

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

MODELOS EQUIVALENTES DE PARQUES EÓLICOS USANDO ALGORITMOS  
GENÉTICOS

FELIPE MONTEIRO

DM 25/2013

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém - Pará - Brasil  
2013



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

FELIPE MONTEIRO

MODELOS EQUIVALENTES DE PARQUES EÓLICOS USANDO ALGORITMOS  
GENÉTICOS

DM 25/2013

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém - Pará - Brasil  
2013

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

FELIPE MONTEIRO

MODELOS EQUIVALENTES DE PARQUES EÓLICOS USANDO ALGORITMOS  
GENÉTICOS

Dissertação submetida à Banca Examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFPA para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Energia Elétrica.

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém - Pará - Brasil  
2013

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)

---

Monteiro, Felipe, 1986-  
Modelos equivalentes de parques eólicos  
usando algoritmos genéticos / Felipe Monteiro.  
- 2013.

Orientador: João Paulo de Abreu Vieira;  
Coorientador: Ubiratan Holanda Bezerra.  
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal  
do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de  
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém,  
2013.

1. Turbinas eólicas - modelos matemáticos. 2.  
Algoritmos genéticos. 3. Métodos de simulação.  
4. Turbinas eólicas - estabilidade. I. Título.

CDD 22. ed. 621.312136

---

**“MODELOS AGREGADOS DE PARQUES EÓLICOS USANDO  
ALGORITMOS GENÉTICOS”**

**AUTOR: FELIPE MONTEIRO**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO  
COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO  
JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA  
ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 11 / 09 / 13

**BANCA EXAMINADORA:**

---

**Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira**

(Orientador – PPGEE/UFPA)



---

**Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra**

(Co-Orientador – PPGEE/UFPA)



---

**Prof. Dr. Carolina de Mattos Affonso**

(Membro – PPGEE/UFPA)



---

**Prof. Dr. André Cavalcante do Nascimento**

(Membro Externo -- IFPA)

**VISTO:**

---

**Prof. Dr. Evaldo Gonçalves Pelaes**

(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

Em memória de Sandra Monteiro.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus.

Agradeço aos professores João Paulo Abreu Vieira e Ubiratan Holanda Bezerra pela paciência e dedicação ao longo desses anos em que trabalhamos em conjunto.

Aos colegas do Laboratório de Modelagem e Simulação do CEAMAZON e demais funcionários deste centro de pesquisa, em especial ao colega Dieigo Sá Gaia que trabalhou em parceria para a integração dos programas utilizados na simulação.

A minha mãe, Sandra Monteiro (in memoriam), que sempre fez o possível e impossível para que seus filhos tivessem sempre a melhor educação, chegando a ser um sonho e hoje, certamente orgulho, ter um de seus filhos com o título de mestre.

A minha avó materna, Milca Fôro, alicerce de toda família e inspiração a todos, promotora da união e nossa guia.

A minha família como um todo, que nunca mediu esforços para que me dedicasse sempre e somente aos estudos, em especial aos meus tios Benjamin Bichara e Ivoneide Ribeiro que possibilitaram uma estadia confortável e muito amigável em Belém.

A minha namorada, Nayara Oliveira, pelo incentivo e paciência que teve ao longo dos anos por ter me ausentado para trabalhar nesta dissertação.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo financiamento.

Só tenho a agradecer a todos que de forma direta ou indireta sempre contribuíram para que pudesse terminar meu mestrado acadêmico com louvor.



# SUMÁRIO

LISTA DE SIGLAS.....	X
LISTA DE ILUSTRAÇÕES.....	XI
LISTA DE TABELAS.....	XIV
RESUMO.....	XV
ABSTRACT.....	XVI
CAPÍTULO 1 – Introdução.....	01
1.1 Contexto.....	01
1.2 Objetivos.....	02
1.3 Revisão Bibliográfica.....	02
1.4 Organização da Dissertação.....	05
CAPÍTULO 2 – Tecnologia de Aerogeradores.....	06
2.1 Introdução.....	06
2.2 Evolução do Mercado.....	07
2.3 Velocidade Fixa.....	09
2.3.1 Gerador de Indução em Gaiola de Esquilo.....	10
2.4 Velocidade Variável.....	12
2.4.1 Gerador de Indução Duplamente Alimentado.....	12
2.4.2 Gerador Síncrono com Rotor Bobinado.....	14
2.4.3 Gerador Síncrono com Ímã Permanente.....	15
CAPÍTULO 3 – Modelo de Aerogeradores.....	17
3.1 Introdução.....	17
3.2 Modelo Dinâmico da Turbina Eólica.....	17
3.3 Modelo para Estudo em Regime Permanente.....	19
3.3.1 Gerador de Indução em Gaiola De Esquilo.....	20
3.3.2 Gerador de Indução Duplamente Alimentado.....	23
3.4 Modelo para Estudo Dinâmicos.....	25
3.4.1 Gerador de Indução em Gaiola de Esquilo.....	25
3.4.1.1 Modelo de Ordem Reduzida do GIGE.....	27
3.4.2 Gerador de Indução Duplamente Alimentado.....	29

3.4.2.1 Modelo de Ordem Reduzida do GIDA.....	30
3.4.3 Estratégia de Controle.....	30
3.4.3.1 Modelo do Elo CC.....	31
3.4.3.2 Controle do Conversor pelo Lado do Rotor.....	32
3.4.3.3 Controle pelo Lado do Estator.....	34
CAPÍTULO 4 – Metodologia de Cálculo do Modelo Agregado.....	35
4.1 Introdução.....	35
4.2 Algoritmo Genético (AG) .....	35
4.2.1 Terminologia.....	38
4.2.2 Representação do Cromossomo.....	39
4.2.2.1 Representação Binária.....	39
4.2.2.2 Representação Real (Ponto Flutuante) .....	41
4.2.2.3 Representação por Inteiros.....	41
4.2.3 Geração da População Inicial.....	41
4.2.4 Função de Aptidão (Fitness) .....	42
4.2.5 Operador de Seleção.....	42
4.2.5.1 “Ranking” Geométrico Normalizado.....	43
4.2.6 Operadores Genéticos.....	44
4.2.6.1 Cruzamento.....	44
4.2.6.1.1 Cruzamento Aritmético.....	45
4.2.6.2 Mutação.....	45
4.2.7 Elitismo.....	46
4.3 Método Utilizando AG.....	46
4.3.1 Método Utilizando AG com GIGE.....	47
4.3.2 Método Utilizando AG com GIDA.....	49
CAPÍTULO 5 – Resultados.....	51
5.1 Introdução.....	51
5.2 Parâmetros do Algoritmo Genético.....	51
5.3 Estudos de Caso.....	52
5.3.1 Barramento Infinito.....	52
5.3.1.1 GIGE Ligado ao Barramento Infinito.....	53
5.3.1.2 GIDA Ligado ao Barramento Infinito.....	56

5.3.2 Sistema IEEE 14 Barras.....	59
5.3.2.1 GIGE Ligado ao Sistema IEEE 14 Barras.....	60
5.3.2.2 GIDA Ligado ao Sistema IEEE 14 Barras.....	64
CAPÍTULO 6 – Conclusões.....	68
6.1 Considerações Finais.....	68
6.2 Trabalhos Futuros.....	69
REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA.....	70
APÊNDICE A.....	75
APÊNDICE B.....	76
APÊNDICE C.....	77

## LISTA DE SIGLAS

AG	Algoritmos Genéticos
AGS	Algoritmo Genético Simples
ANAREDE	Análise de Redes Elétricas
ANATEM	Análise de Transitórios Eletromecânicos
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
GAOT	Do inglês, The Genetic Algorithm Optimization Toolbox
GIDA	Gerador de Indução Duplamente Alimentado
GIGE	Gerador de Indução em Gaiola de Esquilo
GSC	Gerador Síncrono com Conversor
GSIP	Gerador Síncrono de Ímã Permanente
GSRB	Gerador Síncrono com Rotor Bobinado
IGBT	Do inglês, Insulated Gate Bipolar Transistor
NCSU	North Carolina State University
MATLAB	Matrix Laboratory
OLTC	Do inglês, On-load tap-changers
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Evolução das Turbinas Eólicas tendo sua Dimensão Comparada com o Monumento de Washington em Washington DC – EUA (BULLIS, 2006).....	06
Figura 2.2 – Participação no mercado mundial 1995-2009 das turbinas eólicas.....	08
Figura 2.3 – Configuração da turbina eólica com GIGE.....	10
Figura 2.4 – Configuração da turbina eólica com GIDA.....	13
Figura 2.5 – Configuração da turbina eólica com GSRB.....	14
Figura 2.6 – Configuração da turbina eólica com GSIP.....	15
Figura 3.1 – Coeficiente de potência para um ângulo da pá ( $\beta$ ) constante variando apenas o $\lambda$ , obtendo a velocidade de vento ótimo.....	19
Figura 3.2 – Circuito equivalente do GIGE em regime permanente.....	22
Figura 3.3 – Circuito equivalente do GIDA em regime permanente.....	24
Figura 3.4 – Transformação de eixos ABC da máquina de indução para o eixo dq.....	26
Figura 3.5 – Circuito equivalente do GIGE para um referência arbitrário.....	27
Figura 3.6 – Circuito equivalente do modelo de ordem reduzida.....	29
Figura 3.7 – Representação do GIDA, Elo CC e Conversores.....	31
Figura 3.8 – Representação do Elo CC (RANGEL, 2005) .....	31
Figura 3.9 – Eixo de referência do Controle do Conversor 1 (Ligado ao Rotor)(RANGEL, 2005).....	32
Figura 3.10 – Malha de Controle do Converso 1 (Ligado ao Rotor) para a Componente $i_{dr}$ (RANGEL, 2005).....	33
Figura 3.11 – Malha de Controle do Converso 1 (Ligado ao Rotor) para a Componente $i_{qr}$ (RANGEL, 2005).....	33
Figura 3.12 – Eixo de referência do Controle do Conversor 2 (Ligado ao Estator)(RANGEL, 2005).....	34
Figura 3.13 – Malha de Controle do Conversor 2 (Ligado ao Estator) para a Componente $v_{ds}$ (RANGEL, 2005) .....	34
Figura 3.14 – Malha de Controle do Conversor 2 (Ligado ao Estator) para a Componente $v_{qs}$ (RANGEL, 2005) .....	34
Figura 4.1 – Fluxograma do Algoritmo Genético.....	37
Figura 4.2 – Representação de um Espaço de Busca com Mínimo Local e Global.....	38
Figura 4.3 – Gráfico da função 4.3 no intervalo $[-512, 512]$ .....	39

Figura 4.4 – Fluxograma da metodologia de simulação do GIGE.....	48
Figura 4.5 – Fluxograma da metodologia de simulação do GIDA.....	50
Figura 5.1 – Algoritmo que Condiciona Valores de Resistência e Reatância.....	51
Figura 5.2 – Parque Eólico Detalhado com GIGE Ligado ao Barramento Infinito.....	53
Figura 5.3 – Parque Eólico Equivalente com GIGE Ligado ao Barramento Infinito.....	54
Figura 5.4 – Convergência da Função Aptidão em Relação as Gerações para o Sistema com GIGE.....	55
Figura 5.5 – Potência Ativa do Parque Eólico Detalhado (Vermelho) e Equivalente (Azul Tracejado) com GIGE, tendo um Curto-circuito na Coletora (Barra 2) de 50ms.....	55
Figura 5.6 – Potência Reativa do Parque Eólico Detalhado (Vermelho) e Equivalente (Azul Tracejado) com GIGE, tendo um Curto-circuito na Coletora (Barra 2) de 50ms.....	55
Figura 5.7 – Parque Eólico Detalhado com GIDA Ligado ao Barramento Infinito.....	56
Figura 5.8 – Parque Eólico Equivalente com GIDA Ligado ao Barramento Infinito.....	57
Figura 5.9 – Convergência da Função Aptidão em Relação as Gerações para o Sistema com GIDA.....	58
Figura 5.10 – Potência Ativa do Parque Eólico Detalhado (Vermelho) e Equivalente (Azul Tracejado) com GIDA, tendo um Curto-circuito na Coletora (Barra 2) de 50ms.....	59
Figura 5.11 – Potência Reativa do Parque Eólico Detalhado (Vermelho) e Equivalente (Azul Tracejado) com GIDA, tendo um Curto-circuito na Coletora (Barra 2) de 50ms.....	59
Figura 5.12 – Parque Eólico Detalhado com GIGE interligado a Rede Elétrica do IEEE 14 Barras.....	60
Figura 5.13 – Parque Eólico Equivalente com GIGE interligado a Rede Elétrica do IEEE 14 Barras.....	61
Figura 5.14– Resposta a Aplicação de um Curto-circuito de 50ms na Barra 23 para o Parque Eólico Detalhado (Vermelho) e Equivalente (Azul Tracejado) com GIGE. (a) Potência Ativa e (b) Potência Reativa.....	61
Figura 5.15 – Resposta das máquinas síncronas do Sistema IEEE 14 Barras em relação a referência (máquina no barramento 1) interligado ao parque eólico detalhado (vermelho) e equivalente (azul tracejado) com GIGE. (a) Defasagem angular na barra 2, (b) defasagem angular na barra 3, (c) defasagem angular na barra 6 e (d) defasagem angular na barra 8.....	62
Figura 5.16 – Resposta a Aplicação de um Degrau na Velocidade de Vento para o Parque Eólico Detalhado (Vermelho) e Equivalente (Azul Tracejado) com GIGE. (a) Potência Ativa e (b) Potência Reativa.....	63
Figura 5.17 – Resposta das máquinas síncronas do Sistema IEEE 14 Barras com GIGE em relação a referência (máquina no barramento 1) interligado ao parque eólico detalhado (vermelho) e equivalente (azul tracejado). (a) Defasagem angular na barra 2, (b) defasagem	

angular na barra 3, (c) defasagem angular na barra 6 e (d) defasagem angular na barra 8..... 64

Figura 5.18 – Parque Eólico Detalhado com GIDA interligado a Rede Elétrica do IEEE 14 Barras.....65

Figura 5.19 – Resposta a Aplicação de um Curto-circuito de 50ms na Barra 23 para o Parque Eólico Detalhado (Vermelho) e Equivalente (Azul Tracejado) com GIDA. (a) Potência Ativa e (b) Potência Reativa.....66

Figura 5.20 – Resposta das máquinas síncronas do Sistema IEEE 14 Barras com GIDA em relação a referência (máquina no barramento 1) interligado ao parque eólico detalhado (vermelho) e equivalente (azul tracejado). (a) Defasagem angular na barra 2, (b) defasagem angular na barra 3, (c) defasagem angular na barra 6 e (d) defasagem angular na barra 8..... 67

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Participação no mercado mundial 1995-2009 das turbinas eólicas (BTM, 2009).....	07
Tabela 4.1 – Correspondência entre as sequencias binárias e valores reais do problema... 40	
Tabela 5.1 – Configuração do AG.....	51
Tabela 5.2 – Limites para as Variáveis de Busca.....	52
Tabela 5.3 – Parâmetros do GIGE de 2MW e 3MW.....	53
Tabela 5.4 – Parâmetros do GIGE Equivalente de 10MW.....	54
Tabela 5.5 – Tempo de Simulação do GIGE em Barramento Infinito.....	56
Tabela 5.6 – Parâmetros do GIDA de 2MW e 3MW.....	57
Tabela 5.7 – Parâmetros do GIDA Equivalente de 10MW.....	58
Tabela 5.8 – Tempo de Simulação do GIDA em Barramento Infinito.....	58
Tabela 5.9 – Tempo de Simulação do GIGE em IEEE 14 Barras sendo aplicado um Curto-circuito.....	62
Tabela 5.10 – Tempo de Simulação do GIGE em IEEE 14 Barras sendo aplicado um Degrau na Velocidade de Vento.....	64



## RESUMO

Esta dissertação apresenta uma metodologia baseada em algoritmo genético (AG) para determinar modelos dinâmicos equivalentes de parques eólicos com geradores de indução em gaiola de esquilo (GIGE) e geradores de indução duplamente alimentados (GIDA), apresentando parâmetros elétricos e mecânicos distintos. A técnica se baseia em uma formulação multiobjetiva solucionada por um AG para minimizar os erros quadráticos das potências ativa e reativa entre o modelo de um único gerador equivalente e o modelo do parque eólico investigado. A influência do modelo equivalente do parque eólico no comportamento dinâmico dos geradores síncronos é também investigada por meio do método proposto. A abordagem é testada em um parque eólico de 10MW composto por quatro turbinas eólicas (2x2MW e 2x3MW), consistindo alternadamente de geradores GIGE e GIDA interligados a uma barra infinita e posteriormente a rede elétrica do IEEE 14 barras. Os resultados obtidos pelo uso do modelo dinâmico detalhado para a representação do parque eólico são comparados aos do modelo equivalente proposto para avaliar a precisão e o custo computacional do modelo proposto.

**PALAVRAS CHAVES:** Algoritmo genético, estabilidade transitória, gerador de indução em gaiola de esquilo, gerador de indução duplamente alimentado, modelo equivalente, parque eólico.

## ABSTRACT

This work presents a genetic algorithm-based methodology that determines aggregated dynamic models of both squirrel cage induction generator (SCIG) and double fed induction generator (DFIG), presenting different electrical and mechanical parameters. The technique is based on a multi-objective optimal formulation solved by a genetic algorithm to minimize the quadratic error of the active power and reactive power between the equivalent single-generator model and the investigated wind farm. The influence of the wind farm equivalent model on the dynamic behavior of synchronous generators in the power system, are also investigated by using the proposed method. The approach is tested on a 10MW wind farm consisting of 4 wind turbines (2 x 2MW and 2 x 3MW) when both SCIG and DFIG are alternately integrated on the infinite bus and IEEE 14-bus power system. The results obtained using the detailed dynamic model for the wind farm representation are compared against those obtained with the proposed aggregated model to evaluate the accuracy and the computational cost of the proposed model.

