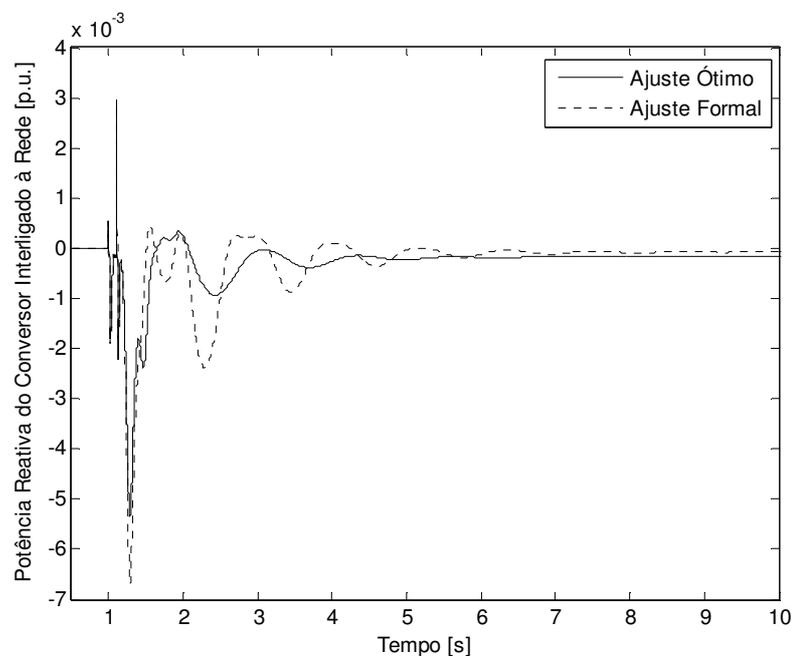


**Figura 6.8 - Potência Ativa do Estator**

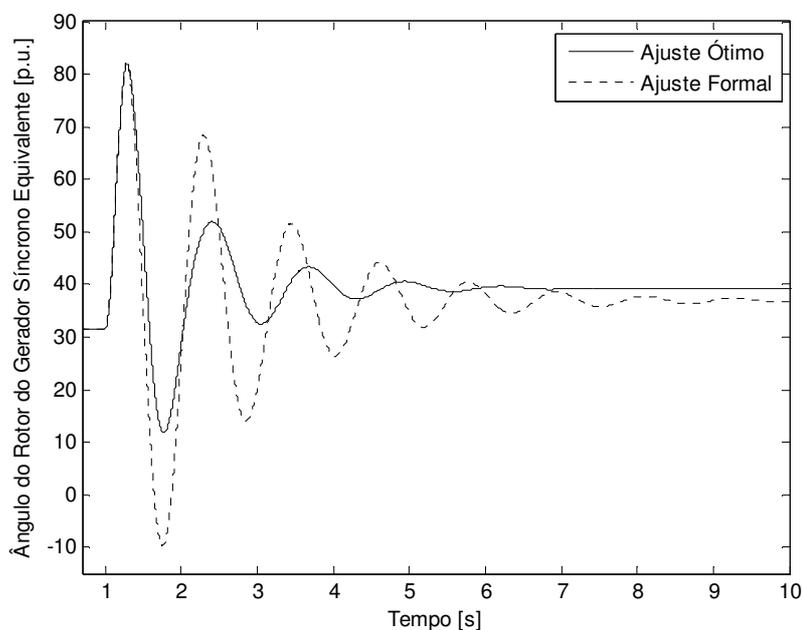
A Figura 6.9 mostra a redução tanto da injeção como das oscilações de potência reativa do conversor interligado à rede elétrica, quando o ajuste dos ganhos é obtido pelo AG, comparado ao ajuste pela técnica de alocação de pólos. Tal comportamento exibido pela potência reativa do conversor interligado à rede, bem como da tensão do “link” CC (variáveis controladas pelo conversor interligado à rede) confirma a eficiência da metodologia de ajuste via AG, sem a necessidade de otimização dos controladores do próprio conversor interligado à rede elétrica.

A Figura 6.10 mostra o ângulo do rotor do gerador síncrono equivalente interligado à barra 1 do sistema elétrico de Açu. Pela resposta do ângulo, o gerador síncrono apresenta maiores oscilações eletromecânicas no caso em que o ajuste formal por alocação de pólos é adotado. Neste caso, o risco de instabilidade a pequenas perturbações na rede elétrica de sub-transmissão é evidenciado, logo, soluções adequadas para reduzir ou eliminar o comportamento oscilatório indesejável devem ser propostas e avaliadas, a fim de melhorar a qualidade da tensão entregue aos consumidores, bem como a confiabilidade do sistema. Por outro lado, quando o ajuste ótimo via AG é utilizado, as oscilações de baixa frequência são reduzidas, melhorando a margem de estabilidade a pequenas perturbações do sistema.

O ONS, operador de rede do Brasil, exige capacidade de contribuição no amortecimento das oscilações e no desempenho dinâmico por meio de um estabilizador de sistema de potência (ESP) no acesso de geradores síncronos convencionais as redes em esquemas de geração distribuída, no entanto, tal exigência ainda não é feita aos aerogeradores DFIG.



**Figura 6.9 - Potência Relativa do Conversor Interligado à Rede Elétrica**



**Figura 6.10 - Ângulo do Rotor do Gerador Síncrono Equivalente**

Logo, a metodologia de otimização dos controladores do conversor interligado ao rotor dos aerogeradores DFIG, além de fornecer ao sistema elétrico de Açu, melhores

características de recuperação da tensão terminal, e de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão; também melhora consideravelmente o amortecimento das oscilações eletromecânicas, sem a necessidade do uso de ESP no gerador síncrono equivalente.

Isto contrasta fortemente com o uso do ESP em um gerador síncrono convencional, onde, em alguns casos, a melhoria no amortecimento é obtida, mas com o caro custo de redução de desempenho do controle de tensão ou da margem de estabilidade transitória do sistema de potência.

Ressalta-se que o amortecimento das oscilações não está explicitamente inserido na função objetivo do processo de otimização via AG. No entanto, a capacidade dos geradores DFIG de produzir aumento no amortecimento das oscilações do gerador síncrono pode ser reforçada pelo ajuste apropriado do ângulo,  $\delta$ , do fluxo do rotor do gerador DFIG,  $\bar{\lambda}_r$ , realizado pela componente de corrente do rotor em quadratura,  $\bar{i}_{qr}$ , para o controle da velocidade do rotor ou potência ativa da máquina DFIG, baseado no princípio de controle vetorial adotado.

A metodologia proposta de ajuste via AG, manipula a posição angular do fluxo do rotor em relação ao vetor fluxo do estator, de tal forma em que as variações produzidas nas correntes do estator do DFIG, apresentem aumento de amortecimento dos geradores síncronos. A entrada da malha externa de controle é a medida de sinal que é influenciada pelas oscilações eletromecânicas, tal como a velocidade do rotor (ou a potência ativa do estator).

Diante de distúrbios na rede elétrica, ocorrem oscilações no ângulo do rotor dos geradores síncronos convencionais que provocam oscilações nas correntes de campo do gerador e nos circuitos amortecedores, e a energia dissipada na resistência destes circuitos fornecem a contribuição do amortecimento dos geradores síncronos interligados a sistemas de potência. As correntes geradas devido às oscilações do rotor produzem uma componente de torque do gerador que está em fase com a velocidade do rotor e é normalmente referida como torque de amortecimento.