**KEYWORDS:** Genetic algorithm, transient stability, squirrel cage induction generator, doubly fed induction generator, equivalent model and wind farm.

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

### 1.1 CONTEXTO

Atualmente, o aproveitamento eólico vem assumindo um papel estratégico relevante no planejamento e na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). A capacidade eólica instalada do SIN, em 2013, é de aproximadamente 2.100 MW, o que corresponde a 1,7% de toda a capacidade de geração de energia elétrica no País (ANEEL, 2012). Em âmbito mundial, o Brasil ocupa a 21ª posição no ranking dos países produtores de energia eólica, possuindo 96 parques eólicos, com perspectivas de chegar à 10ª posição em 2013 e à 4ª ou 5ª posição em 2016. A partir de 2013, estima-se um acréscimo de 2.000 MW por ano de potência instalada (CGEE, 2012).

Esta escala crescente na geração de energia eólica brasileira exige modelos adequados para a representação de parques eólicos que possam ser facilmente utilizados em estudos de sistemas de potência, a fim de determinar as interações entre os parques eólicos e os Sistemas de Energia Elétrica (SEEs). No entanto, os modelos dinâmicos detalhados de parques eólicos compostos por dezenas e até centenas de turbinas eólicas individuais requer tempo excessivo de simulação. Isto é devido à elevada dimensionalidade do modelo matemático do SEE, uma vez que cada turbina eólica e a rede elétrica interna do parque eólico são totalmente representadas. Diante dessa afirmação, é desejável reduzir a ordem do modelo dinâmico do parque eólico por um modelo equivalente mantendo o nível de precisão, visando sua aplicação na análise de estabilidade de sistemas de potência.

Embora existam vários métodos para aquisição de modelos equivalentes de parques eólicos propostos por alguns pesquisadores (RUI et al., 1996; WEI QIAO et al., 2007; CONROY et al., 2009), essas metodologias concentram-se, principalmente, em obter modelos equivalentes de parques eólicos, cujos os aerogeradores individuais possuem a mesma potência e parâmetros idênticos. No entanto, esses métodos podem não ser adequados para agregar um parque eólico com potências, parâmetros elétricos e mecânicos distintos. Portanto, a obtenção de parâmetros equivalentes adequados para representação de um parque eólico, requer uma investigação aprofundada.

Atualmente, várias tecnologias de aerogeradores têm sido aplicadas e colocadas em operação, tais como: Gerador de Indução em Gaiola de Esquilo (GIGE), Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA) e o Gerador Síncrono com Conversor (GSC).

Dentro deste contexto, este trabalho apresenta uma metodologia baseada em algoritmos genéticos (AG) para determinação de modelos equivalentes dinâmicos de parques eólicos compostos por geradores GIGE e GIDA, com diferentes potências e parâmetros elétricos e mecânicos. O método proposto se baseia em uma formulação multiobjetiva a ser solucionada por um AG para minimizar os erros quadráticos de injeção de potências ativa e reativa no ponto de acoplamento do parque eólico, entre o modelo do aerogerador equivalente e o modelo detalhado composto por vários aerogeradores individuais. A influência do modelo equivalente eólico obtido sobre o comportamento dinâmico dos geradores síncronos interligados ao SEE é também investigada por meio do método proposto. A metodologia é testada em um parque eólico conectado a uma barra infinita, e também testada em um parque eólico de 10 MW composto por quatro turbinas eólicas integradas a rede elétrica do IEEE 14 barras.

Os resultados obtidos pelo método proposto para obtenção do modelo agregado baseado em AG são comparados aos do modelo detalhado, em termos do comportamento dinâmico das potências ativa e reativa do parque eólico e dos ângulos dos geradores síncronos, além do custo computacional.

## **1.2 OBJETIVOS**

O objetivo desta dissertação é apresentar um método para obtenção de modelos equivalentes de parques eólicos que possua aerogeradores com diferentes parâmetros eletromecânicos, tanto para GIGE quanto para GIDA, observando o comportamento transitório entre a rede elétrica e o parque eólico. Esta análise é voltada na comparação das respostas transitórias do parque eólico detalhado em relação ao parque eólico equivalente.

## **1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

A revisão bibliográfica está relacionada com o estado da arte do tema abordado, apresentando os autores e as produções que servem de base para o desenvolvimento desta dissertação.

AKHMATOV & KNUDSEN, (2002) propõem um estudo sobre o comportamento de um parque eólico através de um modelo agregado que representa todo o parque por meio de um único aerogerador ou por vários equivalentes, devido a não uniformidade da velocidade de vento. O estudo é realizado em um parque eólico offshore de grande porte na Dinamarca, com 72 aerogeradores de 2MW cada. Os autores consideram que todas as turbinas recebem a mesma potência mecânica com

velocidade de vento constante em todo o parque eólico. Desta forma, a potência aparente e a potência elétrica podem ser calculadas pela somatória das potências de cada turbina. A característica dinâmica do gerador de indução representada por P-Q pode ser dada pela derivada de Q em função do somatório de P. Nesse trabalho, os autores também realizaram uma análise para quando a velocidade de vento não é uniforme, sendo assim, o equivalente é composto por 12 aerogeradores que representam as 72 máquinas e em outra simulação o equivalente é composto por 6 aerogeradores. As simulações com o parque eólico agregado com multi-equivalentes foram as que apresentaram melhores resultados em relação ao modelo agregado representado por apenas uma máquina equivalente. Por fim, os autores recomendam utilizar a representação por apenas uma máquina equivalente quando o eixo da turbina interligada ao gerador por caixas de engrenagem estão rigidamente acoplados, ou seja, com um amortecimento mínimo.

SLOOTWEG & KLING, (2003b) propõem modelos agregados para turbinas eólicas a velocidade fixa e a variável, cujos resultados apresentaram desempenhos estático e dinâmico semelhantes aos do modelo detalhado. A vantagem deste trabalho se apresenta pela ausência da necessidade de se desenvolver um modelo detalhado para calcular a velocidade de vento para cada turbina, além de ser um dos primeiros trabalhos a investigar a resposta de modelos detalhados e agregados de parques eólicos com aerogeradores a velocidade constante e variável, para mudanças na velocidade de vento e curto-circuito no sistema elétrico. O modelo agregado proposto se dá por meio da somatória das potências aparentes, capacidade do capacitor e potência mecânica. Outro detalhe que os autores levam em consideração no modelo agregado é a inclusão da impedância dos transformadores da rede elétrica interna do parque eólico. Neste trabalho ainda é realizada outras considerações como: ângulo de passo, velocidade do rotor e valores a serem adotados do  $C_p(\lambda, \theta)$ . Essa análise é válida apenas para um parque eólico com turbinas idênticas.

WEI QIAO et al., (2007) apresentam 3 modelos dinâmicos de ordem reduzida para parques eólicos equipados com aerogeradores a velocidade fixa. Os estudos envolvem a variação de velocidade de vento, condições de flutuações de tensão e aplicação de curto-circuito. Os autores partem do pressuposto que os aerogeradores operam no mesmo ponto de operação com a mesma velocidade de rotação. No primeiro modelo, o equivalente é representado pela soma das potências de todos os aerogeradores, os quais por sua vez, permanecem com os mesmos parâmetros de uma máquina individual. O segundo modelo considera que os aerogeradores que se localizam a jusante dos demais recebem uma incidência menor de vento, ou seja, o sombreamento de velocidade do vento ao longo do parque eólico é levado em conta neste modelo. Desta maneira não se pode agrupar os aerogeradores apenas por um equivalente, e sim por vários. O agrupamento ocorre por ramos, no qual o primeiro ramo que recebe a maior incidência de vento passa a ser representado por

apenas uma máquina, e o segundo ramo que se encontra a jusante do primeiro ramo passa a ser representado por outra máquina equivalente, e assim por diante até agregar separadamente todo o parque eólico. Neste segundo modelo, a potência aparente de cada máquina equivalente é fornecida pela somatória das turbinas eólicas individuais. O terceiro modelo desconsidera o sombreamento e adota as condições de vento sendo as mesmas para todas as turbinas eólicas, entretanto, pode haver desvio de velocidade de vento de uma turbina para outro. Desta forma, este modelo é representado por três aerogeradores equivalentes, em que cada aerogerador terá sua potência sendo a soma das potências dos aerogeradores que o representa. Esse método proposto pelos autores só pode ser aplicado se as turbinas forem idênticas, e considera que todos os seus modelos equivalentes utilizam os mesmos parâmetros das turbinas individuais.

GRACIA et al., (2008) analisam uma representação simples de um parque eólico, dando ênfase ao estudo de estabilidade de sistemas de potência. A ordem do modelo e o método de integração numérica são comparados. Neste trabalho, os autores analisam também a influência da rede elétrica interna do parque eólico na precisão dos resultados, e propõem um novo modelo equivalente que represente a resposta dinâmica do parque eólico detalhado. O modelo agregado proposto considera uma média ponderada, onde a potência transmitida é utilizada como fator de ponderação, a fim de melhorar a precisão em simulações que envolvem perturbações na rede elétrica. Essa técnica só pode ser utilizada se as turbinas eólicas forem idênticas.

ALI et al., (2011) analisam o comportamento de um parque eólico agregado por quatro tipos de técnicas diferentes para o estudo da dinâmica do sistema, a fim de determinar qual o melhor modelo de representação. Os métodos de comparação incluem: (a) única máquina equivalente, (b) representação cluster, (c) modelo de agrupamento probabilístico e (d) representação composta. As simulações ocorrem em vários cenários de vento para um parque eólico composto por 49 aerogeradores, para investigar o tempo de simulação necessário, além da convergência das curvas em função do modelo investigado. O modelo (a) representa o parque eólico por apenas uma máquina equivalente. O modelo (b) representa o parque eólico por 5 máquinas equivalentes. Já o modelo (c) representa por 3 máquinas equivalente. Nesse trabalho, os autores chegam à conclusão que o modelo (c) é mais prático e entra em concordância com o modelo detalhado para diferentes perfis de vento. O gerador eólico adotado foi um GIDA da empresa Vesta V80 de 2 MW.

LI et al., (2012) propõem a utilização de AG com base do método para obtenção de modelos agregados de um parque eólico misto que possui máquinas com diferentes parâmetros e potências. Neste trabalho, os autores avaliam o desempenho transitório da rede elétrica representado por um barramento infinito conectado ao parque eólico, equipado por sua vez com geradores GIGE e GIDA. O

AG busca os parâmetros para o modelo eólico agregado por meio da minimização da potência de saída entre o modelo de um único gerador agregado e o parque eólico investigado. Esse método agregado é validado para as várias configurações de rede agregando uma tecnologia de aerogeradores por vez, estando estes ligados sempre ao barramento infinito. Essa técnica mostrou-se válida para obtenção de modelos de parques eólicos agregados de parques eólicos que consistem de máquinas com diferentes potências e parâmetros.

## **1.4 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO**

Em relação à organização, esta dissertação encontra-se estruturada de acordo com os seis capítulos a seguir:

O capítulo 1 apresenta uma contextualização sobre a importância do tema abordado, mostrando em que patamar a energia eólica encontra-se no Brasil e as principais justificativas que levaram ao desenvolvimento desta dissertação. Também é apresentada a revisão bibliográfica com os principais trabalhos publicados que abordam modelos agregados de parques eólicos no decorrer dos anos 2000 até o presente momento.

O capítulo 2 apresenta as tecnologias de aerogeradores, mostrando a configuração de das turbinas eólicas a velocidade fixa e a velocidade variável, com geradores de indução GIGE e GIDA e máquina síncrona. Além disso, é apresentada a tendência de mercado para essas tecnologias.

O capítulo 3 apresenta os modelos matemáticos de cada tecnologia de aerogerador utilizados nas simulações computacionais, para fins de estudos em regime permanente e dinâmico. Os controles associados aos conversores do GIDA são também descritos.

O capítulo 4 apresenta a metodologia desenvolvida para obtenção do modelo equivalente de um parque eólico utilizando para tanto o AG. Uma descrição do AG é mostrada neste capítulo.

O capítulo 5 apresenta os resultados da metodologia que foi testada para os geradores GIGE e GIDA ligados alternadamente em barramento infinito e posteriormente a rede elétrica do IEEE 14 Barras. Os parâmetros de configuração do AG são definidos nesse capítulo.

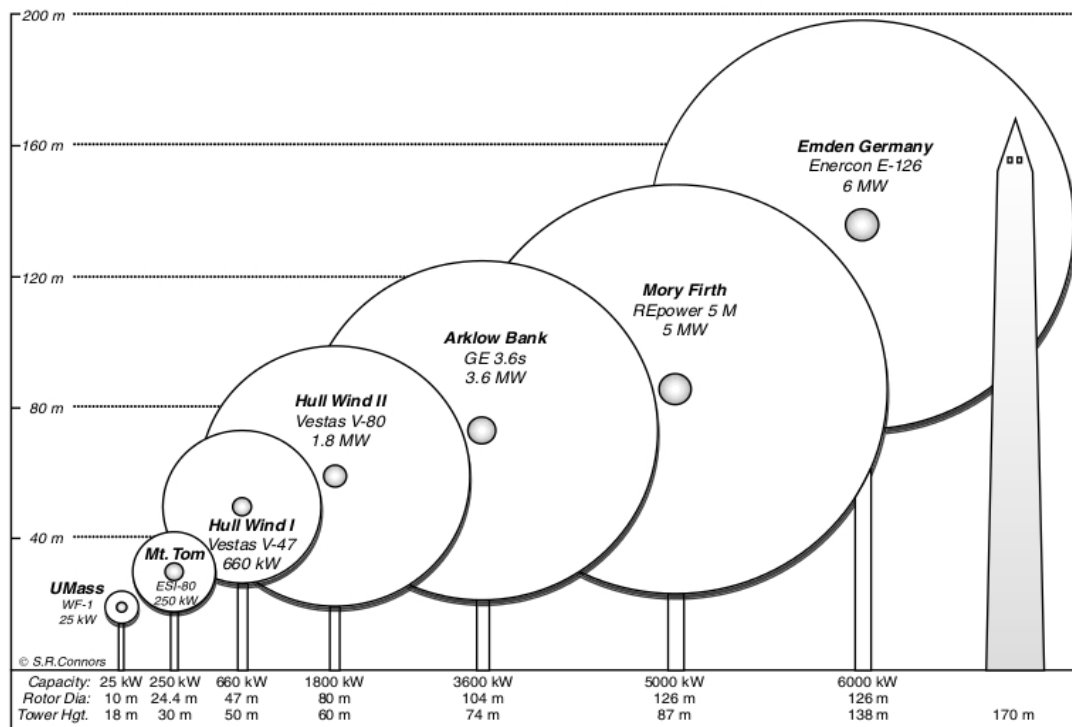
O capítulo 6 apresenta as conclusões do trabalho com base na análise dos resultados. São propostos também trabalhos futuros que possam dar continuidade ao tema.

## CAPÍTULO 2

### TECNOLOGIA DE AEROGERADORES

#### 2.1 INTRODUÇÃO

Na década de 80 o diâmetro do rotor media cerca de 10 m com uma potência de 25 kW, hoje excede 100 m para máquinas de 3 MW, como ilustrado na figura 2.1. Essas turbinas eólicas atualmente no mercado combinam uma variedade de conceitos inovadores com tecnologias comprovadas, tanto para geradores quanto para conversores eletrônicos. Este capítulo apresenta uma descrição sobre os aspectos técnicos das tecnologias de aerogeradores e as tendências de mercado.



**Figura 2.1 – Evolução das Turbinas Eólicas tendo sua Dimensão Comparada com o Monumento de Washigton em Washigton DC – EUA (BULLIS, 2006).**

Sob essa ótica são abordadas suas configurações típicas, divididos em geradores a velocidade fixa e a variável, nomeados de: Gerador de Indução em Gaiola de Esquilo (GIGE); Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA); Gerador Síncrono com Rotor Bobinado (GSRB) e Gerador Síncrono de Ímã Permanente (GSIP).



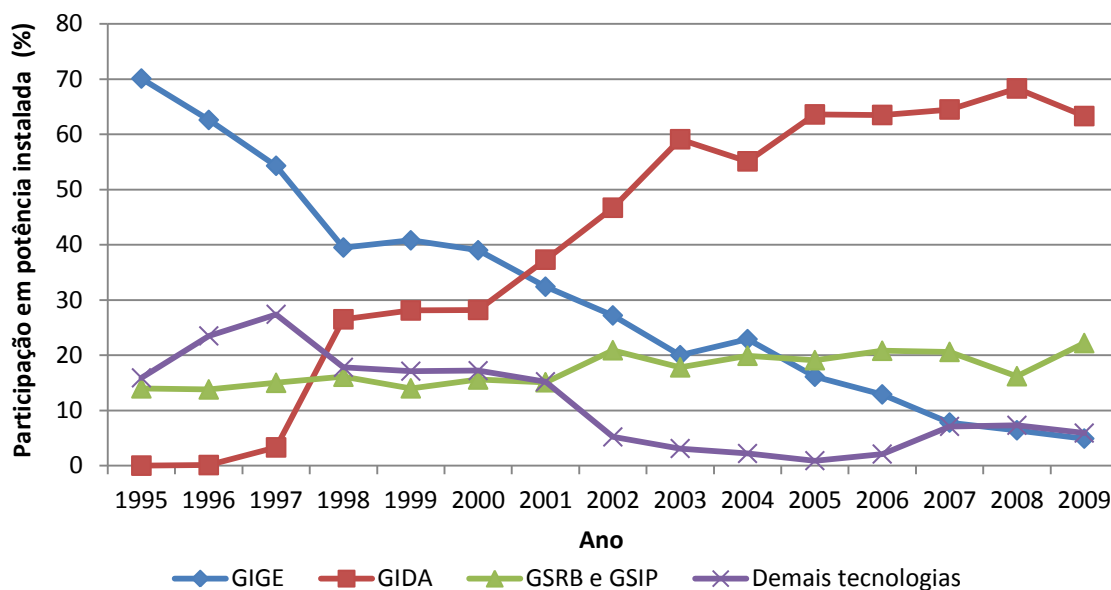
## 2.2 EVOLUÇÃO DO MERCADO

Num período de 15 anos, a parcela de turbinas eólicas a velocidade fixa foi continuamente decrescendo em relação às turbinas a velocidade variável. Essa tendência de mercado é mostrada na tabela 2.1 e ilustrada na figura 2.2, as quais contem os resultados de uma investigação da penetração de diferentes turbinas eólicas durante o período de 1995 a 2009 (BTM, 2009). Esta investigação coleta informações de 48 fabricantes diferentes, tais como: Vesta (DK), Gamesa (SP), Enron (GE), Neg Micon A/S (DK), Siemens Wind Power (DK), Nordex (GE), GE Wind (US), Alstom Wind (ES), Suzlon A/S (IND), CTC-Wind (US), REpower Systems AG (GE), Mitsubishi MHI Ltd. (JP), Made (SP), Tacke (GE), Zond (US), Wind World (DK), Nedwind (NL), NEPC (IND), Micon (DK), Nordtank (DK), Desarrollos (ES), Goldwind (PRC), Lagerwey (NL), Riva Calzoni (I), Windmaster (NL), Fuhrlander (GE), Acciona (SP), Winwind (SF), Dogfang (PRC), Sinovel (PRC), Vestas RRB (IND), Windey (PRC), Sewind (PRC), Mingyang (PRC), Torres (ES), Vergnet (F), Hara XEMC (PRC), CASC-Acciona (PRC), United Power (PRC), Envision (PRC), CSR (PRC), Hewind (PRC), CCWE (PRC), Beizong (PRC), ScanWind (N), Windmaster (NL), Clipper (US) e Windflow (NZ).

**Tabela 2.1 – Participação no mercado mundial de 1995 a 2009 das turbinas eólicas (BTM, 2009).**

ANO	GIGE (%)	GIDA (%)	GSRB E GSIP (%)	Demais tecnologias (%)	Potência Instalada (MW)	Participação no Mercado Mundial (%)
1995	70.1	0.0	14.0	15.9	1161	85.7
1996	62.6	0.1	13.8	23.5	1093	95.8
1997	54.3	3.3	15.0	27.4	1489	96.6
1998	39.5	26.5	16.1	17.8	2345	92.7
1999	40.8	28.1	14.0	17.1	3788	94.0
2000	39.0	28.2	15.6	17.2	4381	96.3
2001	32.4	37.3	15.1	15.2	7175	101.4
2002	27.2	46.7	20.9	5.2	7242	97.4
2003	20.0	59.1	17.8	3.1	8090	100.0
2004	22.9	55.1	19.9	2.2	8247	97.7
2005	16.1	63.6	19.1	0.9	11345	101.2
2006	12.9	63.5	20.8	2.1	15910	99.4
2007	7.8	64.5	20.6	7.1	22062	99.3
2008	6.4	68.3	16.2	7.3	30612	97.7
2009	4.9	63.3	22.2	5.9	36682	99.1

É claro que o número de fabricantes de turbinas eólicas, que têm um impacto sobre o mercado mundial, também aumentou significativamente, ou seja, de 22 fabricantes ao final do ano de 2004 (HANSEN & HANSEN, 2007), o número aumentou ao final do ano de 2009 para 48 fabricantes.



**Figura 2.2 – Participação no mercado mundial 1995-2009 das turbinas eólicas.**

Percebe-se, pela tabela 2.1, que a potência instalada no mundo no ano de 2009 aumentou cerca 30 vezes em relação ao ano de 1995. O grande aumento quantitativo de potência instalada em todo o mundo ao longo dos últimos anos se deve, principalmente, pelo aumento da potência nominal dos aerogeradores. Também deve ser notado que a parcela de oferta de aerogeradores no mercado mundial é proveniente dos 48 fornecedores descritos anteriormente, representando uma parcela de 85%.

Os dados anuais da participação de cada tecnologia de aerogerador no mercado mundial são ilustrados na figura 2.2. A utilização das tecnologias de aerogeradores no mercado é quase que constante ao longo dos três anos 1998-2000, enquanto que mudanças abruptas ocorreram antes de 1998 e depois de 2000. As seguintes conclusões podem ser consideradas:

- Interesse do mercado por geradores GIGE diminuiu drasticamente em 15 anos, ou seja, de quase 70% em 1995 para menos de 5% em 2009. O que torna apenas uma questão de tempo para que o gerador GIGE seja gradualmente extinguida do mercado mundial, devido principalmente aos requisitos técnicos de conexão à rede impostos aos aerogeradores no que se refere ao fornecimento de serviços ao sistema elétrico. É evidente, portanto, que as turbinas eólicas a velocidade variável devem dominar o mercado.
- A integração do gerador GIDA cresceu ao longo dos últimos 15 anos (1995-2009), partindo do 0% até chegar a mais de 60% da potência instalada anual. Pode se observar que o GIDA é a tecnologia que domina o mercado ao final de 2009. O GIDA foi introduzido pela primeira vez em 1996 por Tacke (GE), com o modelo de fábrica

TW/1,5MW. Desde então, esta tecnologia tem tido um interesse crescente no mercado. Nota-se que, após 2001, a supremacia do mercado está sendo tomado por turbinas eólicas com GIDA. Apesar de o gerador GIGE ser instalado desde o início de 1980, a capacidade instalada anual do GIDA conseguiu ultrapassá-lo em seis anos. Espera-se que ao longo dos anos, o GIDA comece a declinar em relação aos geradores síncronos GSRB e GSIP. A razão para isto é que mais fabricantes, que eram especializados somente na fabricação do GIDA e/ou do GIGE, começaram a intensificar a produção de turbinas eólicas GSRB e GSIP. Estes, sem dúvida, terão um impacto significativo no mercado ao longo dos próximos anos.

- A penetração dos geradores GSRB e GSIP no mercado mundial pouco se alterou ao longo dos anos, com nenhuma das drásticas mudanças observadas para os geradores GIGE e GIDA e demais tecnologias. Como ilustrado na figura 2.2, os geradores GSRB e GSIP tiveram uma participação mais estável no mercado ao longo dos anos, tendo uma tendência ligeiramente crescente. Por mais de 15 anos estiveram classificados em quarto lugar, e atualmente estão em segundo lugar. Como resultado de sua confiabilidade, que satisfazem os requisitos de operação do sistema de transmissão, os geradores GIDA, GSRB e GSIP serão os principais concorrentes no mercado. No entanto, como já mencionado, há uma tendência forte indicando que nos próximos anos os geradores síncronos com conversores tenham participação crescente ainda mais forte do mercado.

## 2.3 VELOCIDADE FIXA

No início da década 90, as turbinas eólicas a velocidade fixa predominavam, ou seja, a velocidade do rotor é mantida fixa e determinada pela frequência da rede elétrica, relação de engrenagem e número de polos do gerador, independentemente da velocidade do vento.

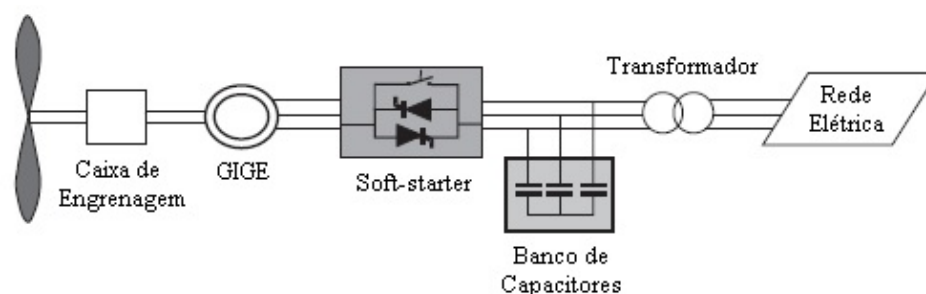
É comum que turbinas eólicas a velocidade fixa sejam equipadas por um gerador de indução em gaiola de esquilo ou rotor bobinado, diretamente conectado à rede elétrica, com um sistema de arranque suave (Soft-Starter) para limitar a corrente de “inrush” e um banco de capacitores para reduzir a compensação de potência reativa. São projetados para atingir a máxima eficiência em uma determinada faixa de velocidade de vento em particular. A fim de aumentar a capacidade de geração, a máquina de algumas turbinas eólicas a velocidade fixa possui dois conjuntos de enrolamentos: uma é utilizada a velocidades de vento baixas (tipicamente 8 pólos) e outra a velocidades de vento média e alta (tipicamente 4-6 pólos).

A turbina eólica a velocidade fixa tem a vantagem de possuir um simples sistema de controle com a utilização de um gerador de indução em gaiola de esquilo, que é um gerador barato e robusto. Tanto a simplicidade do sistema de controle quanto à utilização do gerador em gaiola, diminuem o preço da turbina eólica e aumentam a confiabilidade do sistema. Por outro lado, suas desvantagens são o consumo incontrolável de potência reativa, estresse mecânico e limitado controle de qualidade de energia. Devido à sua operação a velocidade fixa, todas as variações na velocidade do vento são transmitidas posteriormente como variações no eixo mecânico e, em seguida, como variações na potência de saída da turbina, podendo gerar problemas de qualidade de energia no ponto de acoplamento da turbina com a rede elétrica. No caso de redes elétricas fracas, as variações de energia também pode levar a grandes variações de tensões, o que poderá resultar em significativas perdas de linhas de transmissão (LARSSON, 2000)(HEIER, 2006).

### 2.3.1 GERADOR DE INDUÇÃO EM GAIOLA DE ESQUILO (GIGE)

O Gerador de Indução em Gaiola de Esquilo (GIGE), por longos anos, vem sendo a escolha predominante devido sua simplicidade mecânica, alta eficiência e baixa necessidade de manutenção (HANSEN et al., 2001).

A figura 2.3 ilustra o GIGE diretamente acoplado à rede elétrica. As mudanças de velocidade do rotor ocasionam uma variação de 1% a 2% no escorregamento do gerador, causadas por mudanças na velocidade do vento, o que estreita a margem de velocidade angular. Por este motivo, o GIGE é denominado como um gerador a velocidade fixa. O gerador e o rotor da turbina eólica são acoplados por meio de uma engrenagem, pois o rotor e o gerador possuem velocidades de operações distintas.



**Figura 2.3 – Configuração da turbina eólica com GIGE.**

As turbinas eólicas baseadas em GIGE são comumente equipadas com um mecanismo de soft-starter e um banco de capacitores para a compensação de energia reativa, devido ao alto consumo de potência reativa. O GIGE tem como característica um torque de velocidade abrupta, portanto, flutuações na energia eólica são transmitidas diretamente para a rede elétrica. Estes

transitórios são especialmente críticos durante a ligação à rede de uma turbina eólica, em que a corrente de “inrush” pode ser de até 7-8 vezes maior que a corrente nominal. Numa rede elétrica fraca, esta elevada corrente de arranque pode causar distúrbios graves de tensão. Portanto, a conexão de geradores GIGE à rede elétrica deve ser feita gradualmente, a fim de limitar a corrente no pico (ZENGINOBUZ, 2001; WANG, 2010).

Durante a operação normal em regime permanente e conexão direta com a rede elétrica em corrente alternada (CA), o GIGE se apresenta muito robusto e estável. O escorregamento varia e aumenta com o aumento da carga. O principal problema é que, devido à corrente de magnetização fornecida pela rede elétrica para o enrolamento do estator, o fator de potência é relativamente baixo. Isso é colocado em questão, pois a maioria das concessionárias de distribuição de energia penalizam os clientes industriais que possuem cargas que reduzem o fator de potência.

Em um gerador GIGE existe uma relação única entre a potência ativa, potência reativa, tensão terminal e velocidade do rotor. Isso significa que, em ventos fortes a turbina eólica pode produzir mais energia ativa somente se o gerador consumir mais energia reativa. Para um GIGE, a quantidade de consumo de energia reativa é incontrolável, pois varia de acordo com as condições do vento. Sem qualquer componente elétrico para fornecer a energia reativa, o gerador consome diretamente da rede elétrica. A potência reativa fornecida pela rede faz com que ocorram perdas adicionais em linhas de transmissões e em determinadas situações, pode tornar a rede instável. Bancos de capacitores ou conversores de energia eletrônicos modernos podem ser usados para reduzir o consumo de energia reativa. A principal desvantagem é do transitório elétrico que ocorre durante o chaveamento de entrada.

No caso de um curto-circuito, os GIGEs podem levar à instabilidade da tensão na rede caso não possuem qualquer compensação de reativos (VAN CUTSEM, 1998). O rotor da turbina eólica pode acelerar (escorregamento aumenta), por exemplo, quando ocorre um curto-circuito, devido ao desequilíbrio existente entre os torques mecânico e elétrico. Assim, quando o curto-circuito é eliminado, o GIGE consome uma grande quantidade de energia reativa da rede elétrica, o que leva a uma diminuição acentuada na tensão.

O GIGE pode ser utilizado tanto em turbinas eólicas à velocidade fixa quanto em turbinas eólicas a velocidade variável. Neste último caso, a energia de frequência variável da máquina é convertida em energia de frequência fixa por meio de um conversor de frequência bidirecional. Nessa opção o conversor de frequência CA-CC-CA apresenta um grande impacto no custo, já que toda a potência do gerador passa para a rede através do conversor.

## 2.4 VELOCIDADE VARIÁVEL

Nos últimos anos, a turbina eólica a velocidade variável tornou-se o tipo dominante entre as turbinas eólicas instaladas.

Turbinas eólicas a velocidade variável são projetadas para alcançar a máxima eficiência aerodinâmica em uma gama de velocidades de vento abrangente. Com uma operação a velocidade variável, tornou-se possível adaptar continuamente (acelerar ou desacelerar) a velocidade de rotação ( $\omega$ ) da turbina eólica para uma dada velocidade de vento ( $v$ ). Desta forma, o fator de velocidade ( $\lambda$ ), dada pela equação 2.1, é mantida constante a um valor pré-definido que corresponde o coeficiente de potência máxima. Diferentemente de um sistema a velocidade fixa, um sistema a velocidade variável mantém o torque do gerador relativamente constante e as variações no vento são absorvidos pelas alterações na velocidade do gerador.

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (2.1)$$

Onde  $R$  é o raio do rotor.

A instalação elétrica de uma turbina eólica a velocidade variável é mais complexa do que a de uma turbina eólica a velocidade fixa. É tipicamente equipada com um gerador de indução ou síncronos e ligada à rede através de um conversor de energia. O conversor eletrônico controla a velocidade do gerador, isto é, as flutuações de energia causadas por variações do vento são absorvidos principalmente por alterações da velocidade do rotor do gerador e, conseqüentemente, na rotação do rotor da turbina eólica (WANG, 2010).

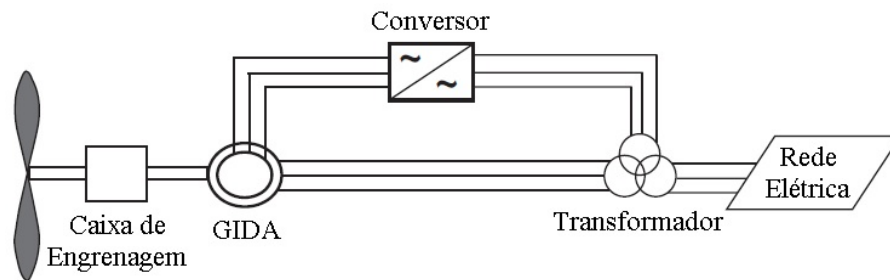
As vantagens de turbinas eólicas a velocidade variável são: aumento da captação de energia, melhoria da qualidade de energia e redução do estresse mecânico sobre a turbina eólica. As desvantagens são as perdas no conversor eletrônico, o uso de mais componentes e o aumento do custo do equipamento por causa do conversor eletrônico.

A introdução de tipos de turbinas eólicas a velocidade variável aumenta o número de tipos de geradores aplicáveis e também apresenta vários graus de liberdade na combinação de tipos de gerador e tipos de conversão de energia.

### 2.4.1 GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO

Tal como representado na tabela 2.1, o conceito do gerador GIDA é uma opção interessante, com um mercado em crescimento. O Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA) consiste de uma máquina de indução de rotor bobinado com os enrolamentos do estator ligados diretamente a

rede elétrica (60 Hz) e os enrolamentos do rotor ligados a um conversor eletrônico bidirecional constituído por chaves IGBT (do inglês, Insulated Gate Bipolar Transistor), que possibilita a troca de potência ativa entre rotor e a rede elétrica. Na figura 2.4 é ilustrada a turbina eólica com um GIDA.



**Figura 2.4 – Configuração da turbina eólica com GIDA.**

O termo duplamente alimentado refere-se ao fato de que a tensão sobre o estator é aplicada a partir da rede elétrica e a tensão sobre o rotor é induzida pelo conversor de potência. Este sistema permite uma operação à velocidade variável ao longo de um grande, porém restrita, gama. O conversor compensa a diferença entre as frequências mecânica e elétrica através da injeção de uma corrente no rotor com uma frequência variável. Tanto durante a operação normal quanto durante faltas o comportamento do gerador é regulado pelo conversor de potência e os seus controladores.

O conversor eletrônico é constituído por dois conversores, o conversor do lado da rede elétrica e o conversor do lado do rotor, que são controlados de forma independente. A ideia principal é que o conversor do lado do rotor controla as potências ativa e reativa, controlando os componentes atuais do rotor, enquanto que o conversor do lado da rede elétrica controla a tensão do elo CC e garante uma operação do conversor com um fator de potência unitário.

Dependendo das condições de funcionamento do gerador, a potência pode ser injetada ou absorvida pelo rotor. Na operação supersíncrona, a potência flui do rotor para a rede por meio do conversor, e flui na direção oposta, na operação subsíncrona. Em ambos os casos, subsíncrona ou supersíncrona, o estator do GIDA alimenta a rede elétrica (CAMPOS, 2004).