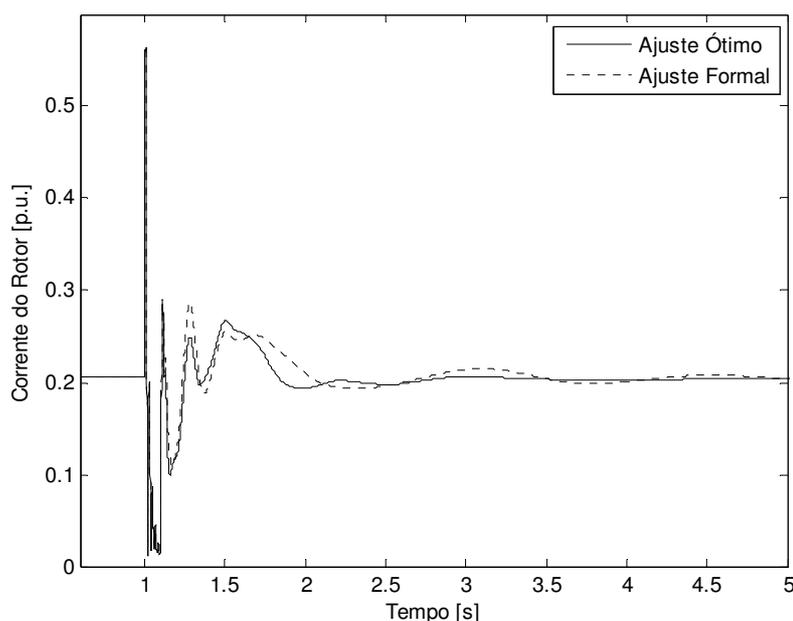
Com um gerador DFIG, sob condições de oscilações no sistema, as variações produzidas nas correntes do estator e do rotor também ocasionam dissipação de energia em seus enrolamentos, logo, isto tem um efeito amortecedor, no entanto, devido aos baixos valores de resistências envolvidas, a contribuição é muito pequena.

A presença de geradores DFIG em uma rede elétrica, contudo, influencia no amortecimento das oscilações, uma vez que, as variações nas correntes injetadas na rede pelos

geradores DFIGs, em resposta as oscilações do sistema, produzem variações nas correntes de carga dos geradores síncronos, e estas, por sua vez, podem aumentar o torque de amortecimento do gerador.

**Caso b)** Um curto-circuito trifásico de 100 ms aplicado em,  $t_1 = 1s$ , no fim da linha de transmissão 10-13, próximo a barra 10. Após a eliminação da falta efetuada pela proteção do respectivo trecho de transmissão, neste caso, o ponto de operação da rede elétrica (sob carregamento leve) é modificado pela retirada da linha.

Os comportamentos das variáveis do gerador DFIG para este caso são similares ao caso apresentado anteriormente. Os resultados apresentados nas Figuras 6.11 a 6.15 mostram o desempenho da metodologia de ajuste ótimo via AG dos ganhos do conversor interligado ao rotor, a qual se mostrou eficiente e robusta, levando-se em conta outro ponto de operação da rede elétrica, e outra localização da falta aplicada.

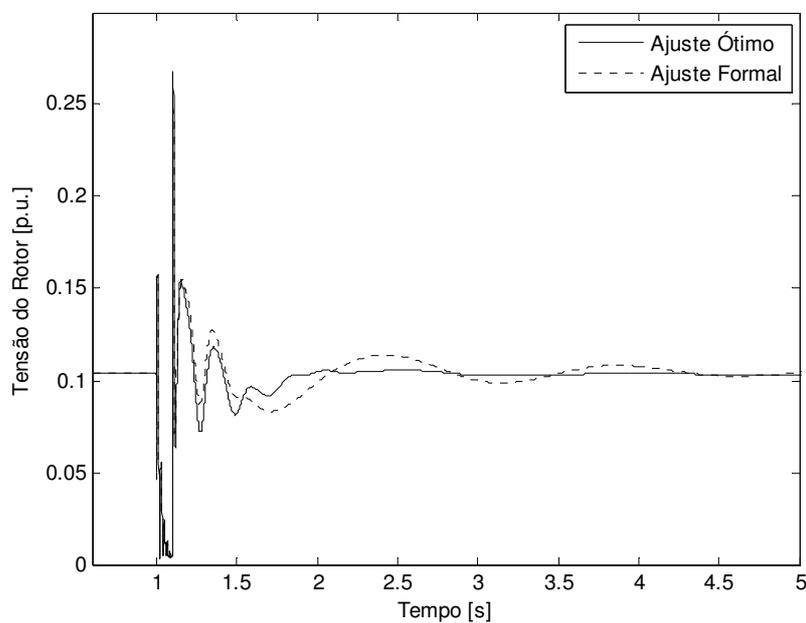


**Figura 6.11 - Corrente do Rotor**

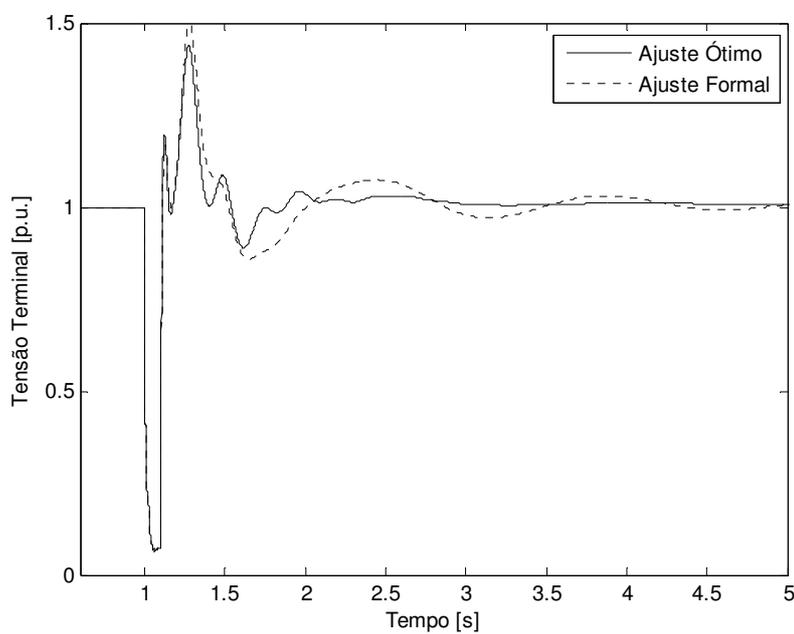
Observa-se na Figura 6.15, que o ângulo do rotor do gerador síncrono equivalente apresenta menores oscilações de baixa frequência e maior margem de estabilidade transitória, com o uso do ajuste ótimo por algoritmos genéticos em relação ao ajuste formal por alocação de pólos.