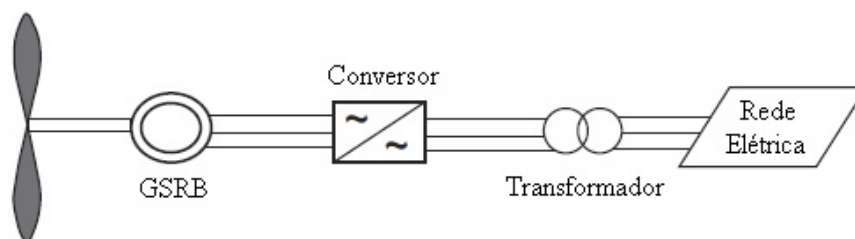
O GIDA possui várias vantagens, como capacidade de controlar de forma independente as potências ativa e reativa. O GIDA não tem necessariamente que ser magnetizado pela rede elétrica, pois pode ser magnetizado pelo circuito do rotor. Também é capaz de produzir potência reativa pelo conversor do lado da rede elétrica. Entretanto, o conversor do lado da rede elétrica opera normalmente com um fator de potência unitário e não está envolvida na troca de energia reativa entre a turbina eólica e a rede elétrica. No caso de uma rede elétrica fraca, em que a tensão pode variar, o GIDA pode ser ordenado para produzir ou absorver uma quantidade de energia reativa, com o propósito de controlar a tensão da rede elétrica.

A capacidade nominal dos conversores é de aproximadamente 25% da capacidade nominal do gerador (VIEIRA, 2009). Assim, o custo do conversor aumenta quando a faixa de velocidade em torno da velocidade síncrona torna-se mais abrangente. A seleção da faixa de velocidade é, portanto, baseado na otimização econômica dos custos de investimento e no aumento da eficiência. Uma desvantagem do GIDA é a inevitável necessidade de anéis deslizantes.

## 2.4.2 GERADOR SÍNCRONO COM ROTOR BOBINADO

O Gerador Síncrono com Rotor Bobinado (GSRB) é o carro-chefe da indústria de energia elétrica. Tanto o desempenho em regime permanente quanto o desempenho transitório durante uma falta tem sido bem documentado em uma série de trabalhos de pesquisa ao longo dos anos (HANSEN et al., 2001).

A adequação para aplicações em turbinas eólicas conectadas à rede elétrica é devido à possibilidade de ser construído com elevado número de polos e alta potência, permitindo desta forma, a conexão direta do rotor da turbina eólica ao gerador. Para operação em turbinas eólicas é preferível que o GSRB seja alimentado através de um conversor de potência, projetado para a potência nominal da turbina eólica, conforme ilustrado na figura 2.5. O conversor tem dois objetivos principais: (1) atuar como um amortecedor de energia para as flutuações de energia causadas por uma energia eólica inerentemente de rajadas e os transitórios oriundos da rede elétrica, e (2) para controlar a magnetização e evitar problemas de sincronismo com a rede elétrica. Desta forma, o gerador permite uma operação à velocidade variável de turbinas eólicas.



**Figura 2.5 – Configuração da turbina eólica com GSRB.**

O rotor é excitado com corrente contínua através de anéis coletores e escovas ou com uma excitatriz sem escovas com um retificador rotativo. Ao contrário do gerador de indução, gerador síncrono não precisa de qualquer outro sistema de compensação de energia reativa. O enrolamento do rotor, através do fluxo de corrente contínua, gera o campo de excitação, que gira a velocidade síncrona. A velocidade do gerador síncrono é determinada pela frequência do campo rotativo e do número de pares de pólos do rotor.

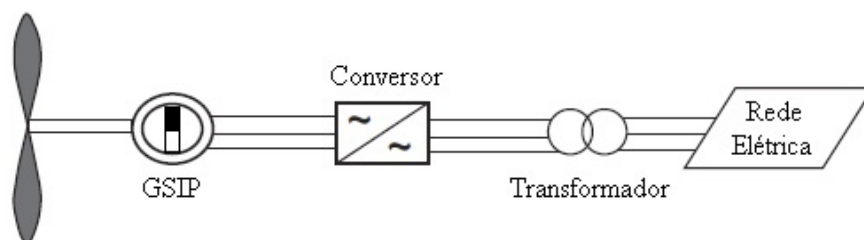


A turbina eólica com uma GSRB multipolar (baixa velocidade) e sem caixa de engrenagem, tem a vantagem de não necessitar de uma caixa de engrenagem. Mas o preço que tem de ser pago por um projeto sem engrenagens é alto, com um gerador grande e pesado e um conversor de energia que tem de lidar com toda a potência do sistema. Também se aplica o conceito de GSRB com quatro pólos (alta velocidade), mas com a utilização de uma caixa de engrenagem.

### 2.4.3 GERADOR SÍNCRONO COM ÍMÃ PERMANENTE

Muitos artigos de pesquisa têm sugerido a aplicação de Gerador Síncrono a Ímã Permanente (GSIP) em turbinas eólicas por causa da sua característica de auto-excitação, o que permite uma operação de um elevado fator de potência e uma elevada eficácia (ALATALO, 1996).

No ímã permanente da máquina, a eficiência é mais elevada do que na máquina de indução, pois a excitação é fornecida sem qualquer fonte externa. No entanto, os materiais utilizados para a produção de ímã permanente são caros, e são difíceis de trabalhar durante a fabricação. Além disso, a utilização de excitação do ímã permanente requer a utilização de um conversor de energia, a fim de ajustar a tensão e a frequência da rede elétrica. Esta é uma despesa adicional. No entanto, a vantagem é que a energia pode ser gerada a qualquer velocidade, de modo a se adequar às condições atuais. O estator do GSIP é bobinado e o rotor está equipado com um sistema de pólos de ímã permanente que pode ter pólos salientes ou não. Pólos salientes são mais comuns em máquinas de baixa velocidade e pode ser a versão mais útil para geradores eólicos. Tipicamente máquinas síncronas de baixa velocidade são do tipo pólos salientes e com vários pólos. Na figura 2.6 é ilustrada a turbina eólica com GSIP.



**Figura 2.6 – Configuração da turbina eólica com GSIP.**

Existem diferentes topologias de dispositivos de ímã permanente apresentados na literatura. Os tipos mais comuns são a máquina de fluxo radial, fluxo axial e a de fluxo transversal. Uma descrição detalhada de todos estes tipos é dada em ALATALO (1996).

A natureza síncrona do GSIP pode causar problemas durante a partida, sincronização e regulação de tensão. Ele não fornece imediatamente uma tensão constante (MITCHAM & GRUM, 1998). Outra desvantagem dos GSIP é que os materiais magnéticos são sensíveis à temperatura, por

exemplo, o ímã pode perder as suas qualidades magnéticas a temperaturas elevadas, ou durante uma falha, por exemplo. Portanto, a temperatura do rotor de um GSIP deve ser supervisionada e é necessário um sistema de arrefecimento.

## CAPÍTULO 3

### MODELO DE AEROGERADORES

#### 3.1 INTRODUÇÃO

O trabalho de modelagem consiste em levantar representações sob a forma de expressões matemáticas, capazes de descrever o comportamento de um determinado sistema elétrico, nesse caso, o comportamento de aerogeradores. Este tipo de desenvolvimento é fundamental no sentido de avaliar o comportamento dinâmico de uma rede elétrica, analisando em regime transitório ou permanente. É através do modelo analítico que se deve iniciar o estudo. Pelo uso do modelo, é possível determinar a influência de cada parâmetro no comportamento dinâmico. Pode-se, por exemplo, no caso de um motor ou gerador, definir seu comportamento mediante variações de tensão e frequência. Com este tipo de informação, é possível também realizar trabalhos de otimização, que podem ser valiosos quando aplicados em geração eólica, de maneira a maximizar a extração de potência. Este capítulo apresentará a metodologia empregada para o levantamento do modelo da máquina de indução em gaiola de esquilo e duplamente alimentada, juntamente com a representação aerodinâmica das turbinas eólicas e conversores. Por conseguinte, obtendo uma representação equivalente para o trabalho proposto.

#### 3.2 MODELO DINÂMICO DA TURBINA EÓLICA

A dinâmica de uma turbina eólica envolve conceitos mecânicos e aerodinâmicos, na qual se tem por objetivo encontrar a iteração entre os componentes que a compõem, com intuito de proporcionar o desempenho desejado para a situação a qual foi projetada.

No caso de turbinas eólicas, o sistema aerodinâmico pode ser desconhecido para aqueles que trabalham com modelos de simulação para análise de sistemas de potência. Por essa razão, uma introdução para a física básica da turbina rotor, vulgarmente representada, será descrita.

O objetivo de uma turbina eólica é transformar a energia cinética do vento, captada pelas pás ligadas ao rotor, e transformá-la em energia mecânica. Portanto, quando uma massa de ar  $m$  atravessa uma determinada superfície da área frontal  $A$  com uma velocidade  $U_w$  durante um certo intervalo de tempo  $\Delta t$ , a energia cinética causada pela densidade da massa de ar ( $1.225 \text{ kg/m}^3$ ) pode ser expressa em Joule (J) por (WALKER & JENKINS, 1997):

$$E_c = \frac{1}{2} \rho A U_w^3 \Delta t \quad (3.1)$$

Sendo  $\rho$  a densidade da massa do ar, na qual se adota  $1.225 \text{ kg/m}^3$ , também sendo expressa por:

$$\rho = \frac{m}{2AU_w\Delta t} \quad (3.2)$$

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

$$P_d = \frac{\Delta E}{\Delta t} = \frac{1}{2} \rho A U_w^3 \quad (3.3)$$

O rendimento global da turbina eólica pode ser calculado pela razão entre a potência mecânica ( $P_m$ ), captada pelo rotor da turbina, com a potência disponível ( $P_d$ ) de vento. Desta forma, o rendimento fornece uma medida de eficiência da turbina eólica em captar energia do vento e transforma-la em energia mecânica entregue ao rotor. Dada essa relevância, o rendimento da turbina eólica desempenha papel importante em projetos e análise de sistema eólico. Essa grandeza é denominada de coeficiente de potência, de acordo com:

$$C_p = \frac{P_m}{P_d} = \frac{P_m}{\frac{1}{2} \rho A U_w^3} \quad (3.4)$$

Entretanto, a potência mecânica ( $P_m$ ) no rotor da turbina eólica se define em Watts (W) como :

$$P_m = \frac{1}{2} \rho C_p A U_w^3 \quad (3.5)$$

Em virtude da complexidade aerodinâmica associada ao projeto de turbina eólica, os procedimentos utilizados nesta dissertação limitam-se à análise da curva de potência mecânica máxima desenvolvida pela turbina em relação à velocidade ótima do rotor, sob diversas condições de velocidade de vento. Essa curva é extraída pela relação  $C_p(\lambda, \beta)$  que define a característica de desempenho de uma determinada turbina eólica.

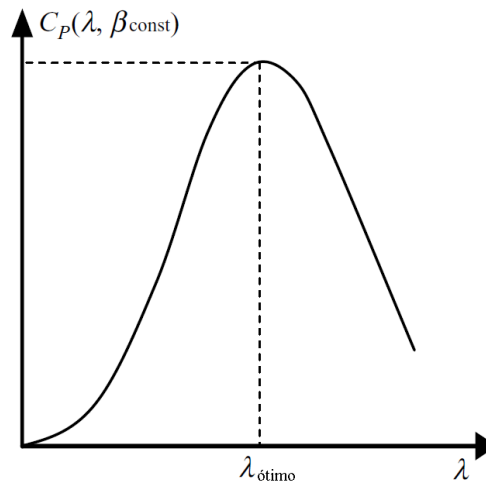
Em alguns casos a relação  $C_p(\lambda, \beta)$  é expressa aproximadamente por uma equação matemática definida por meio de dados experimentais que são fornecidos pelos fabricantes. Esta aproximação representa de maneira satisfatória o comportamento aerodinâmico da turbina no que se refere a estudos sobre estabilidade transitória de sistemas de potência (SLOOTWEG et al., 2003), de acordo com as equações a seguir:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.22 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{\left( \frac{12.5}{\lambda_i} \right)} \quad (3.6)$$

$$\lambda_i = \left( \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \right)^{-1} \quad (3.7)$$

Onde  $\beta$  é o ângulo de “pitch” ou ângulo de orientação das pás, em graus, e correspondente a uma variável de controle aplicada em aerogeradores de velocidade variável que auxilia a captar a máxima potência de vento. Também é utilizado como recurso de proteção para as turbinas eólicas na ocorrência de elevadas velocidades de vento. Nesse trabalho será adotado como constante.

O  $\lambda$ , descrito no capítulo 2, é a razão entre a velocidade da ponta da pá pela velocidade do vento, dada pela equação 2.1. Na figura 3.1 é ilustrado o comportamento  $C_p$ , no qual o ponto operacional ótimo de uma turbina eólica é dada pela velocidade do vento.



**Figura 3.1 – Coeficiente de potência para um ângulo da pá ( $\beta$ ) constante variando apenas o  $\lambda$ , obtendo a velocidade de vento ótimo.**

Tendo como base as equações 3.6 e 3.7, a potência mecânica pode ser reformulada:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho C_p(\lambda, \beta) A U_w^3 \quad (3.8)$$

Desta maneira, o torque mecânico pode ser expresso em N/m:

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_t} = \frac{1}{2} \rho \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \pi R_a^3 V^2 \quad (3.9)$$

Sendo  $\omega_t$  a velocidade angular do rotor em rad-mec/s.

### 3.3 MODELO PARA ESTUDO EM REGIME PERMANENTE

A inclusão de modelos precisos de aerogeradores para análise de sistemas elétricos é suma importância. Modelos de geradores em estado estacionário são obrigatórios para a análise da estabilidade e para inicializar os modelos dinâmicos, exigindo uma inicialização correta. Caso contrário, será desperdiçado um tempo considerável para encontrar um ponto de operação em regime permanente como condição inicial (SLOOTWEG, 2001). Assim, a solução do fluxo de carga pode fornecer um ponto de partida para inicializar os modelos dinâmicos (SLOOTWEG, 2001).

O modelo em regime permanente pode ser representado pelo modelo elétrico do gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo ou duplamente alimentado, tendo as equações partindo das transformações de Park, que são aprofundadas em KRAUSE et al., (1994). O modelo adotado utiliza as seguintes considerações, típicas da análise de máquinas elétricas de grande porte (KRAUSE et al., 1994).

- Simetria elétrica e espacial entre os enrolamentos do estator e rotor;
- Distribuição senoidal do campo magnético no entreferro do gerador;
- Circuito magnético linear;
- Perdas magnéticas e mecânicas desprezíveis.

No gerador de indução em gaiola de esquilo (GIGE) a corrente do estator cria um campo eletromagnético girante com velocidade angular síncrona  $\omega_s$  que induz as correntes nos circuitos de rotor, razão que denomina máquina de indução. A velocidade síncrona do campo girante induzido pelas correntes de estator se relaciona com a frequência da tensão elétrica aplicada ao estator por:

$$\omega_s = 2\pi f_s \quad (3.10)$$

Onde  $f_s$  é a frequência elétrica das tensões do estator da máquina em Hz.

O eixo do rotor do GIGE gira a uma velocidade diferente da velocidade síncrona. Essa diferença de velocidade entre o eixo do rotor da máquina e o fluxo magnético gerado pelas tensões do estator se dá o nome de escorregamento, definido por:

$$S = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (3.11)$$

Onde  $\omega_r$  é a velocidade de rotação do eixo do rotor em *rad/s*.

Em operação como gerador a velocidade de rotação do eixo do rotor deve ser superior à velocidade de rotação síncrona do campo eletromagnético, produzindo um escorregamento negativo. Quanto maior o torque mecânico aplicado ao eixo do rotor, maior a velocidade de rotação do mesmo e, conseqüentemente, maior o módulo do escorregamento.

Nessa dissertação a representação em regime permanente ocorreu por meio do programa ANAREDE, que utilizou os modelos para obter o fluxo de carga.

### 3.3.1 GERADOR DE INDUÇÃO EM GAIOLA DE ESQUILO

Visto a partir da rede elétrica, o primeiro componente é o GIGE, o qual é descrito pela seguinte equação em *pu* (por unidade) na coordenada *dq* do gerador. O GIGE é um gerador de

indução com uma tensão no rotor zero. As equações de tensão e torque elétrico da máquina podem ser escrito como (SLOOTWEG, 2003; KUNDUR, 1994):

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} + \omega_s \left( (L_s + L_m) i_{qs} + L_m i_{qr} \right) \quad (3.12)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} - \omega_s \left( (L_s + L_m) i_{ds} + L_m i_{dr} \right) \quad (3.13)$$

$$0 = -R_r i_{dr} + S \omega_s \left( (L_r + L_m) i_{qr} + L_m i_{qs} \right) \quad (3.14)$$

$$0 = -R_r i_{qr} - S \omega_s \left( (L_r + L_m) i_{dr} + L_m i_{ds} \right) \quad (3.15)$$

$$T_e = X_m (i_{ds} i_{qr} - i_{qs} i_{dr}) \quad (3.16)$$

Tendo:

$$L_{ss} = L_s + L_m \quad (3.17)$$

$$L_{rr} = L_r + L_m \quad (3.18)$$

$$X_s = \omega_s (L_{ss} - L_m) \quad (3.19)$$

$$X_m = \omega_s L_m \quad (3.20)$$

$$X_r = \omega_s (L_{rr} - L_m) \quad (3.21)$$

Onde:

$L_{ss}$  – Indutância mútua do estator;

$L_{rr}$  – Indutância mútua do rotor;

$L_s$  – Indutância do estator;

$L_r$  – Indutância do rotor;

$L_m$  – Indutância de magnetização;

$i_{ds}$  – Corrente no eixo direto do estator;

$i_{dr}$  – Corrente no eixo direto do rotor;

$i_{qs}$  – Corrente no eixo de quadratura do estator;

$i_{qr}$  – Corrente no eixo de quadratura do rotor;

$X_s$  – Reatância do estator;

$X_r$  – Reatância do rotor;

$X_m$  – Reatância do magnetização.

Adota-se que as correntes do estator e do rotor podem ser escritas da seguinte forma (KUNDUR, 1994):

$$\bar{I}_s = i_{ds} + j i_{qs} \quad (3.22)$$

$$\bar{I}_r = \frac{(i_{dr} + j i_{qr})}{\sqrt{2}} \quad (3.23)$$

Tem-se a partir das equações 3.22, 3.23 e 3.12-3.13:

$$\begin{aligned} \bar{V}_s &= -R_s \bar{I}_s - \omega_s L_{ss} \bar{I}_s + \omega_s L_m \bar{I}_r \\ &= -R_s \bar{I}_s - \omega_s (L_{ss} - L_m) \bar{I}_s + \omega_s L_m (\bar{I}_s + \bar{I}_r) \\ &= -R_s \bar{I}_s - j X_s \bar{I}_s + j X_m (\bar{I}_r + \bar{I}_s) \end{aligned} \quad (3.24)$$

Com as equações 3.22, 3.23 e 3.14-3.15 tem-se:

$$\begin{aligned} \bar{V}_r = 0 &= -\frac{R_r}{s} \bar{I}_r + j \omega_s L_{rr} \bar{I}_r - j \omega_s L_m \bar{I}_s \\ &= -\frac{R_r}{s} \bar{I}_r - j X_r \bar{I}_r + j X_m (\bar{I}_r + \bar{I}_s) \end{aligned} \quad (3.25)$$

A representação do circuito em regime permanente do GIGE é obtida por meio das equações 3.24 e 3.25, as quais são descritas em detalhes em KUNDUR, (1994). Na figura 3.2 tem sua representação.

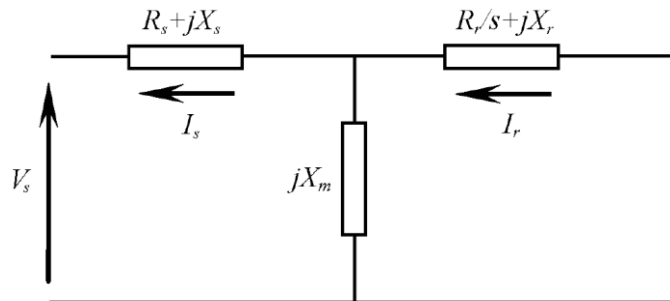


Figura 3.2 – Circuito equivalente do GIGE em regime permanente.

A potência ativa fornecida pelo GIGE em regime permanente é dada por  $P = \text{Re}\{\vec{V}_s \vec{I}_s^*\}$  podendo ser expresso na forma (TARNOWSKI, 2006):

$$P = \frac{V_s^2}{D} \left[ R_s \frac{R_s^2}{s^2} + R_s X_r^2 + X_m^2 \frac{R_s}{s} \right] - R_r I_r^2 \quad (3.26)$$

Da mesma maneira a potência reativa pode ser obtida por  $Q = \text{Im}\{\vec{V}_s \vec{I}_s^*\}$ , expressa por:

$$Q = \frac{V_s^2}{D} \left[ X_r (X_s X_r + X_m (X_s + X_r)) + X_s^2 \frac{R_s}{s} \right] - R_r I_r^2 \quad (3.27)$$

O torque eletromagnético de regime permanente é obtido a parti da equação 3.16 e utilizando parâmetros elétricos pode ser expresso como:



$$T_e = -\frac{3p}{\omega_e(1-S)} \frac{X_m^2 R_s}{D S} V_s^2 \quad (3.28)$$

Onde  $p$  é o número de polos e  $D$  dado por:

$$D = \left( \frac{R_s R_r}{S} - X_s X_r + X_m (X_s + X_r) \right)^2 + \left( R_s X_r + \frac{R_r}{S} X_s + X_m \left( R_s + \frac{R_r}{S} \right) \right)^2 \quad (3.29)$$

O GIGE geralmente é modelado como uma barra do tipo PQ, com a potência ativa gerada dada pelo fator de potência, tendo a potência reativa consumida calculada. A demanda de potência reativa pode ser expressa em função da tensão no barramento do GIGE. Usando a representação introduzida em FEIJÓO, (2000a), e posteriormente utilizado em COATH, (2004), como mostrado abaixo:

$$Q \approx V^2 \frac{X_c - X_m}{X_c X_m} + \frac{X}{V^2} P^2 \quad (3.30)$$

Onde  $Q$  é o consumo de potência reativa pelo gerador, e é calculado tendo em conta a reatância capacitiva ( $X_c$ ), reatância de magnetização ( $X_m$ ), soma das reatâncias do estator e rotor ( $X$ ), tensão no terminal ( $V$ ) e potência real ( $P$ ) do gerador.

Neste trabalho, foi assumido que o capacitor foi a principal fonte de energia reativa do gerador de indução.

### 3.3.2 GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO

O modelo do GIDA é semelhante ao GIGE. A primeira diferença está nos enrolamentos do rotor que não estão em curto-circuito, assim, a tensão do rotor não é igual a zero.

O GIDA pode ser incluído em estudos de fluxo de carga como barras do tipo PQ ou PV, podendo operar em modos de controle de fator de potência ou de tensão, respectivamente. Nessa dissertação se adotou o modo de controle de tensão (barra do tipo PV), que atua com ambas as potência ativa e tensão controladas. O GIDA pode ser representado em regime permanente como uma barra do tipo PV com limites definidos para potência reativa. Abaixo seguem as equações de tensões (SLOOTWEG, 2003):

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} + \omega_s \left( (L_s + L_m) i_{qs} + L_m i_{qr} \right) \quad (3.31)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} - \omega_s \left( (L_s + L_m) i_{ds} + L_m i_{dr} \right) \quad (3.32)$$

$$v_{dr} = -R_r i_{dr} + S \omega_s \left( (L_r + L_m) i_{qr} + L_m i_{qs} \right) \quad (3.33)$$

$$v_{qr} = -R_r i_{qr} - S \omega_s \left( (L_r + L_m) i_{dr} + L_m i_{ds} \right) \quad (3.34)$$

Tendo as equações 3.22, 3.23 e 3.31-3.34, temos:

$$\bar{V}_s = -\frac{R_r}{S}\bar{I}_s + j(X_s + X_m)\bar{I}_s + jX_m\bar{I}_r \quad (3.35)$$

$$\bar{V}_r = +R_r\bar{I}_r + jS(X_r + X_m)\bar{I}_r - jSX_m\bar{I}_s \quad (3.36)$$

Na figura 3.3 o circuito equivalente em regime permanente é derivado das equações 3.35 e 3.36, sendo a configuração padrão para um GIDA. Sendo o mesmo circuito equivalente da figura 3.2, com a diferença pela introdução da tensão do rotor,  $V_r(1 - S)/S$ . No circuito equivalente, todas as tensões e correntes têm a mesma frequência, que é a do estator ligado à rede de elétrica.

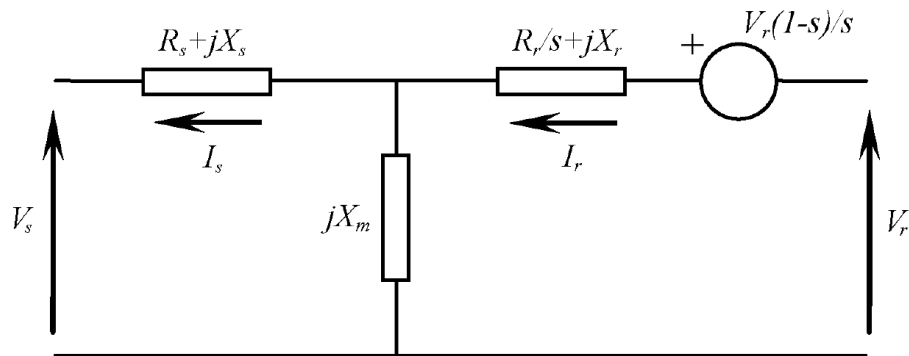


Figura 3.3 – Circuito equivalente do GIDA em regime permanente.

A formulação das potências ativa e reativa e do torque eletromagnético do GIDA é apresentada a seguir, realizando uma orientação de coordenadas  $dq$ , alinhando o eixo  $d$  com o fasor da tensão do estator, tendo  $V_{qs} = 0$ .

De acordo com a orientação de eixos adotada, a potência ativa nos terminais do estator e do rotor, em  $pu$ , são dadas por (TARNOWSKI, 2006):

$$P_s = v_{ds}i_{ds} \quad (3.37)$$

$$P_r = v_{dr}i_{dr} + v_{qr}i_{qr} \quad (3.38)$$

Onde  $P_s$  e  $P_r$  são a potência ativa e reativa, respectivamente.

Considerando as potências ativas do estator e do rotor em regime permanente em função das correntes do rotor, dadas por:

$$P_s = \frac{1}{R_s^2 + X_s^2} [(X_s i_{dr} - R_s i_{qr})X_m V_{ds} + R_s v_{ds}^2] \quad (3.39)$$

$$P_r = \frac{S}{R_s^2 + X_s^2} [(X_s i_{dr} + R_s i_{qr})X_m V_{ds} - R_s X_m^2 I_r^2] - R_r I_r^2 \quad (3.40)$$

Da mesma forma, definindo as orientações de eixo, a potência reativa nos terminais do estator e rotor, em  $pu$ , são dadas por:

$$Q_s = v_{ds}i_{ds} \quad (3.41)$$

$$Q_r = v_{dr}i_{qr} + v_{qr}i_{dr} \quad (3.42)$$

Considerando o estado de regime permanente, estas potências reativas do estator e do rotor em função das correntes do rotor são dadas por:

$$Q_s = \frac{1}{R_s^2 + X_s^2} [(R_s i_{dr} - X_s i_{qr}) X_m V_{ds} + X_s v_{ds}^2] \quad (3.43)$$

$$Q_r = \frac{1}{R_s^2 + X_s^2} [(R_s i_{dr} - X_s i_{qr}) X_m V_{ds} + X_s X_m^2 I_r^2] + S X_r I_r^2 \quad (3.44)$$

Por meio da equação 3.16 se obtém o torque eletromagnético em regime permanente, em  $pu$ , dado por:

$$T_e = \frac{1}{R_s^2 + X_s^2} [(X_s i_{dr} + R_s i_{qr}) X_m V_{ds} - R_s X_m^2 I_r^2] \quad (3.45)$$

As potências ativa e reativa nos terminais do estator e o torque eletromagnético, equações 3.39, 3.43 e 3.45 respectivamente, não dependem do escorregamento. Isso se deve ao fato de que as correntes do rotor são as variáveis manipuladas no referencial síncrono.

### 3.4 MODELO PARA ESTUDO DINÂMICOS

Os modelos dinâmicos permitem a integração contínua dos parques eólicos a rede elétrica, com estudos de estabilidade transitória sendo desenvolvidos e incorporados a programas computacionais de análise de estabilidade de sistemas de potência. Onde o desenvolvimento de modelos realísticos é um dos principais fatores que facilitam o desenvolvimento de soluções para os desafios enfrentados com o aumento da integração aos sistemas elétricos.

#### 3.4.1 GERADOR DE INDUÇÃO EM GAIOLA DE ESQUILO

O modelo dinâmico do GIGE, expresso com um conjunto de equações algébrico-diferenciais em função das tensões, correntes e fluxos eletromagnéticos do estator e do rotor, no sistema de coordenadas  $dq$ , é apresentado pelas equações abaixo (KUNDUR, 1994; KRAUSE; WASYNCZUK; SUDHOFF, 1994):

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} + \omega_s \psi_{qs} + \frac{1}{\omega_b} \dot{\psi}_{ds} \quad (3.46)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} + \omega_s \psi_{ds} + \frac{1}{\omega_b} \dot{\psi}_{qs} \quad (3.47)$$

$$0 = -R_r i_{dr} + (\omega_s - \omega_r) \psi_{qr} + \frac{1}{\omega_b} \dot{\psi}_{dr} \quad (3.48)$$

$$0 = -R_r i_{qr} - (\omega_s - \omega_r) \psi_{dr} + \frac{1}{\omega_b} \dot{\psi}_{qr} \quad (3.49)$$

$$\dot{\omega}_r = \frac{1}{2H_g}(T_{mg} - T_e) \quad (3.50)$$

$$\begin{bmatrix} \psi_{ds} \\ \psi_{qs} \\ \psi_{dr} \\ \psi_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{ss} & 0 & L_m & 0 \\ 0 & L_{ss} & 0 & L_m \\ L_m & 0 & L_{rr} & 0 \\ 0 & L_m & 0 & L_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \\ i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} \quad (3.51)$$

Onde:

$\psi_{ds}$  – Fluxo magnético de eixo direto do estator;

$\psi_{dr}$  – Fluxo magnético de eixo direto do rotor;

$\psi_{qs}$  – Fluxo magnético de eixo de quadratura do estator;

$\psi_{qr}$  – Fluxo magnético de eixo de quadratura do rotor.

$\omega_b$  – Frequência base do sistema em rad/s;

$H_g$  – Inércia do gerador.

Com o torque eletromagnético sendo representado pela equação 3.16.

O modelo utilizado para representar o comportamento dinâmico da máquina de indução está em *pu*, com exceção da inércia do gerador que se encontra em segundos e da frequência que se encontra em rad/s. Os valores das reatâncias de magnetização e resistência do rotor estão referenciados ao estator da máquina.

As componentes *d* e *q* das variáveis elétricas apresentadas estão referenciadas no sistema de coordenadas ortogonais, ilustrado na figura 3.4, o qual possui velocidade síncrona. Os eixos *A*, *B* e *C* representam os fasores das tensões de excitação trifásica do gerador.

O subíndice *d* indica que a variável é a componente de eixo direto da grandeza enquanto que o subíndice *q* indica a componente de eixo de quadratura da variável.

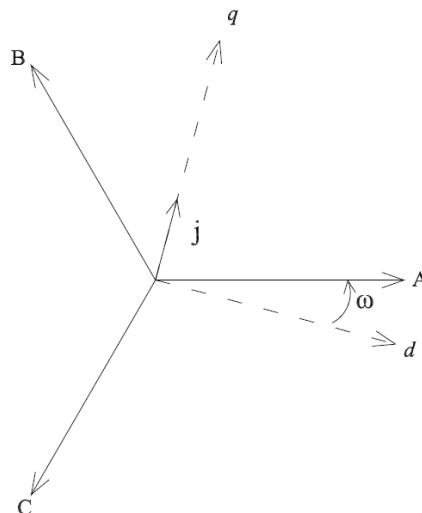


Figura 3.4 – Transformação de eixos ABC da máquina de indução para o eixo *dq*.

No estudo de sistemas de potência é comum o uso da representação fasorial para as variáveis elétricas da rede, assumindo que estas grandezas são senoidais e contendo apenas a componente fundamental. Dentro desta consideração, as componentes  $d$  e  $q$  das tensões, correntes e fluxos magnéticos no modelo do GIGE, equações 3.46-3.49, relacionam-se diretamente as partes reais e imaginárias dos fasores correspondentes.

Para uma variável genérica  $f$  as componentes se relacionam por:

$$\vec{f} = f_d + jf_q \quad (3.52)$$

O fluxo de potência para o GIGE está definido como positivo quando sai dos terminais do estator da máquina. Para a convenção adotada, tanto o torque mecânico quanto o torque eletromagnético são positivos para a máquina operando como gerador.

Na figura 3.5 está ilustrado o circuito equivalente do modelo elétrico do GIGE trifásico após a transformação de eixos para as componentes  $d$  e  $q$  (KRAUSE; WASYNCZUK; SUDHOFF, 1994).

As máquinas com rotor em gaiola de esquilo podem ser entendidas como máquinas de indução com os terminais do rotor curto-circuitados. Sendo assim, o modelo dinâmico se reduz com as equações 3.48 e 3.49 possuindo tensões no rotor nulas.

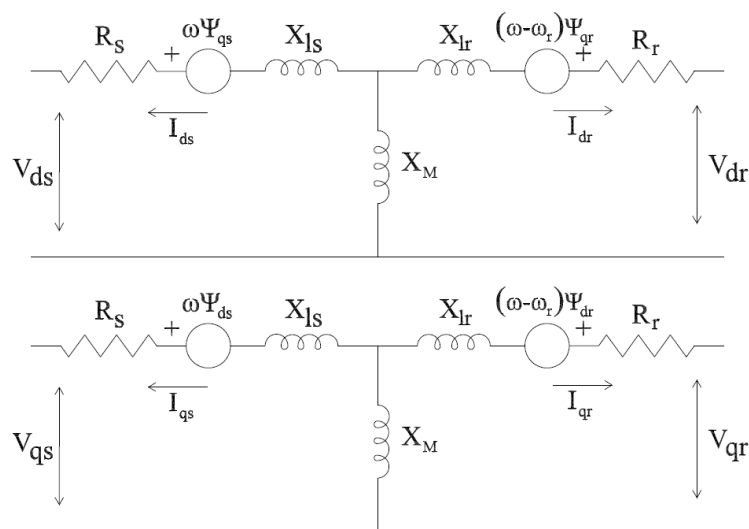


Figura 3.5 – Circuito equivalente do GIGE para um referência arbitrário.

### 3.4.1.1 MODELO DE ORDEM REDUZIDA DO GIGE

Para a representação do gerador de indução no estudo de estabilidade transitória, é comum a prática de redução da ordem do modelo. Corresponde a desprezar os transitórios do estator baseada em uma tensão atrás de uma reatância transitória, ou seja, as derivadas das componentes de eixo

direto e de quadratura do fluxo magnético do estator são consideradas nulas (FEIJÓO et al., 2000b; NUNES et al., 2004; VIEIRA, 2009).

Portanto, as equações 3.46-3.50 são transformadas em equações algébricas, desprezando  $\dot{\psi}_{ds}$  e  $\dot{\psi}_{qs}$  de acordo com as suposições definidas. O modelo elétrico reduzido do gerador de indução pode ser definido em termos que lembram o modelo comumente utilizado para análise de máquinas síncronas, como uma fonte de tensão em série com uma impedância transitória (BRETAS; ALBERTO, 2000).