Neste caso, o método de ajuste dos ganhos dos controladores dos aerogeradores DFIG utilizando algoritmos genéticos, contribui para melhoria do controle de tensão, além de

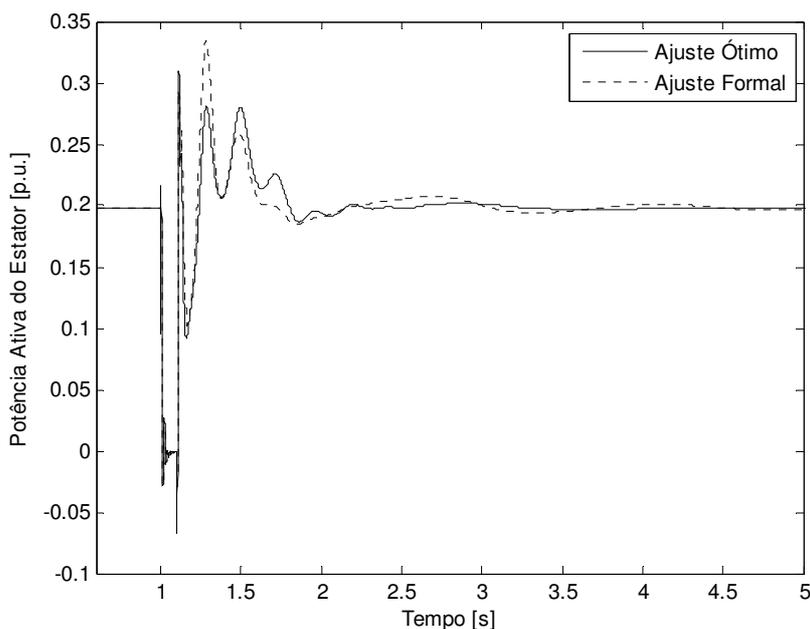
aumentar a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão e as margens de estabilidades transitória e a pequenas perturbações, contribuindo dessa forma, para melhoria da segurança global do sistema elétrico.



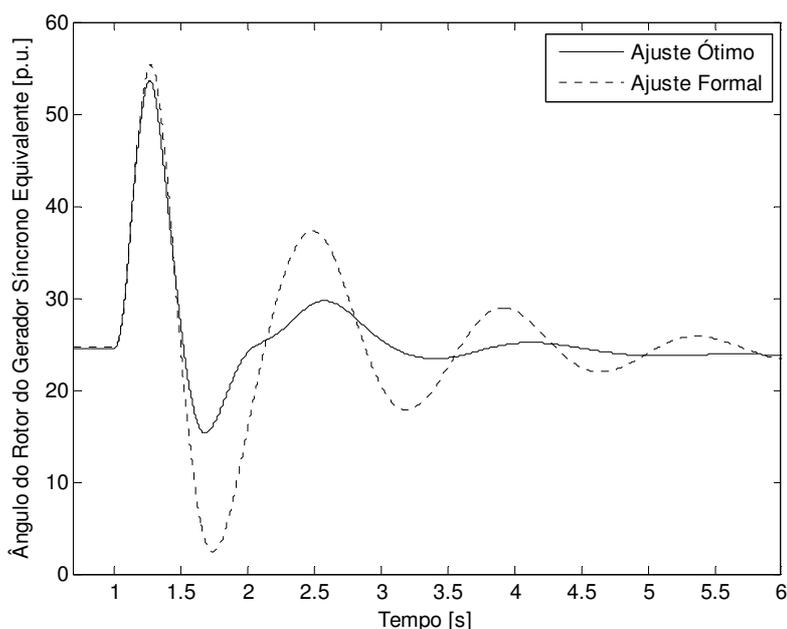
**Figura 6.12 - Tensão do Rotor**



**Figura 6.13 - Tensão Terminal**



**Figura 6.14 - Potência Ativa do Estator**



**Figura 6.15 - Ângulo do Rotor do Gerador Síncrono Equivalente**

**Caso c)** Um curto-circuito trifásico de 100 ms aplicado em,  $t_1 = 1$ s, no fim da linha de transmissão 6-10, próximo a barra 6. Após a eliminação da falta efetuada pela proteção do respectivo trecho de transmissão, o ponto de operação da rede elétrica (sob carregamento pesado) é modificado pela saída da linha.

Os comportamentos da corrente e da tensão do rotor dos aerogeradores DFIG são mostradas nas figuras 6.16 e 6.17. Pode-se observar que logo após o início do curto-circuito, o limite da corrente do rotor é ultrapassado, fazendo com que a proteção do tipo “*crow-bar*”

atue inserindo resistências externas ao rotor da máquina. Após a eliminação do curto-circuito, a proteção do tipo “*crow-bar*” é desativada com a retirada das resistências externas do circuito do rotor, e simultaneamente, os aerogeradores DFIG retomam a operação normal, acionando os controladores PI do conversor interligado ao rotor.

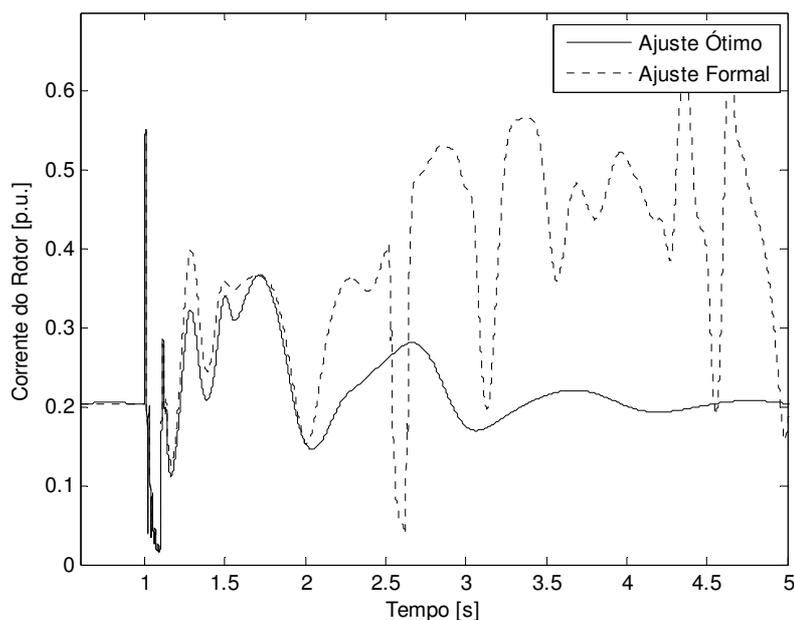
Inicialmente após a eliminação da falta, as duas técnicas de ajuste, por AG e alocação de pólos, possibilitaram manter o parque eólico conectado ao sistema, sem a atuação do “*crow-bar*”. Embora, neste período, a técnica de ajuste ótimo via AG tenha propiciado uma maior capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão, e redução das oscilações da corrente e da tensão do rotor.

No entanto, na quinta oscilação tanto da corrente, como da tensão do rotor, em aproximadamente  $t = 2.5$  s, é verificado que quando a técnica de ajuste formal dos controladores PI é utilizada, o limite de corrente especificado pelo conversor é excedido novamente, levando a disparar a proteção do tipo “*crow-bar*”. Neste caso, as resistências externas são novamente inseridas no circuito do rotor, reduzindo de forma imediata a corrente do rotor por um período de tempo de 100ms (tempo de transição pré-estabelecido pela lógica do “*crow-bar*”).