Em estudos de sistemas de potência, os geradores geralmente são representados como uma tensão interna atrás de uma reatância transitória. Para obter uma representação similar para o GIGE, definem-se as seguintes tensões internas como novas variáveis de estado (HOLDSWORTH, 2003):

$$E_d = -\omega_s \frac{L_m}{L_{rr}} \psi_{qr} \quad (3.53)$$

$$E_q = \omega_s \frac{L_m}{L_{rr}} \psi_{dr} \quad (3.54)$$

Desprezando a dinâmica do estator, a respectiva frequência elétrica ( $\omega_e$ ) pode ser considerada constante e igual à frequência síncrona ( $\omega_s$ ). Com isso, o escorregamento pode ser definido como:

$$S = 1 - \omega_r \quad (3.55)$$

Considerando-se as simplificações realizadas, substituem-se as equações 3.53-3.55 em 3.46-3.49, tendo:

$$V_{ds} = E_d - R_s i_{ds} + X' i_{qs} \quad (3.56)$$

$$V_{qs} = E_q - R_s i_{qs} + X' i_{ds} \quad (3.57)$$

$$\dot{E}_d = \frac{1}{T_o} (E_d - (X_s - X') i_{qs} + S \omega_s E_q) \quad (3.58)$$

$$\dot{E}_q = \frac{1}{T_o} (E_q + (X_s - X') i_{ds} + S \omega_s E_d) \quad (3.59)$$

$$\dot{S} = -\frac{T_e + T_{mg}}{2H_g} \quad (3.60)$$

Onde:

$$X' = \omega_s \left( L_{ss} - \frac{L_m^2}{L_{rr}} \right) = X_s - \frac{X_r X_m}{X_r + X_m} \quad (3.61)$$

$$T_o = \frac{L_r + L_m}{R_r} = \frac{L_{rr}}{R_r} \quad (3.62)$$

O  $T_o$  é a constante de tempo de circuito-aberto que é expresso em segundos e  $X'$  é a reatância transitória.

Para o torque eletromagnético pode-se defini-lo como:

$$T_e = \dot{E}_q i_{qs} - \dot{E}_d i_{ds} \quad (3.63)$$

O modelo simplificado do GIGE para estudos de sistemas de potência é definido por 3.56-3.60 e 3.63. A variável  $\vec{E} = E_d + jE_q$  é a tensão interna do gerador, e juntamente com a  $X'$ , que em série com a resistência do estator, compõem a impedância transitória.

Com as equações 3.56-3.57 se obtém:

$$\vec{V}_s = \vec{E} - (R_s + jX')\vec{I}_s \quad (3.64)$$

Por meio da equação 3.64 pode-se obter o circuito equivalente do modelo simplificado do GIGE para estudos de sistemas de potência, conforme ilustrado na figura 3.6.

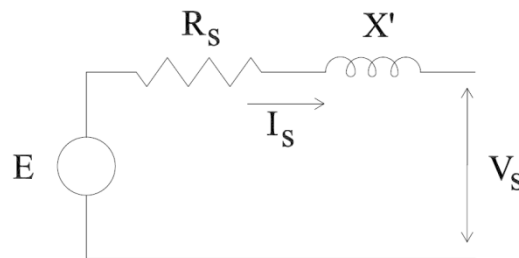


Figura 3.6 – Circuito equivalente do modelo de ordem reduzida.

### 3.4.2 GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO COM CONTROLES ASSOCIADOS

Tendo como base o gerador de indução modelado anteriormente, o modelo do gerador duplamente alimentado é obtido de maneira similar. Apresentando uma diferença básica na formulação das equações do rotor, o qual não se encontra curto-circuitado, ou seja, as tensões não são nulas. Continuando com a mesma convenção de sinais, define-se que as equações do GIDA são (SLOOTWEG, 2001):

$$v_{ds} = -R_s i_{ds} + \omega_s \psi_{qs} + \frac{1}{\omega_b} \dot{\psi}_{ds} \quad (3.65)$$

$$v_{qs} = -R_s i_{qs} + \omega_s \psi_{ds} + \frac{1}{\omega_b} \dot{\psi}_{qs} \quad (3.66)$$

$$v_{dr} = -R_r i_{dr} + S\omega_s \psi_{qr} + \frac{1}{\omega_b} \dot{\psi}_{dr} \quad (3.67)$$

$$v_{qr} = -R_r i_{qr} - S\omega_s \psi_{dr} + \frac{1}{\omega_b} \dot{\psi}_{qr} \quad (3.68)$$

Onde os fluxos magnéticos são os mesmos descritos na equação 3.51. Para o torque eletromagnético do GIDA pode ser representado pela equação 3.16.

### 3.4.2.1 MODELO DE ORDEM REDUZIDA DO GIDA

As equações que definem o comportamento em ordem reduzida do GIDA que diferem do modelo do GIGE são expressas por (HOLDSWORTH, 2003):

$$\dot{E}_d = \frac{1}{T_0} \left( E_d - (X_s - X') i_{qs} + S \omega_s E_q - \omega_s \frac{L_m}{L_{rr}} v_{qr} \right) \quad (3.69)$$

$$\dot{E}_q = \frac{1}{T_0} \left( E_q + (X_s - X') i_{ds} + S \omega_s E_d + \omega_s \frac{L_m}{L_{rr}} v_{dr} \right) \quad (3.70)$$

Além das equações descritas, é necessário definir as equações de correntes do rotor, utilizadas nas malhas de controle nos conversores. Deste modo, combina-se a equação 3.51 com as tensões transitórias de eixo direto e em quadratura apresentadas nas equações 3.53 e 3.54, respectivamente, obtendo (VIEIRA, 2009):

$$i_{dr} = \frac{L_m}{L_{rr}} i_{ds} + \frac{E_q}{L_m} \quad (3.71)$$

$$i_{qr} = \frac{L_m}{L_{rr}} i_{qs} - \frac{E_d}{L_m} \quad (3.72)$$

### 3.4.3 ESTRATÉGIA DE CONTROLE

Em máquinas de corrente contínua de excitação independente, devido à sua construção, o fluxo e a corrente de armadura já são naturalmente ortogonais e independentes no espaço. Essa característica fornece controle de magnetização e torque de maneira independente. Para máquinas de indução trifásica, os enrolamentos são defasados entre si em  $120^\circ$ , proporcionando acoplamento magnético. Deste modo, levando-se em conta o referencial das variáveis de fase, a magnetização e o torque são dependentes de três correntes, que variam a todo instante.

Em LEONHARD, (2001), apresentou-se a estratégia de *controle vetorial*, cuja principal característica é o uso de transformações de variáveis, o que permite passar das variáveis de fase  $ABC$  para um sistema de coordenadas girantes e ortogonais  $d$  e  $q$ . Essa transformação possibilita controlar de maneira separada o torque e a magnetização do GIDA, alterando-se o referencial das mesmas. Pode-se chamar de sistema desacoplado, pois, enquanto a componente de corrente do eixo  $d$  está associada à magnetização, a corrente do eixo  $q$  está associada ao torque.

Em RANGEL, (2005), apresenta o modelo de controle adotado nesta dissertação, com o esquema de elo de corrente contínua (CC) entre os conversores de tensão que estão ligados ao rotor e ao estator, conforme a figura 3.7. Por meio do controle vetorial, a velocidade do rotor (torque eletromagnético) e a potência reativa (tensão terminal) são controladas por meio do conversor ligado



ao rotor do GIDA. Seu principal objetivo é controlar a tensão terminal e a velocidade de rotação da máquina, otimizando a geração de potência. O dimensionamento do elo CC pode ser feito em função do escorregamento máximo adotado, devido à fração de potência ativa gerada que flui pelo mesmo.

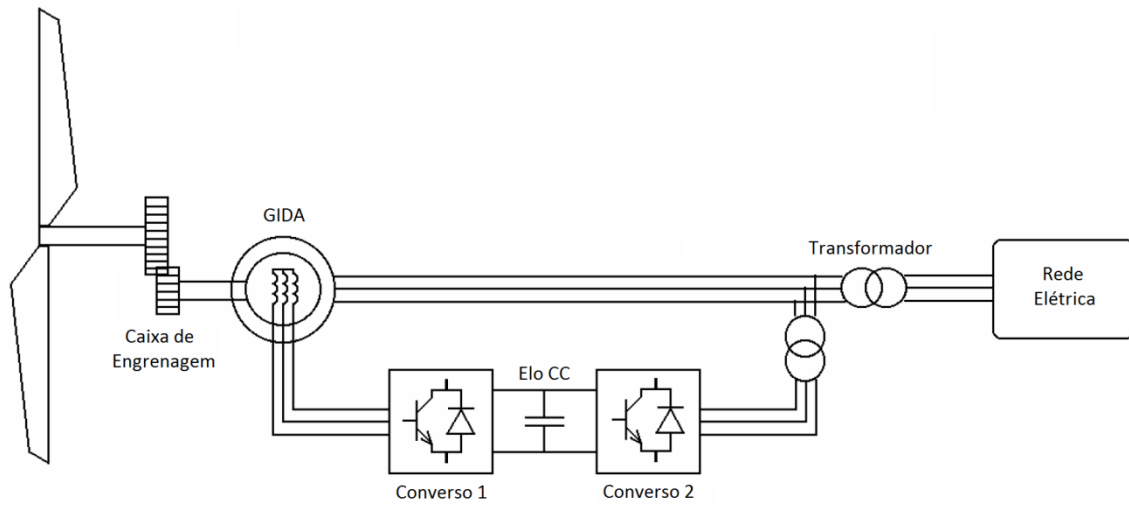


Figura 3.7 – Representação do GIDA, Elo CC e Conversores.

### 3.4.3.1 MODELO DO ELO CC

Independente do tipo de configuração dos conversores VSC (do inglês, Voltage Source Converters) ou dos esquemas de chaveamento, para estudo de fenômenos eletromecânicos podem ser considerados como fontes de tensão controlados com módulo ( $E_{Tk}$ ) e fase ( $\theta_k$ ), no qual o índice  $k$  representa o conversor 1 ou 2. Nos conversores o lado voltado para CA (Corrente Alternada) apresentam uma fonte de tensão e o lado voltado para o elo CC uma fonte de corrente, como mostra a figura 3.8 (RANGEL, 2005).

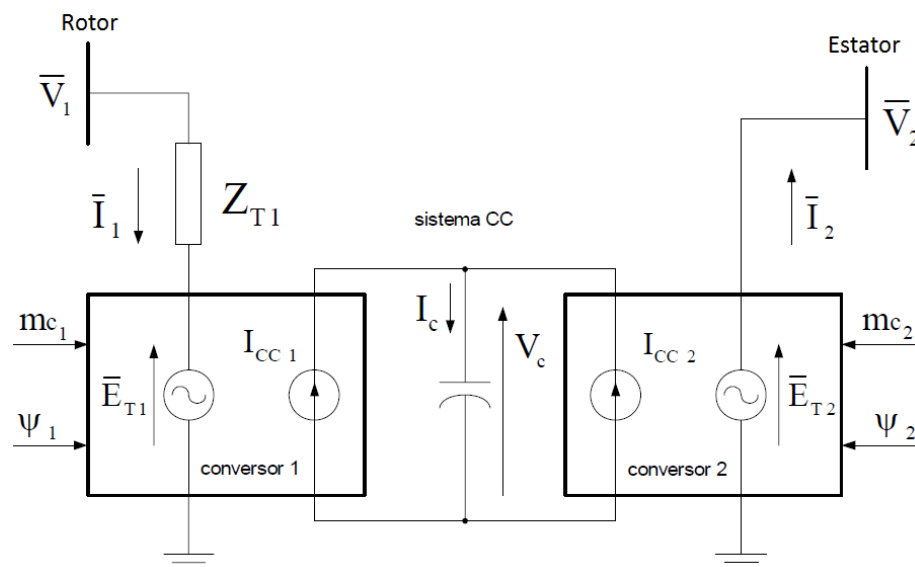


Figura 3.8 – Representação do Elo CC (RANGEL, 2005).

As variáveis  $E_{Tk}$  e  $\theta_k$  são obtidas a partir das componentes  $dq$  das tensões do conversor impostas pelo controle, as quais possibilitam a liberdade no controle de cada conversor de maneira independente, no qual  $E_{Tk}$  é proporcional à tensão no capacitor ( $V_c$ ) presente no elo CC e ao fator de modulação do conversor ( $m_{ck}$ ), conforme a equação 3.64. As correntes no elo CC ( $I_{ck}$ ) são calculadas por meio das correntes CA para um conversor sem perdas, conforme a equação 3.65. As constantes  $K_{ck}$  e  $K'_{ck}$  levam em consideração as relações de base e o fator de forma de onda gerada (RANGEL, 2004).

$$E_{Tk} = K_{ck} m_{ck} V_c e^{j\theta_k} \quad (3.64)$$

$$I_{ck} = K'_{ck} m_{ck} (I_{Rk} \cos(\theta_k) + I_{Ik} \sin(\theta_k)) \quad (3.65)$$

### 3.4.3.2 CONTROLE DO CONVERSOR PELO LADO DO ROTOR

Os controles da velocidade do rotor e da potência reativa do GIDA ocorrem por meio do conversor 1, em que técnicas de controle vetorial proporcionam o controle independente de tais variáveis. Na definição da estratégia de controle para o conversor 1, se assumiu que o eixo  $d$  está alinhado com o fluxo do estator, como mostra a figura 3.9. Uma vez alinhado, as variáveis de controle passam a ser valores contínuos, sendo possível sua regulação a partir de controladores PI (proporcional e integral).

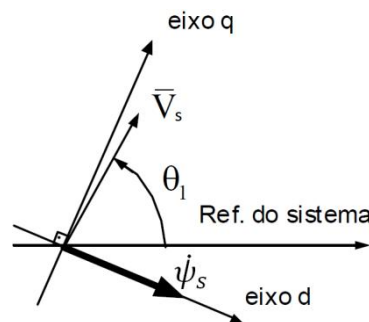


Figura 3.9 – Eixo de referência do Controle do Conversor 1 (Ligado ao Rotor)(RANGEL, 2005).

Neste trabalho se adota o ajuste da velocidade do rotor pela componente  $i_{qr}$  e o ajuste da tensão terminal por meio da componente  $i_{dr}$ . Na malha de controle proposta por RANGEL, 2005, essas variáveis se apresentam desacopladas, conforme a figura 3.10 e 3.11, tornando possível controlar ao longo dos eixos direto e em quadratura as tensões a serem injetadas no rotor, onde o ajuste de uma das malhas não interfere na outra.

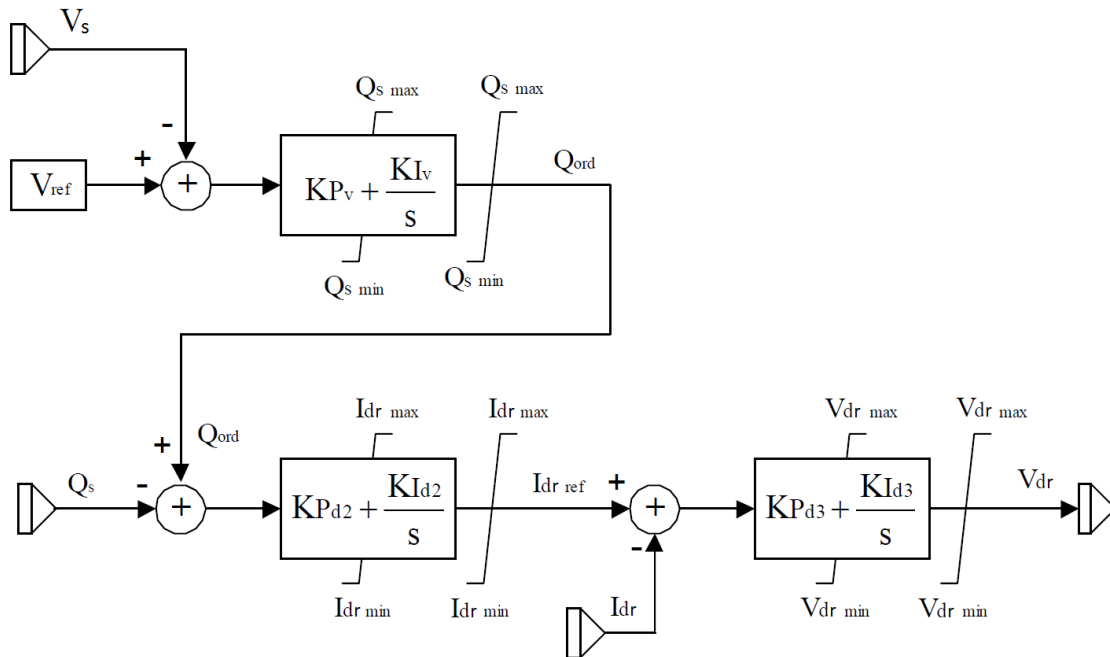


Figura 3.10 – Malha de Controle do Converso 1 (Ligado ao Rotor) para a Componente  $i_{dr}$  (RANGEL, 2005).

Em virtude da resposta da máquina com controle vetorial depende das malhas de controle P e Q, se fez necessário definir os limites no controle a fim de evitar esforços mecânicos exagerados e reversão transitória de potência ativa terminal (RANGEL, 2005).

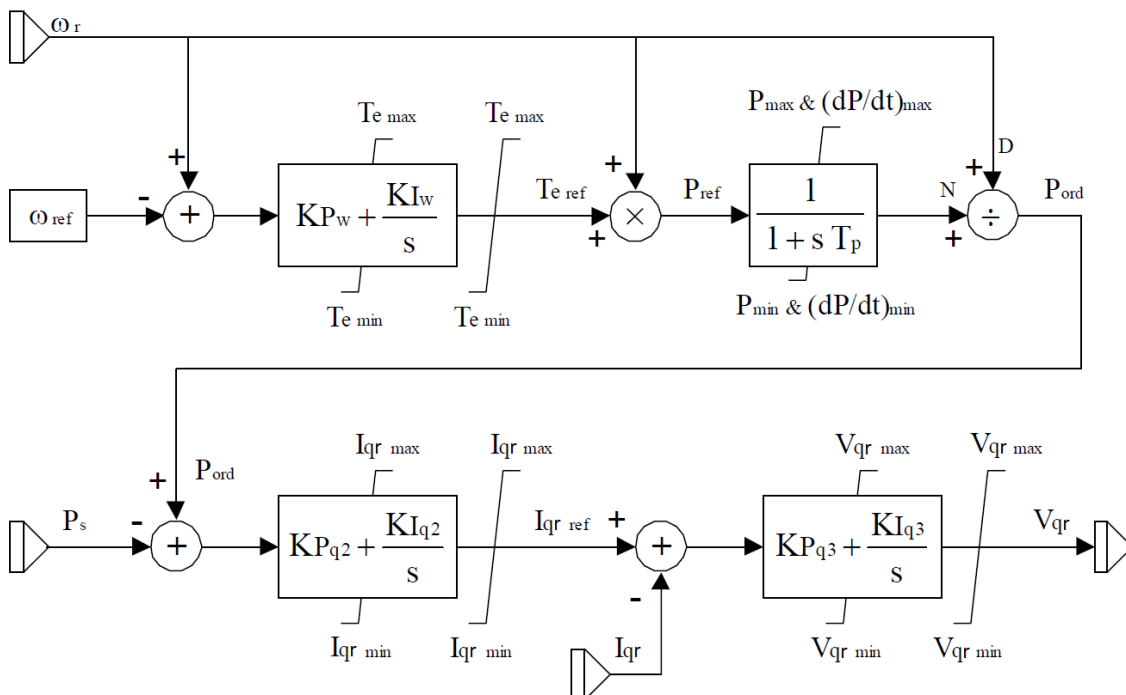


Figura 3.11 – Malha de Controle do Converso 1 (Ligado ao Rotor) para a Componente  $i_{qr}$  (RANGEL, 2005).

As constantes  $K_p$  e  $K_I$  são definidas no apêndice A, juntamente com os limites para cada bloco em que estão sujeitos.

### 3.4.3.3 CONTROLE PELO LADO DO ESTATOR

O principal objetivo do conversor ligado ao estator é manter a tensão no elo CC constante, independente do sentido da potência no circuito do rotor do GIDA, além de impor valores às correntes de troca com a rede elétrica a partir de um valor de potência reativa definida (VIEIRA, 2009). Com isso, adota-se a técnica de controle vetorial no qual a referência é o eixo  $q$  alinhado a tensão do estator ( $V_s$ ), possibilitando o controle desacoplado das potências ativa e reativa.

A figura 3.12 apresenta o eixo de referência usado para o controle do conversor ligado ao estator da máquina. Nesse conversor utiliza-se a componente  $v_{ds}$  para controlar a tensão no capacitor do elo CC e a componente  $v_{qs}$  para controlar a potência reativa drenada do estator da máquina.

Em RANGEL, 2005, se obteve a malha de controle para as componentes  $v_{ds}$  e  $v_{qs}$  adotada nesta dissertação, conforme ilustra a figura 3.13 e 3.14. Por meio delas é possível controlar a tensão no capacitor e o fator de potência no conversor.

No *apêndice A* consta os valores das constantes proporcionais e integrais utilizadas nas simulações.

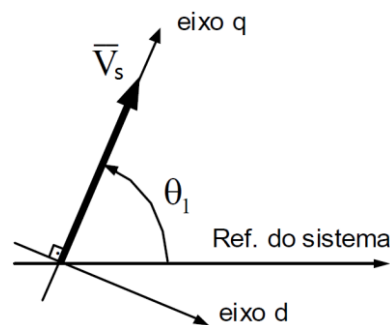


Figura 3.12 – Eixo de referência do Controle do Conversor 2 (Ligado ao Estator)(RANGEL, 2005).

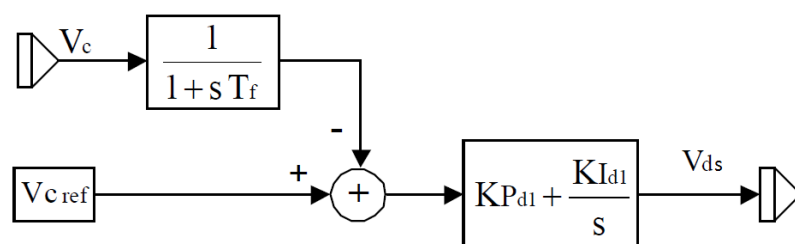


Figura 3.13 – Malha de Controle do Conversor 2 (Ligado ao Estator) para a Componente  $v_{ds}$  (RANGEL, 2005).

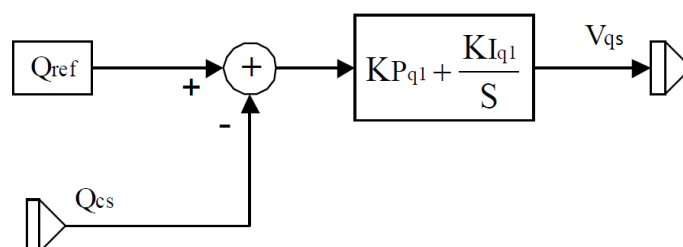


Figura 3.14 – Malha de Controle do Conversor 2 (Ligado ao Estator) para a Componente  $v_{qs}$  (RANGEL, 2005).

## CAPÍTULO 4

### METODOLOGIA DE CÁLCULO DO MODELO EQUIVALENTE

#### 4.1 INTRODUÇÃO

Com a expansão do aproveitamento da energia eólica no mundo e sua crescente penetração de geração na matriz energética dos sistemas de potência, tem-se a necessidade de estudos minuciosos em relação à estabilidade de sistemas de potência, tendo em vista a imperfeita compreensão de sua influência com uma maior integração deste recurso no comportamento dos sistemas de potência.

Devido à necessidade de várias simulações de um parque eólico que devem ocorrer com variação de vento, carga e curto-circuito, o tempo de simulação se torna um problema quando se trata de parques eólicos com dezenas ou centenas de aerogeradores de diferentes tecnologias para análise dos desempenhos dinâmico e transitório do sistema de potência, o que requer determinado custo computacional para seu processamento. Este trabalho propõe a utilização de um modelo agregado que represente o parque eólico por meio de um único aerogerador tendo o ajuste de seus parâmetros para representa-lo de maneira fiel, os quais terão tais valores fornecidos pelo Algoritmo Genético (AG).

O AG trabalha em conjunto com os softwares de Análise de Redes Elétricas (ANAREDE) e Análise de Transitórios Eletromecânicos (ANATEM) do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), possibilitando buscar tais parâmetros do aerogerador agregado e analisar seu comportamento transitório em relação ao modelo completo.

#### 4.2 ALGORITMO GENÉTICO (AG)

Os Algoritmos Genéticos (AG's) são métodos computacionais que simulam o comportamento evolucionário das espécies, baseados na teoria de Darwin, que objetiva otimizar uma dada função objetivo. Foram propostos por John Holland em 1975 e desde então têm sido aplicados em diversos problemas da engenharia. O AG permite uma simplificação na formulação e solução de problemas de otimização, pois incorporam uma solução potencial para uma estrutura semelhante à de um cromossomo e aplicam operadores de seleção, cruzamento e mutação a essas estruturas de maneira a preservar informações relevantes à solução do problema (COLEY, 1999).

O AG aplicado nesta dissertação é conhecido como Algoritmo Genético Simples (AGS), que abrange um conjunto de indivíduos ou população e um conjunto de operadores genéticos que atua sobre a população. Possui um número fixo de indivíduos, no qual as cadeias de caracteres estão em codificação real. Após analisar o problema a ser otimizado, deve-se definir a quantidade de indivíduos que terá a população, a formação cromossômica do indivíduo e as probabilidades de aplicação dos operadores genéticos. De acordo com a teoria da evolução, somente os indivíduos mais aptos de uma população sobrevivem, gerando descendentes (GOLDBERG, 1989).

O AG analisa um conjunto de soluções potenciais devidamente codificados que constitui a população, em seguida manipula os indivíduos mais aptos, utilizando dois operadores genéticos para a obtenção de uma população otimizada. Dentre as vantagens da utilização do AG, destacam-se a facilidade de implementação computacional, a inexistência de restrições quanto ao tipo do problema e a possibilidade de se integrar o algoritmo com aplicativos externos que calculem a função objetivo. Normalmente o AG é visto como um otimizador de funções, embora a quantidade de problemas para o qual o AG se aplica seja bastante abrangente.

O AG é um método probabilístico iterativo que mantém a cada iteração  $t$ , uma população de indivíduos (cromossomos)  $P(t)$ :

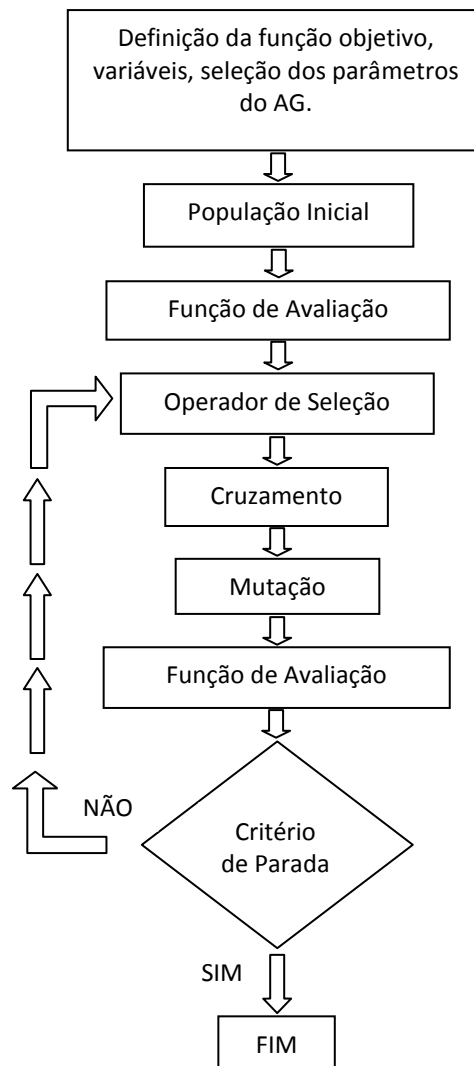
$$P(t) = (p_1^t, p_2^t, p_3^t, \dots, p_n^t) \quad (4.1)$$

Em termos matemáticos cada indivíduo,  $P(t)$  representa uma solução do problema associado. A cada iteração  $t$  existe um mecanismo que permite a renovação da população obtendo  $P(t)$  a partir de  $P(t - 1)$ .

A cada iteração  $t$  o indivíduo  $P(t)$  é avaliado segundo uma função que mede o nível de sua aptidão por critérios pré-definidos. Desta forma, aqueles indivíduos considerados mais aptos sobrevivem e passam para a população da iteração seguinte, e aqueles considerados menos aptos são descartados.

Este procedimento nos conduz a um processo de renovação iterativa das populações de maneira a tentar melhorar as qualidades genéticas de cada indivíduo a cada geração.

O programa com AG pode ser descrito pelo fluxograma mostrado na figura 4.1. Tendo definido os parâmetros, é escolhida uma população inicial e a qualidade ou aptidão desta população é determinada pela função objetivo. Em seguida, parte dos indivíduos é selecionada por elitismo para a próxima geração e o restante passa pelos operadores genéticos de cruzamento e mutação, originando novos indivíduos. Esse ciclo permanece até se atingido o critério de parada, que para essa configuração se baseia no número de gerações.



**Figura 4.1 – Fluxograma do Algoritmo Genético.**

Na criação da população inicial deve-se ter indivíduos com a maior variedade possível de genes para abranger todo espaço de busca, na qual são aplicados os operadores probabilísticos. Esses operadores possibilitam que uma dada solução ótima seja encontrada, devido à população de indivíduos explorar paralelamente o espaço de busca de soluções. Entretanto, para encontrar a melhor solução, que nessa dissertação se considera o mínimo global, é necessário que se tenha uma população com variedade genética suficiente para evitar a estagnação prematura em mínimos locais (VIEIRA, 2009). Na figura 4.2 tem-se a representação do espaço de busca.

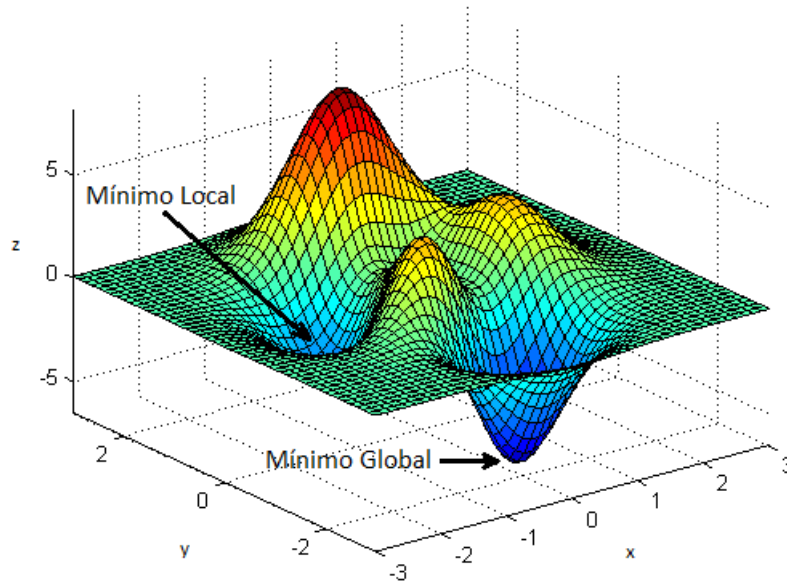


Figura 4.2 – Representação de um Espaço de Busca com Mínimo Local e Global.

### 4.2.1 TERMINOLOGIA

Em virtude do método de otimização AG se basear em uma teoria biológica, algumas equivalências entre o mundo biológico e a programação computacional são feitas. Em BAECK et al., (2000), tem-se a descrição terminológica:

- GENES: cada um dos elementos do cromossomo, representado por bits na codificação binária, números inteiros ou reais;
- CROMOSSOMO: Conjunto de genes que representam os valores das variáveis do problema;
- INDIVÍDUO: Um único membro da população. Nos algoritmos evolutivos, um indivíduo contém um cromossomo, que geralmente contém, pelo menos, uma representação de uma possível solução para o problema em questão. Outras informações, tais como certos parâmetros de estratégia e valor de aptidão do indivíduo geralmente são também armazenados em cada indivíduo;
- POPULAÇÃO: Conjunto de indivíduos que podem interagir uns com os outros por meio do cruzamento a fim de originar descendentes.
- GERAÇÃO: Conjunto de indivíduos pertencentes a uma população testados paralelamente através de operadores genéticos, a partir dos quais, nova população é obtida. O número de gerações pode ser usado como critério de parada do AG.



## 4.2.2 REPRESENTAÇÃO DO CROMOSSOMO

Existem várias maneiras de representação de um cromossomo, como por exemplo: binária, inteira e real. De acordo com a classe de problemas que se deseja resolver pode-se usar qualquer uma destas representações.

Normalmente a solução de um problema está associada a um cromossomo  $P(t)$ , conforme a equação 4.1, onde cada componente  $p_n^t$  representa um gene ou uma variável da solução.

A representação clássica dos algoritmos genéticos é a representação binária, devido ser a mais facilmente interpretada e se encaixar melhor aos operadores genéticos, entretanto nesta dissertação se adotou a codificação do tipo real devido as variáveis que se trabalha.

### 4.2.2.1 REPRESENTAÇÃO BINÁRIA

Na representação binária os indivíduos são codificados por uma sequência de dígitos binários (0 e 1), e sua utilização está vinculada a algoritmos de codificação e decodificação que permitem converter a solução para a sequência binária que a representa.

De forma ilustrativa, será considerado o problema de minimização da função como segue. Dada uma função  $f(x)$ , e um conjunto  $B \subset \mathbb{R}$ , encontre-se  $x^*$  tal que:

$$f(x^*) = \min \{f(x), \forall x \in B\} \quad (4.2)$$

Onde a função a ser minimizada é:

$$f(x) = - \left| x \sin \left( \sqrt{|x|} \right) \right| \quad (4.3)$$

Permanecendo no intervalo  $\{x \in \mathbb{R} | x < 512 \text{ e } x \geq 0\}$ , a figura 4.3 mostra o gráfico da função 4.3. Sua aptidão corresponderá ao valor da função em cada ponto da amostra.

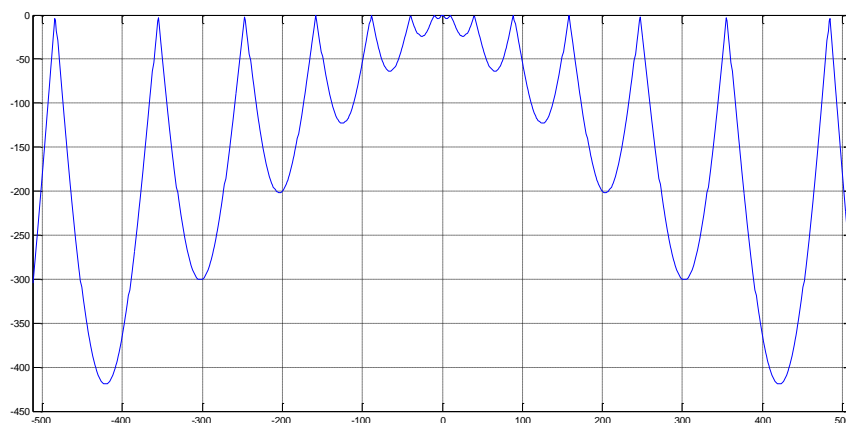


Figura 4.3 – Gráfico da função 4.3 no intervalo  $[-512, 512]$ .