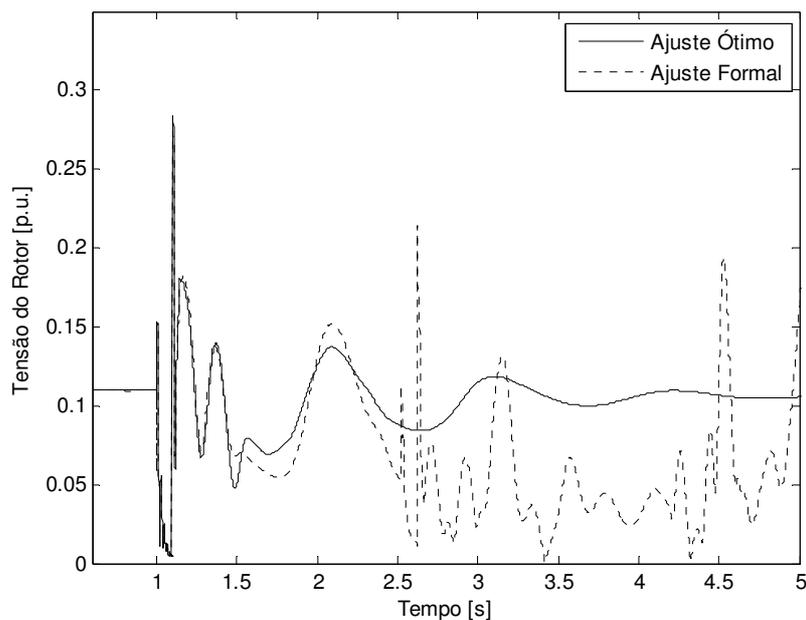
Após este período de transição, a proteção do tipo “*crow-bar*” é desativada, e imediatamente, os controladores PI são acionados. No entanto, a utilização da técnica de ajuste formal dos controladores, não evitou as elevadas oscilações da corrente, levando o sistema para a instabilidade.

Ressalta-se que a lógica do esquema de proteção do tipo “*crow-bar*” proposto, não permite o disparo deste por mais de duas vezes, seguidas de pequenos períodos de tempo entre os disparos. Além disso, a ativação do esquema de proteção do tipo “*crow-bar*” empobrece o desempenho do gerador DFIG, pois o mesmo passa a operar como uma máquina de indução convencional. Por outro lado, o uso do ajuste ótimo via AG propicia por parte das máquinas DFIG, uma maior capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão, mantendo a estabilidade do sistema, o que é evidenciado pela redução das oscilações da corrente e da tensão do rotor após a eliminação da falta.

O comportamento da tensão terminal dos aerogeradores DFIG é mostrado na Figura 6.18. Observa-se que o uso da metodologia de ajuste via AG proporcionou a redução da sobre-tensão da barra de geração eólica, além de apresentar menores oscilações de baixa frequência, após a eliminação da falta, quando comparado ao uso da técnica formal por alocação de pólos, a qual não propiciou a recuperação da tensão terminal.



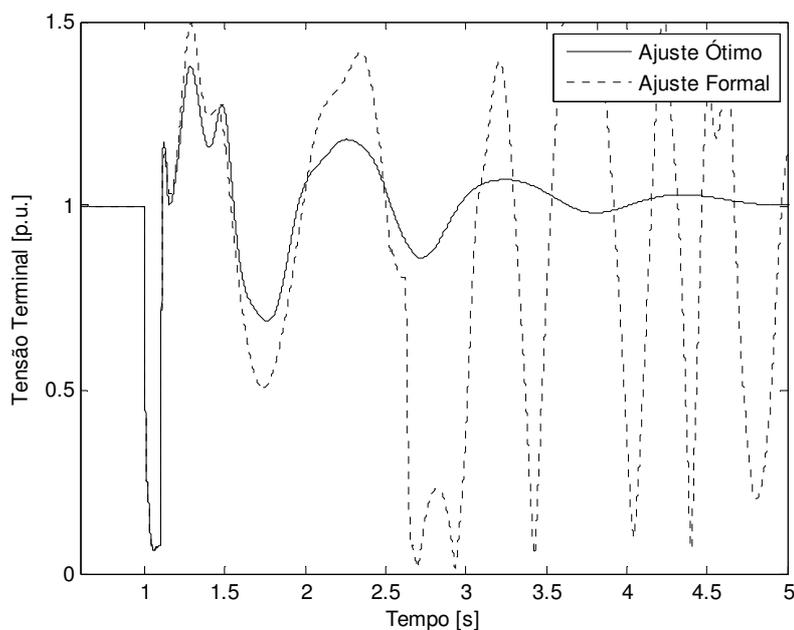
**Figura 6.16 - Corrente do Rotor**



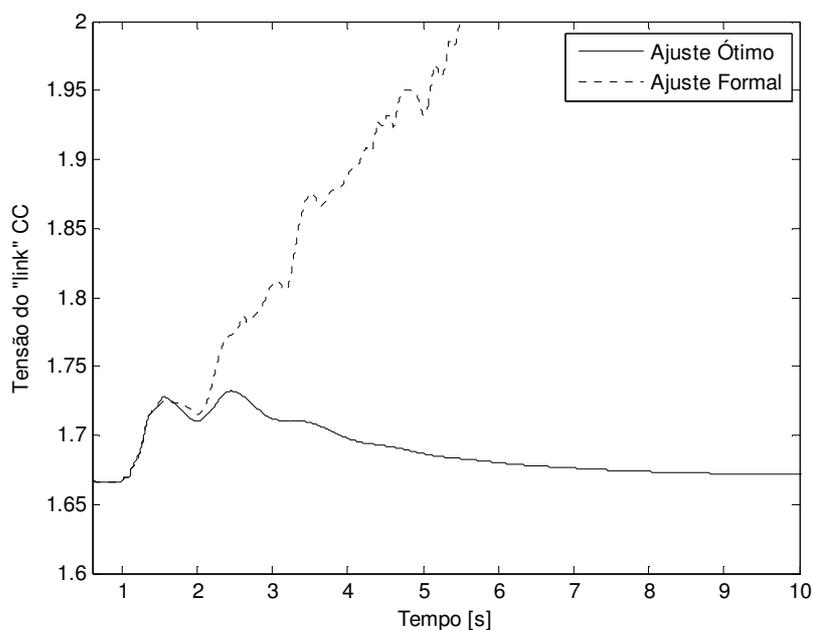
**Figura 6.17 - Tensão do Rotor**

A tensão do “link” CC é mostrada na Figura 6.19. O uso do ajuste formal por alocação de pólos provoca um desbalanço entre as potências do conversor interligado à rede e do rotor, que alimenta o processo de armazenamento de energia no capacitor, resultando em uma tensão crescente, que leva a instabilidade do “link” CC. De outra forma, a utilização do ajuste ótimo por AG, contribui para o balanço entre as potências dos conversores, mantendo a estabilidade do “link” CC.

A Figura 6.20 mostra o ângulo do rotor do gerador síncrono equivalente. Pela resposta do ângulo, o gerador síncrono perde o sincronismo quando o ajuste formal por alocação de pólos é adotado, evidenciando o aspecto de instabilidade a pequenas perturbações do sistema elétrico. Por outro lado, quando o ajuste ótimo via AG é utilizado, o gerador síncrono mantém a estabilidade, melhorando a margem de estabilidade a pequenas perturbações do sistema.



**Figura 6.18 - Tensão do Rotor**



**Figura 6.19 - Tensão do "link" CC**

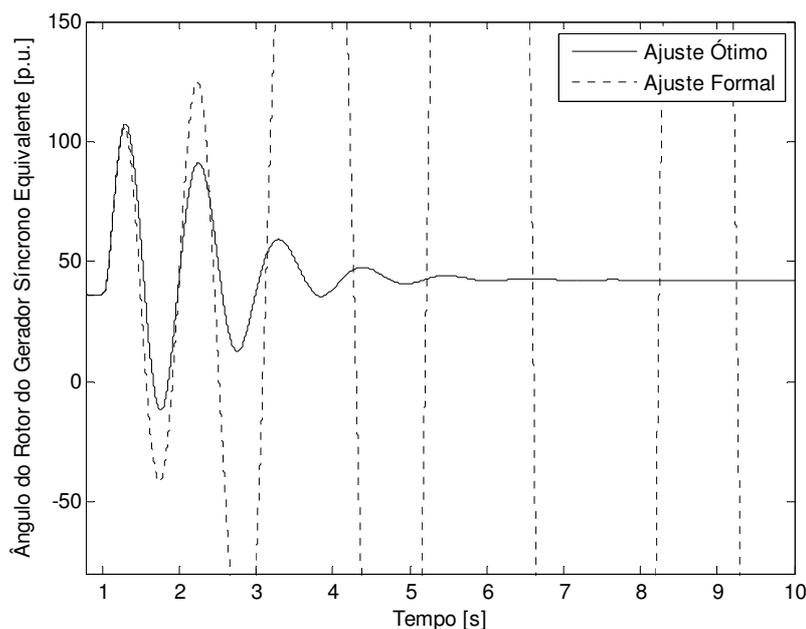


Figura 6.20 - Ângulo do Rotor do Gerador Síncrono Equivalente

## 6.5 Conclusões

Neste capítulo foi analisado o desempenho dos aerogeradores DFIG diante de faltas na rede elétrica, por meio da aplicação de uma metodologia de ajuste ótimo dos controladores do conversor interligado ao rotor utilizando um algoritmo genético, em relação a uma técnica de controle por alocação de pólos.

Inicialmente foi utilizada uma estratégia de proteção do tipo “*crow-bar*”, por meio da inserção de resistências externas máximas ao circuito do rotor da máquina, durante a falta, afim de reduzir tanto a sobre-corrente quanto a sobre-tensão no rotor. O disparo do “*crow-bar*” foi efetivado somente quando o limite da corrente do rotor foi ultrapassado. Imediatamente após a eliminação da falta, o esquema de “*crow-bar*” foi desativado, e simultaneamente foram acionados os controladores PI ótimos do conversor interligado ao rotor, previamente ajustados pela metodologia baseada em um algoritmo genético.

A capacidade da metodologia de otimização de melhor se adaptar as modificações de condições operacionais permitiu obter um comportamento dinâmico mais robusto para os aerogeradores DFIG, frente à faltas aplicadas em diferentes localizações da rede elétrica do regional Açú, quando comparado a outro método, cujo ajuste dos controladores foi realizado pela técnica de alocação de pólos. Esta análise comprovou a potencialidade do método proposto perante cenários de faltas no sistema elétrico, tornando-a uma alternativa eficaz e robusta de controle a ser explorada nas máquinas DFIG.

Além de abordar o método proposto aplicada aos aerogeradores DFIG, analisou-se também a capacidade destas máquinas em melhorar a segurança e robustez do sistema elétrico, fornecendo serviços de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão, controle de tensão, e melhoria das margens de estabilidade transitória e a pequenas perturbações, contribuindo para a melhoria da gestão global do sistema elétrico.

## 7 CAPÍTULO

### Conclusões

#### 7.1 Conclusões Gerais

Nesta tese foram analisados os resultados de simulação obtidos com a utilização da metodologia de otimização proposta, utilizando um algoritmo genético, para projetar os controladores do conversor interligado ao rotor de aerogeradores DFIG, integrados a uma rede elétrica real, com o objetivo de aumentar a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão, além de melhorar o controle de tensão e a margem de estabilidade global do sistema de potência.

Os resultados apresentados mostraram que o método proposto para projeto de controladores PIs com estrutura fixa, do conversor interligado ao rotor, podem ser ajustados para fornecer um desempenho dinâmico satisfatório para distintas condições operacionais de operação, quando comparada a uma técnica formal de controle por alocação de pólos.

O processo de ajuste utilizando AG baseado nas respostas transitórias das correntes e tensões do rotor dos aerogeradores DFIG provenientes de simulações no domínio do tempo, a partir da aplicação de um curto-circuito trifásico na barra de geração eólica, mostrou-se robusto ao encontrar os parâmetros dos controladores que satisfizessem a um critério de projeto em um sistema elétrico real. Os resultados mostraram que esta abordagem de ajuste atingiu um ponto que encoraja as aplicações práticas.

O custo computacional exigido pelo algoritmo pode ser considerado adequado para a fase do projeto, uma vez que o tempo pode ser reduzido consideravelmente se um adequado processo de otimização for realizado. Nos modelos de sistemas elétricos de potência, o uso do processamento paralelo pode ser uma grande ajuda para reduzir o tempo de processamento a níveis aceitáveis, porque a avaliação envolve simulação no domínio do tempo.

O uso combinado do AG e da técnica por alocação de pólos para ajudar na busca da melhor solução mostrou-se de grande importância prática. A sua aplicação reduz o tempo de processamento, melhora a qualidade da solução e o desempenho do AG. A solução proveniente da técnica por alocação de pólos participando da população inicial e os limites da região de busca calculados em função deste ajuste definem uma melhor solução e uma região onde é a maior a probabilidade de serem encontradas melhores soluções. Esta característica

possibilitou a redução do tamanho da população inicial e evitou muitas soluções de baixo desempenho, conseqüentemente, contribui também para a redução do tempo de processamento.

Nesta tese foram desenvolvidos e analisados os modelos detalhado e de ordem reduzida do aerogerador de indução duplamente excitado para estudos de estabilidade transitória. O modelo detalhado possibilitou avaliar a capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão com maior precisão. Foi também obtida a curva ótima de potência, com o propósito de maximizar a potência extraída da turbina eólica. Além disso, foi desenvolvido e analisado um método para cálculo das condições iniciais do modelo do aerogerador de indução duplamente excitado.

Os modelos de duas massas e de massa global do eixo mecânico foram analisados, sendo que o modelo de duas massas mostrou ser mais adequado para representação do sistema mecânico do aerogerador. Foi também desenvolvida uma metodologia de ajuste convencional dos ganhos dos controladores dos conversores interligados ao rotor e à rede elétrica, pela técnica de alocação de pólos.

Foi desenvolvido um algoritmo da estratégia de proteção do tipo “*crow-bar*” para o aerogerador de indução duplamente excitado, que permite a máquina sobreviver a afundamentos de tensão nos terminais da mesma durante um curto-circuito na rede.

Por fim, foi desenvolvido um programa computacional em código MATLAB<sup>®</sup>, que permite avaliar os problemas de capacidade de sobrevivência de afundamentos de tensão e de estabilidade transitória de sistemas de potência com a integração de aerogeradores.

## 7.2 Perspectivas de Futuros Trabalhos

A presente tese abre diversas perspectivas de pesquisa e desenvolvimento de assuntos abordados e temas relacionadas, que envolvem principalmente as diretrizes a seguir:

- Implementação de uma técnica de ajuste formal, mais eficiente para obtenção de um melhor ajuste dos controladores do conversor interligado ao rotor dos aerogeradores DFIG, que leve em consideração a linearização de todo sistema de potência, usando a representação por espaço de estados, de tal forma, que a metodologia proposta comece o processo de ajuste a partir de uma solução já próxima à solução ótima;

- Desenvolvimento de metodologia de ajuste ótimo multi-objetivo de controladores PI de aerogeradores DFIG, que leve em conta a utilização das regras de dominância e otimalidade de Pareto;
- Utilização dos algoritmos PSO e ESPO no ajuste dos controladores PI do conversor interligado ao rotor de aerogeradores DFIG, visando à capacidade de contribuição para o fornecimento de serviços aos sistemas elétricos;
- Desenvolvimento de metodologia de ajuste coordenado e simultâneo de controles de aerogeradores e de geradores síncronos convencionais integrados em redes elétricas, com o objetivo de melhorar a estabilidade transitória e a estabilidade a pequenas perturbações do sistema de potência;
- Utilização de algoritmo paralelizado com a finalidade de reduzir o tempo computacional e obter melhores resultados de ajuste em relação à versão seqüencial;
- Desenvolvimento de modelos de aerogeradores para estudos de estabilidade a pequenas perturbações, para determinação de autovalores e autovetores do sistema de potência com a inclusão dos parques eólicos e de geradores síncronos convencionais;

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDEL-MAGID, Y.L.; ABIDO, M.A.; AL-BAIYAT, S.; MANTAWY, A. H. – **Simultaneous Stabilization of Multimachine Power Systems via Genetic Algorithms** in IEEE Transactions on Power System, v.14, n.4, pp.1428-1439, Nov, 1999.

ABDEL-MAGID, Y.L.; ABIDO, M.A. – **Optimal Multiobjective Design of Robust Power System Stabilizers Using Genetic Algorithms** in IEEE Transactions on Power System, v.18, n.3, pp.1125-1132, Ago, 2003.

AKHMATOV, K. – **Analysis of Dynamic Behavior of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power** – Ph.D. Thesis, Technical University of Denmark, Denmark, 2003.

ALMEIDA, R. G.; PEÇAS LOPES, J. A.; BARREIROS, J. A. L. – **Improving Power System Dynamic Behavior Through Doubly Fed Induction Machines Controlled by Static Converter Using Fuzzy Control** in IEEE Transactions on Power System, v.19, n.4, pp.1942-1950, Nov, 2004.

ALMEIDA, R. G. – **Contribuições para Avaliação da Capacidade de Fornecimento de Serviços de Sistemas por parte de Aerogeradores de Indução Duplamente Alimentados** – Tese de Doutorado, Universidade do Porto, Portugal, 2006.

AMARANTE O. A. C.; SCHULTZ, D. J.; BITTENCOURT, R. M.; ROCHA, N. A. – **Wind/Hydro Complementary Seasonal Regimes in Brasil** in DEWI Magazin, n.19, pp.79-86, Ago, 2001.

ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. – **Power System Control and Stability** – Wiley IEEE Press, 2002.

ARRILAGA, J.; ARNOLD, C. P.; HARKER, B.J. – **Computer Modelling of Electrical Power Systems** – John Wiley & Sons, 1983.

BAECK, T.; FOGEL, D. B.; MICHALEWICZ, Z. – **Evolutionary Computation 1: Basic Algorithms and Operators** – Institute of Physics Publishing Bristol and Philadelphia, 2000.

BARROS, L. S. – **Uma Estratégia de Controle para o Melhoramento do Comportamento Dinâmico de Máquinas de Indução Duplamente Alimentadas Operando como Geradores Eólicos** Tese de Doutorado, Universidade Federal de Campina Grande, Brasil, Dez, 2006.

BONFIM, A. L. B.; TARANTO, G. N.; FALCÃO, D. M. – **Simultaneous Tuning of Power Systems Damping Controllers Using Genetic Algorithms** in IEEE Transactions on Power System, v.15, n.1, pp.163-169, Fev, 2000.

COUGHLAN, Y.; SMITH, P.; MULLANE, A.; O'MALLEY, M. – **Wind Turbine Modelling for Power System Stability Analysis – A System Operator Perspective** in IEEE Transactions on Power Systems, v.22, n.3, pp.929-936, Ago, 2007.

CHOMPOO-INWAI, C.; YINGVIVATANAPONG, C.; METHAPROYOON, K.; WEI-JEN LEE – **Reactive Compensation Techniques to Improve the Ride-Through Capability of Wind Turbine During Disturbance** in IEEE Transactions on Industry Applications, v.41, n.3, pp.666-672, Mai-Jun, 2005.

CHONDROGIANNIS, S.; BARNES, M. – **Specification of Rotor Side Voltage Source Inverter of a Doubly-Fed Induction Generator for Achieving Ride-Through Capability** in IET Renewable Power Generation, v.2, n.3, pp.139-150, Set, 2008.

DAVIS, L. – **Handbook of Genetic Algorithm** – Van Nostrand Reinold Edition, New York, 1991.

EIBEN, A. E.; HINTERDING, R.; MICHALEWICZ, Z. – **Parameter Control in Evolutionary Algorithms** in IEEE Transactions on Evolutionary Computation, v.3, n.2, pp.124-141, Jul, 1999.

EKANAYAKA, J. B.; HOLDSWORTH, L.; JENKINS, N. – **Comparison of 5th Order and 3rd Order Machine Models for Doubly Fed Induction Generator (DFIG) Wind Turbines** in Electric Power System Research, v.67, n.3, pp.207-215, Dez, 2003a.

EKANAYAKA, J. B.; HOLDSWORTH, L.; WU, X. G.; JENKINS, N. – **Dynamic Modelling of Doubly Fed Induction Generator Wind Turbine** in IEEE Transactions on Power Systems, v.18, n.2, pp.803-809, Mai, 2003b.

ERLICH, I.; KRETSCHMANN, J.; FORTMANN, J.; MUELLER-ENGELHARDT, S.; WREDE, H. – **Modeling of Wind Turbines Based on Doubly-Fed Induction Generators on Power System Stability Studies** in IEEE Transactions Power System, v.22, n.3, pp.909-919, Ago, 2007.

FEIJOÓ, A.; CIDRÁS, J.; CARRILO, C.; – **A Third Order Model for Doubly Fed Induction Machine** in Electric Power System Research, v.56, n.2, pp.121-127, Nov, 2000.

FELTES, C.; ENGELHARDT, S.; KRETSCHAMANN, J.; FORTMANN, J.; KOCH, F.; ERLICH, I. – **High Voltage Ride-Through of DFIG-Based Wind Turbines** in IEEE PES General Meeting, Pittsburgh, EUA, 2008.

GAUTAM, D., VITTAL, V.; HARBOUR, T. – **Impact of Increased Penetration of DFIG-Based Wind Turbine Generators on Transient and Small Signal Stability of Power Systems** in IEEE Transactions on Power System, Artigo Aceito, 2009.

GALVÃO, C.O.; VALENÇA, M.J.S. – **Sistemas Inteligentes: Aplicações e Recursos Hídricos e Ciências Ambientais** – Porto Alegre, Ed. Universitária, 1999.

GOLDBERG, D. – **Genetic Algorithm in Search, Optimization and Machine Learning** – Addison Wesley, 1989.

GOLDBERG, D.; HOLLAND, J. H. – **Genetic Algorithms and Machine Learning** – Springer Netherlands, 2005.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL – Disponível em [www.gwec.net](http://www.gwec.net)

HANSEN, A. D.; MICHALKE, G. – **Fault Ride-Through Capability of Wind Turbines in Renewable Energy**, v.32, n.8, pp.1594-1610, Jul, 2007.

HARNEFORS, L.; NEE, H. P. – **Model-Based Current Control of AC Machines Using the Internal Model Control Method** in IEEE Transactions on Industry Applications, v.34, n.1, pp.133-141, Jan/Fev, 1998.

HOLDSWORTH, L.; WU, X. G.; EKANAYAKA, J. B.; JENKINS, N. – **Comparison of Fixed Speed and Doubly-Fed Induction Wind Turbines During Power System Disturbances** in IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution, v.150, n.3, pp.343-352, Mai, 2003a.

HOLDSWORTH, L.; WU, X. G.; EKANAYAKA, J. B.; JENKINS, N. – **Direct Solution Method for Initialising Doubly-Fed Induction Wind Turbines in Power System Dynamic Models** in IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution, v.150, n.3, pp.334-342, Mai, 2003b.

HOUCK, C.; JOINES, C.; KAY, M. – **A Genetic Algorithm for Function Optimization: A Matlab Implementation** – NCSU-IE TR 95-09, 1995. Disponível em [www.ise.ncsu.edu/mirage/GAToolBox/gaot/](http://www.ise.ncsu.edu/mirage/GAToolBox/gaot/)

HUGLES, F.M.; ANAYA-LARA, O.; JENKINS, N.; STRBAC, G. – **A Power System Stabilizer for DFIG-Based Wind Generation** in IEEE Transactions on Power System, v.21, n.2, pp.763-772, Mai, 2006.

IEEE COMMITTEE REPORT– **Excitation System Models for Power System Stability Studies**, in IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v.PAS-100, n.2, Feb, 1981.

IEEE STD 519-1992 – **IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power System**, 1992.

JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. – **Embedded Generation**. United Kingdom, 2000.

KAYIKÇI, M.; MILANOVIC, J. V. – **Reactive Power Control Strategies for DFIG-Based Plants** in IEEE Transactions on Power Systems, v.22, n.2, pp.389-396, Jun, 2007.

KAYIKÇI, M.; MILANOVIC, J. V. – **Assessing Transient Response of DFIG-Based Wind Plants – The Influence of Model Simplifications and Parameters** in IEEE Transactions on Power Systems, v.23, n.2, pp.545-554, Mai, 2008.

KASEM, A. H.; EL-SAADANY, E. F.; EL-TAMALY, H. H.; WAHAB, M. A. A. – **An Improved Fault Ride-Through Strategy for Doubly Fed Induction Generator-Based Wind Turbines** in IET Renewable Power Generation, v.2, n.4, pp.201-214, Dez, 2008.

KNUDEN, H.; AKHMATOV, V. – **Induction Generator Models In Dynamic Simulation Tools** in International Conference in Power System Transients, Budapest, Hungary, 1999.

KUNDUR, P. – **Power System Stability and Control** – McGraw-Hill, USA, 1994.

LEDESMA, P.; USAOLA, J. – **Effect of Neglecting Stator Transient in Doubly Fed Induction Generators Model** in IEEE Transactions on Energy Conversion, v.19, n.2, pp.459-461, Jun, 2004.

LEDESMA, P.; USAOLA, J. – **Doubly Fed Induction Generator Model for Transient Stability Analysis** in IEEE Transactions on Energy Conversion, v.20, n.2, pp.388-397, Jun, 2005.

LEE, K. Y.; EL-SHARKAWI, M. A. – **Modern Heuristic Optimization Techniques** – John & Wiley Sons, 2008.

LEITE, H.; BARROS, J.; MIRANDA, V. – **Evolutionary Algorithm EPSO Helping Doubly-Fed Induction Generator in Ride-Through Fault** in IEEE Power Tech Conference, Bucharest, Romania, 2009;

LINDHOLM, M. – **Doubly Fed Drives for Variable Speed Wind Turbines** – Ph.D. Thesis, Technical University of Denmark, Denmark, 2003.

MANWELL, J.; MCGOWAN, J.; ROGERS, A. – **Wind Energy Explained** – John Wiley & Sons, 2002.

MARQUES, P. F.; PEÇAS LOPES, J. A. – **Procedimentos de Rede para Aceitação de Produção Eólica e Especificação de Ride Through Default** – Trabalho de Consultoria para o Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS), Jul, 2004.

MIAO, Z.; FAN, L.; OSBORNE, D.; YUVARAJAN, S. – **Control of DFIG-Based Wind Generation to Improve Interarea Oscillation Damping** in IEEE Transactions on Energy Conversion, v.24, n.2, pp.415-422, Jun, 2009.

MICHALEWICZ, Z. – **Genetic Algorithms + Data Structures = Evolution Programs** – Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1996.

MIDDLETON, R. H.; GOODWIN, G. C. – **Digital Control and Estimation: A Unified Approach** – Englewood Cliffs, Prentice-Hall, 1990.

MORREN, J.; HAAN, S.W.H. – **Ridethrough of Wind Turbines with Doubly-Fed Induction Generator During a Voltage Dip** in IEEE Transactions on Energy Conversion, v.20, n.2, pp.435-441, Jun, 2005.

MORREN, J. – **Grid Support by Power Electronic Converters of Distributed Generation Units** – Ph.D. Thesis, Delft University Technology, Netherlands, 2006.

MORREN, J.; HAA, S.W.H. – **Short-Circuit Current of Wind Turbines With Doubly Fed Induction Generator** in IEEE Transactions on Energy Conversion, v.22, n.1, pp.174-180, Mar, 2007.

NEUBAUER, A. – **A Theoretical Analysis of the Non-Uniform Mutation Operator for the Modified Genetic Algorithm** in IEEE International Conference Evolutionary Computation, Indianapolis, USA, 1997.

NUNES, M. V. A. – **Avaliação do Comportamento de Aerogeradores de Velocidade Fixa e Variável Integrados em Redes Elétricas Fracas** – Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, Brasil, 2003.

NUNES, M. V. A.; PEÇAS LOPES, J. A.; ZURN H. H., BEZERRA, U. H., ALMEIDA, R. G. – **Influence of the Variable Speed Wind Generators in Transient Stability Margin of the Conventional Generators Integrated in Electrical Grids** in IEEE Transactions on Energy Conversion, v.19, n.4, pp.692-701, Dez, 2004.

ONS SUBMÓDULO 3.6 – **Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão à Rede Básica** – Disponível em [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)

OUHROUCHE, M. A.; DO X.D.; LE, Q. M.; CHAINE, R. – **EMTP Based Simulation of a Self-Excited Induction Generator After its Disconnection From the Grid** in IEEE Transactions on Energy Conversion. v.13, n.1, pp.7-14, Mar, 1998.

PENA, R.; CLARE, J. C.; ASHER G. M. – **Doubly Fed Induction Generator using back-to-back PWM Converters and Its Applications to Variable-Speed Wind-Energy Generation** in IEE Proceedings Electric Power Applications, v.143, n.3, PP.231-241, Mai, 1996.

POLLER, M.A. – **Doubly-Fed Induction Machines Models for Stability Assessment of Wind Farms** in IEEE Power Tech Conference, Bologna, Italy, 2003.

QIAO, W.; VENAYAGAMOORTHY, G. K.; HARLEY, R. G. – **Design of Optimal PI Controllers for Doubly Fed Induction Generators Driven by Wind Turbines Using Particle Swarm Optimization** in International Joint Conference on Neural Networks, Vancouver, Canada, 2006.

SALMAN, S. K.; TEO, A. L. J. – **Windmill Modeling Consideration and Factors Influencing the Stability of a Grid-Connected Wind Power-Based Embedded Generator** in IEEE Transactions on Power Systems, v.18, n.2, pp.793-802, Mai, 2003.

SEMAN, S.; NIIRANEN, J.; ARKKIO, A. – **Ride-Through Analysis of Doubly Fed Induction Wind-Power Generator Under Unsymmetrical Network Disturbance** in IEEE Transactions on Power System, v.21, n.4, pp.1782-1789, Nov, 2006.

SLOOTWEG, J. G.; POLINDER, H.; KLING, W. L. – **Initialization of Wind Turbine Models in Power System Dynamics Simulations** in IEEE Power tech Conference, Porto, Portugal, 2001.

SLOOTWEG, J. G.; HAAN, S. W. H.; POLINDER, H.; KLING, W. L. – **General Model for Representing Variable Speed Wind Turbine in Power System Dynamics Simulations** in IEEE Transactions on Power System, v.18, n.1, pp.144-151, Fev, 2003.

SLOOTWEG, J. G. – **Wind Power - Modelling and Impact on Power System Dynamics** – Ph.D. Thesis, Delft University Technology, Netherlands, 2003.

TANG, Y.; XU, L. – **A Flexible Active and Reactive Power Control Strategy for a Variable Speed Constant Frequency Generating System** in IEEE Transactions on Power Electronics, v.10, n. 4, pp.472-478, Jul, 1995.

TAPIA, A.; TAPIA,G.; OSTOLAZA, J. X.; SAENZ, J. R.; CRIADO, R.; BEROSATEGUI, J. L. – **Reactive Power Control of a Wind Farm Made up with Doubly Fed Induction Generator (I)** in IEEE Power Tech Conference, Porto, Portugal, 2001.

TAPIA, A.; TAPIA,G.; OSTOLAZA, J. X.; SAENZ, J. R.; CRIADO, R.; BERSATEGUI, J. L. – **Reactive Power Control of a Wind Farm Made up with Doubly Fed Induction Generator (II)** in IEEE Power Tech Conference, Porto, Portugal, 2001.

WALKER, J. F.; JENKINS, N. – **Wind Energy Technology** – John Wiley & Sons, 1997.

WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION – **Press release: Wind Energy Market Worldwide Continues Strong Growth** – Disponível em [www.wwindea.org](http://www.wwindea.org), 2009.

WU, F.; ZHANG, X.-P.; GODFREY, K.; JU, P. – **Small Signal Stability Analysis and Optimal Control of a Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generator** in IET Generation, Transmission & Distribution, v.1, n.5, pp.751-760, Set, 2007.

XU, L. – **Coordinated Control of DFIG's Rotor and Grid Side Converters During Network Unbalance** IEEE Transactions on Power Electronics, v.23, n.3, pp.1041-1049, Mai, 2008.

YAMAMOTO, M., MOTOYOSHI, O. – **Active and Reactive Control for Doubly-Fed Wound Rotor Induction Generator** in IEEE Transactions on Power Electronics, v.6, n.4, pp. 624-629, Out, 1991.

YAMAMOTO, M., MOTOYOSHI, O. – **Active and Reactive Control for Doubly-Fed Wound Rotor Induction Generator** in IEEE Transactions on Power Electronics, v.6, n.4, pp. 624-629, Out, 1991.

ZWE-LEE GAING – **A Particle Swarm Optimization Approach for Optimum Design of PID Controller in AVR System** in IEEE Transactions on Energy Conversion, v.19, n.2, pp.384-391, Jun, 2004.

## ANEXOS

### Parâmetros do Sistema Elétrico

Potência Base do Sistema Elétrico  $S_b = 100\text{MVA}$

Parâmetros do Gerador Síncrono Convencional:

$S_n$ (MVA)	$V_n$ (kV)	$R_s$ (p.u.)	$X_d$ (p.u.)	$X_q$ (p.u.)	$X'_d$ (p.u.)
40	13,8	0,0029	0,99	0,615	0,318
$X'_q$ (p.u.)	$X''_d$ (p.u.)	$X''_q$ (p.u.)	$T_{d0}$ (s)	$T''_{d0}$ (s)	$T''_{q0}$ (s)
0,615	0,288	0,306	5,3	0,05	0,19
H (s)	D				
2,6975	2,0				

Parâmetros do Regulador de Velocidade:

R (p.u.Hz/p.u.MW)	$T_w$ (s)	$T_g$ (s)	Kp	Ki
0,05	0,3	0,92	1,0	1,0

Parâmetros do Regulador de Tensão (IEEE TIPO 1 Simplificado):

KA	TA(s)
50	0,05

Parâmetros do Gerador DFIG 2 MW:

$P_n$ (MW)	$V_n$ (V)	$R_l$ (p.u.)	$X_l$ (p.u.)	$R_2$ (p.u.)
2 MW	690	0,0108	0,102	0,0121
$X_2$ (p.u.)	$X_m$ (p.u.)	pólos		
0,11	3,362	4		

Parâmetros da Turbina Eólica de 2 MW:

N° de pás	Diâmetro do Rotor (m)	Vel. de entrada (m/s)	Vel. de saída (m/s)
3	80	4	25
Densidade do ar (kp/m³)	$H_a$	Relação de engrenagens	
1,225	3,5	100	

Parâmetros do Gerador DFIG 3 MW:

$P_n$ (MW)	$V_n$ (V)	$R_l$ (p.u.)	$X_l$ (p.u.)	$R_2$ (p.u.)
3 MW	960	0,007	0,07	0,005
$X_2$ (p.u.)	$X_m$ (p.u.)	N.º de pólos		
0,17	3,30	4		

## Parâmetros da Turbina Eólica de 3 MW:

N ° de pás	Diâmetro do Rotor (m)	Vel. de entrada (m/s)	Vel. de saída (m/s)
3	90	4	25
Densidade do ar (kp/m <sup>3</sup> )	$H_a$	Relação de engrenagens	
1,225	5,0	100	

## Parâmetros de Linha e Transformadores da Rede Elétrica de Açú

Barra inicial	Barra Final	$r$ (p.u.)	$x$ (p.u.)	$b/2$ (p.u.)	Tap.	Tap <sub>msx</sub>	Tap <sub>min</sub>
1	18	0,0	0,25	0,0	1,0	-	-
18	5	0,4910	0,7343	0,0053	-	-	-
18	6	0,1074	0,2605	0,0057	-	-	-
18	16	0,1380	0,6065	0,0057	-	-	-
18	7	0,2318	0,3414	0,0024	-	-	-
18	4	0,0	0,7570	0,0	1,0	-	-
13	16	0,1700	0,2503	0,0018	-	-	-
13	14	0,0	0,7620	0,0	1,025	-	-
13	15	0,0	0,7620	0,0	1,025	-	-
6	9	0,0	0,3739	0,0	1,0	-	-
6	10	0,0463	0,1366	0,0012	-	-	-
16	12	0,1028	0,2694	0,0021	-	-	-
16	11	0,0	0,6682	0,0	1,0	-	-
7	13	0,1244	0,1832	0,0013	-	-	-
7	8	0,0	1,26	0,0	0,975	-	-
10	13	0,0563	0,1366	0,0012	-	-	-
2	17	0,0	0,2778	-	1,0	-	-
3	13	0,1876	0,4552	0,0038	-	-	-
17	16	0,1317	0,3196	0,0028	-	-	-