Uma sequência binária é usada para representar os valores de  $x$ . A precisão obtida depende do tamanho da sequência, em que quanto maior a sequência, melhor será a precisão. Com 10 bits, pode-se representar 1024 valores diferentes cobrindo o intervalo  $[0, 512]$ , o que dá uma granularidade de 0.5 para  $x$ . Significa que a diferença mínima entre os pontos de amostragem utilizados pelo AG não poderá ser menor que 0.5. Utilizando-se 11 bits pode-se representar 2048 valores diferentes, dando uma granularidade de 0.25 para  $x$ . De forma geral, utilizando-se  $n$  bits é possível representar  $2^n$  valores distintos, o que dá uma granularidade conforme representada na equação 4.4.

$$\frac{x_{max} - x_{min}}{2^n} \quad (4.4)$$

Para mapear uma sequência de bits para um número real, a sequência é primeiro convertida para um número decimal, que é então mapeado a um número real. Por exemplo, a sequência binária 0001111000 corresponde ao número decimal 120, que representa o número real  $(120*512)/1024=60$  no domínio do problema, com uma imagem de -59.6503. De maneira geral o valor corresponde a uma sequência binária de tamanho  $n$ , equivalente ao número inteiro decimal  $d$ , é dada pela equação 4.5.

$$x_{min} + d * \left( \frac{x_{max} - x_{min}}{2^n} \right) \quad (4.5)$$

Na tabela 4.1 encontra-se a correspondência entre a sequência binária e valores no intervalo de 0 a 512. Geralmente para se obter uma precisão aceitável requer-se muitos bits e o problema torna o espaço de amostra muito grande.

A representação binária pode ser aplicada em qualquer problema, porém nem sempre se torna a representação mais natural ou adequada para um problema. A natureza específica do problema pode sugerir uma representação mais apropriada, com operadores de cruzamento e mutação próprios.

**Tabela 4.1 – Correspondência entre as sequencias binárias e valores reais do problema.**

BINÁRIO	VALOR REAL
0000000000	0.0
0000000001	0.5
0000000010	1.5
0000000011	2.0
⋮	⋮
1111111110	511.0
1111111111	511.5

#### 4.2.2.2 REPRESENTAÇÃO REAL (PONTO FLUTUANTE)

Na representação real o indivíduo é codificado como uma sequência de números em ponto flutuante.

No exemplo de minimização da equação 4.3, pode-se representar cada indivíduo pelo próprio valor real do domínio da função. No caso de funções de variáveis múltiplas, pode-se representar o indivíduo por uma sequência de números em ponto flutuante, sendo que cada elemento da sequência corresponderá a uma variável.

#### 4.2.2.3 REPRESENTAÇÃO POR INTEIROS

A representação por inteiros pode ser associada à solução de problemas de otimização combinatória, caracterizando-se pela busca de uma solução ótima dentro um conjunto finito de soluções.

Como exemplo, pode-se citar o problema do menor caminho em grafo direcionado, onde a melhor representação de um indivíduo é um vetor de inteiros em que representam alguma ordenação de nós. Considerando o cromossomo:

$$p = (1, 5, 2, 7, 9, 6, 4, 3, 8) \quad (4.6)$$

O vetor de números inteiros de  $p$  da equação 4.6, é uma solução de algum problema direcional de otimização, por exemplo, menor distância entre determinada cidade.

Os operadores genéticos definidos para essa representação são diferentes daqueles utilizados na representação binária ou real, pois a representação é interpretada de uma maneira peculiar.

#### 4.2.3 GERAÇÃO DA POPULAÇÃO INICIAL

A parte do espaço de busca a ser examinado pelo AG é chamada de população. Cada um dos indivíduos da população representa uma possível solução para o problema, isto é, um ponto no espaço de soluções. O procedimento para gerar uma população inicial para um algoritmo genético é muito simples para a maioria dos problemas, podendo ser gerada de forma aleatória ou heurística (com base no conhecimento prévio do problema).

Intuitivamente, quanto maior o número de indivíduos numa população, maior a abrangência do espaço de busca, podendo ser encontrado a solução ótima na primeira geração. Entretanto, em JOHNSON et al., 1997, a população deve ter tamanho finito com valores entre 30 a 100 indivíduos, o que resolve a maioria dos problemas de otimização. De toda maneira, as populações devem ter

grande diversidade genética, caracterizando a maior exploração paralela possível do espaço de busca, sendo uma vantagem do AG sobre os demais métodos convencionais que normalmente exploram uma possível solução por vez.

Uma vez gerada, a população é avaliada pela função objetivo ou aptidão, a fim de medir a sua qualidade.

#### 4.2.4 FUNÇÃO DE APTIDÃO (FITNESS)

Cada indivíduo da população é uma possível solução do problema e necessitasse avaliar a qualidade ou aptidão desses indivíduos. Essa aptidão, também chamada de *fitness*, é um ponto crítico do AG, pois é ela que está sendo otimizada. Comparando com a natureza, indivíduos com maior aptidão têm mais chances de sobreviver no ambiente e reproduzir-se, passando seu material genético para as gerações posteriores. Assim, cada indivíduo deve possuir um valor de aptidão não-negativo, obtido de uma função de avaliação, denominada função objetivo, que em casos simples, pode ser a própria função a otimizar.

O valor da aptidão advém da chamada função aptidão, obtida a partir da função objetivo, que nesse caso, é uma expressão matemática de minimização do problema que se deseja resolver, ou seja, o objetivo propriamente dito. Enquanto isso, a função aptidão é uma manipulação matemática da função objetivo, de modo que o resultado seja positivo e normalizado. Apesar do caráter didático dessa abordagem, ela não será empregada nessa dissertação, isto é, será utilizado um valor de aptidão igual ao resultado da função objetivo, tendo em vista que os problemas a serem estudados permitem esse tratamento direto, facilitando a terminologia e, conseqüentemente, a compreensão.

#### 4.2.5 OPERADOR DE SELEÇÃO

A seleção de indivíduos é realizada em cada geração, sendo aplicada sobre cada geração de tamanho  $n$ . Cada indivíduo possui uma probabilidade de escolha proporcional ao valor numérico da função de aptidão. Desta forma o operador de seleção é executado  $n$  vezes de maneira a escolher probabilisticamente os  $n$  melhores indivíduos nos quais outros operadores (cruzamento e mutação) serão aplicados.

Em BAECK et al., (2000) apresenta os principais métodos de seleção desenvolvidos para seleção de 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 dissertação, deu-se ênfase ao método de seleção tipo “ranking” geométrico normalizado, implementado na biblioteca The Genetic Algorithm Optimization Toolbox (GAOT) desenvolvida em código MATLAB pela North Carolina State University (NCSU) (HOUCK, et al., 1995).

#### 4.2.5.1 “RANKING” GEOMÉTRICO NORMALIZADO

Nos métodos do tipo “ranking” os indivíduos são selecionados com base em seus “ranks” na população, desse modo evita-se a proliferação de novos indivíduos e diminui a pressão seletiva que causam problemas na convergência do algoritmo.

Nesse método o AG não se preocupa com a diferença absoluta entre os indivíduos, mas em qualifica-lo de maneira a identificar qual é o melhor indivíduo e classifica-los do melhor para o pior de acordo com seu valor numérico da função de aptidão. A cada indivíduo é relacionada uma probabilidade de seleção proporcional a sua posição no “rank”, baseada em alguma distribuição linear ou não-linear.

A distribuição normalizada força a soma das probabilidades de seleção dos indivíduos a ser igual à unidade.

$$P_{cross} = q * (1 - q)^{r-1} \quad (4.7)$$

$$q = \frac{q}{1-(1-q)^N} \quad (4.8)$$

$q$  – Probabilidade de selecionar o melhor indivíduo;

$r$  – Posição do indivíduo em cada “ranking”;

$N$  – Tamanho da população.

A pressão seletiva pode ser controlada por meio do valor de probabilidade  $q$ . Entretanto, não se têm regras que determinem o valor mais apropriado para probabilidade. Métodos baseados no “ranking” frequentemente apresentam algumas vantagens sobre o método da roleta (MICHALEWICZ, 1996).

## 4.2.6 OPERADORES GENÉTICOS

Entre os principais operadores genéticos existentes, três podem ser citados: cruzamento, mutação e inversão. Dos três operadores, o cruzamento e a mutação têm uma importância significativa na evolução do AG (GOLDBERG, 1989). A inversão, por sua vez, é considerada como secundária para o AG.

Será abordado apenas os operadores genéticos de cruzamento e mutação devido terem sido utilizados no trabalho.

### 4.2.6.1 CRUZAMENTO

O objetivo do cruzamento é a permutação de material genético entre os pares de indivíduos previamente selecionados. Após a formação dos pares, os indivíduos são submetidos ao processo de cruzamento, sendo que este processo pode ou não ocorrer, de acordo com uma dada probabilidade de cruzamento  $P_{cross}$ .

Este operador genético é o responsável pela criação de novos indivíduos. Por esse motivo,  $P_{cross}$  deve ser alta estando geralmente entre 70 e 100% (RAHMAT-SAMII, 1999). Isto é similar ao que ocorre na natureza, onde a maioria dos casais possui filhos.

Em sistema de estudo grande e complexo, é utilizada geralmente a função matemática do tipo multi-variável e multi-modal. Nesse caso a utilização de uma representação binária que codifique uma quantidade considerável de parâmetros deste sistema pode requerer muito recurso computacional na exploração do espaço de busca. Com isso, é conveniente usar operadores genéticos projetados para trabalhar com codificação real. Segue os tipos de operadores genéticos de cruzamento utilizados na representação do cromossomo no tipo real:

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

GALVÃO & VALENÇA, (1999) apresentam resultados que demonstram que em problemas de otimização utilizando cruzamento aritmético são melhores que os demais métodos. Com base nesse estudo, utilizou-se tal método de cruzamento aritmético nesta dissertação.

#### 4.2.6.1.1 CRUZAMENTO ARITMÉTICO

O método de cruzamento aritmético (MICHALEWICZ, 1996) é aplicado a cada par de indivíduos (pais) com uma probabilidade  $P_{cross}$ . Seja o cromossomo  $P(1)$  o primeiro pai e  $P(2)$  o segundo pai. Os cromossomos filhos  $P(3)$  e  $P(4)$  são produzidos da seguinte forma:

$$P(3) = \beta * P(1) + (1 - \beta) * P(2) \quad (4.9)$$

$$P(4) = (1 - \beta) * P(1) + \beta * P(2) \quad (4.10)$$

Onde  $\beta$  é um número real, estando no intervalo  $[0,1]$ .

Algoritmos que utilizam o cruzamento aritmético não uniforme iniciam com  $\beta$  próximos a 0.5 e decrementam-no linearmente ao longo das gerações até próximo a 0. Isto permite explorar combinações lineares inicialmente mais longe dos pais e posteriormente bem mais próximas, refinando cada vez mais o processo de busca.

#### 4.2.6.2 MUTAÇÃO

O operador genético da mutação consiste na inserção de material genético novo na população. Este processo pode ou não ocorrer, da mesma forma que o cruzamento, de acordo com uma dada probabilidade de mutação. Geralmente, esta probabilidade deve ser muito baixa, em torno de 0 a 10%, para que o processo de otimização não se torne puramente aleatório (SIRINVAS & PATNAIK, 1994). Isto é análogo ao comportamento da natureza, onde raramente se veem mutações ou anormalidades nos indivíduos.

Após alterar o gene, o indivíduo resultante pode ter ou não melhor aptidão, porém, o propósito da mutação é criar novas soluções de maior variedade genética possível, procurando varrer todo o espaço de busca, mesmo quando o AG está estagnado, evitando que ele fique preso a ótimos locais. Sem a mutação, o AG não teria como repor material genético eventualmente perdido com a seleção e efetuariam uma busca com base apenas na informação genética da população inicial, restringindo o espaço de busca.

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

- Mutação Uniforme;
- Mutação Não-Uniforme;
- Mutação Não-Uniforme Múltipla.

Na presente dissertação, deu-se ênfase ao método de mutação não-uniforme, também implementado na biblioteca GAOT. A análise teórica do operador mutação não-uniforme está descrita no trabalho de NEUBAUER, (1997).

#### 4.2.7 ELITISMO

Essa técnica é bastante empregada para melhorar o desempenho do AG e reduzir os erros de amostragem. O objetivo é garantir a permanência dos melhores indivíduos (a elite) da população, de uma geração para a outra, mesmo que operações genéticas os tenham retirado. Geralmente, os indivíduos de maior aptidão são guardados e, após a seleção e os operadores genéticos, são substituídos no lugar daqueles de pior aptidão. Dependendo do tamanho da população, pode-se manter de um até dezenas dos melhores indivíduos.

### 4.3 MÉTODO UTILIZANDO AG

Na metodologia adotada, o AG é responsável por gerar valores para os parâmetros eletromecânicos que possam simular o comportamento do parque eólico detalhado por meio de um equivalente. Os valores ou variáveis ótimas são adquiridos num espaço de busca definido pelo usuário de maneira empírica, para posteriormente serem validados em programas responsáveis pela simulação estática e dinâmica. Esses programas são o ANAREDE (Análise de Redes Elétricas) e o ANATEM (Análise de Transitórios Eletromecânicos), ambos desenvolvidos pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL). Também foi utilizada a ferramenta GAOT, implementada em MATLAB, responsável por chamar as demais rotinas que executam o ANAREDE e o ANATEM.

Esses programas obtém o modelo equivalente do parque eólico, no qual ocorre a interação, que fornece no fim das simulações valores ótimo de resistência do estator ( $R_s$ ), reatância do estator ( $X_s$ ), reatância de magnetização ( $X_m$ ), resistência do rotor ( $R_r$ ), reatância do rotor ( $X_r$ ) e constante de inércia da turbina ( $H_w$ ). Essas variáveis são os parâmetros eletromecânicos, responsáveis pela dinâmica da máquina.

A população inicial é gerada de maneira aleatória pelo AG, que está implementado no MATLAB, criando  $n$  indivíduos que compõem a população e formando a primeira geração. Essa geração é criada de forma a tentar abranger a maior variedade possível de genes no espaço de busca, que será validado em seguida pelo ANAREDE/ANATEM para no final ser avaliado na função de aptidão.



O sistema elétrico abordado na simulação com sua topologia são definidos no arquivo de extensão PWF lido pelo ANAREDE, que proporciona o estudo estático do sistema elétrico com a execução do fluxo de potência baseada no método de Newton. No estudo da máquina de indução sem controles, o programa pode fornecer o valor do escorregamento, que será necessário no estudo dinâmico. Dependendo da tecnologia abordada, sendo GIGE ou GIDA, algumas das variáveis de busca podem ser declaradas ou não no ANAREDE, isso depende do sistema ou do modelo a ser utilizado, onde em determinados momentos se tem GIGE e seu modelo de máquina é declarado no ANAREDE e em outros momentos o GIDA, com as variáveis de seus modelos de máquinas sendo inseridas no ANATEM, cujo arquivo de entrada é conhecido pela extensão STB.

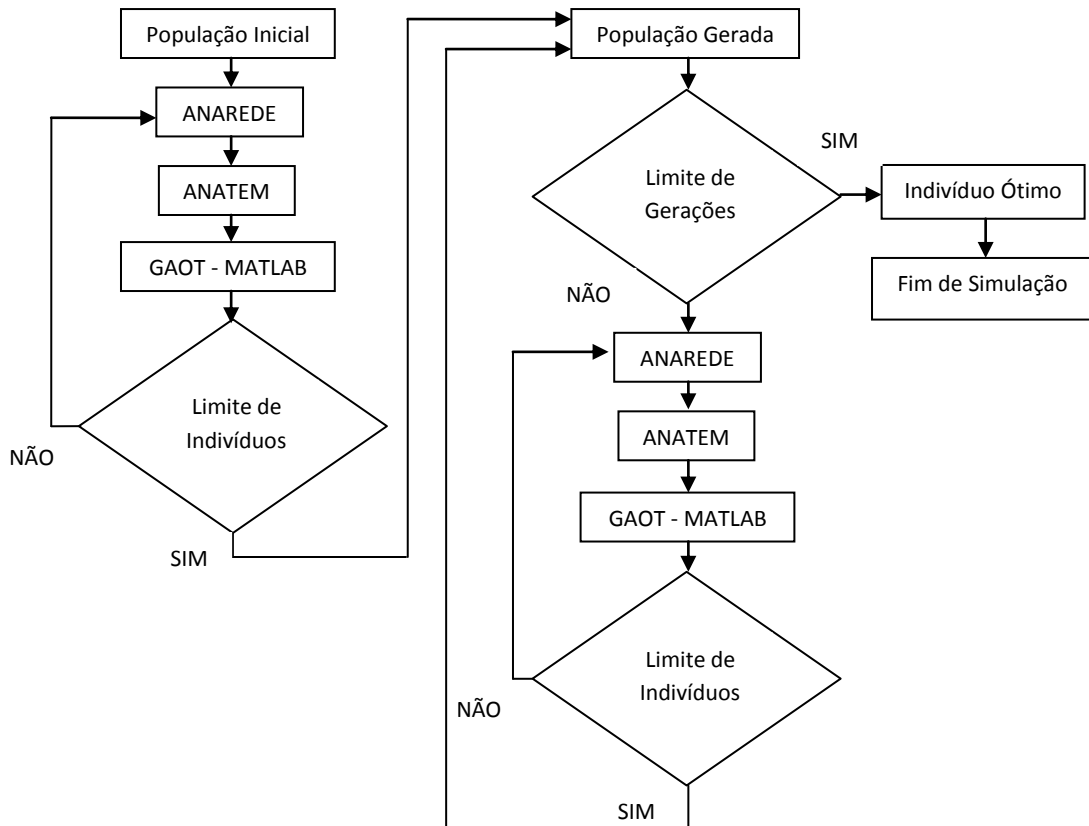
### 4.3.1 MÉTODO UTILIZANDO AG COM GIGE

No caso do GIGE, para obtenção do modelo equivalente, as variáveis  $R_s$ ,  $X_s$ ,  $X_m$ ,  $R_r$  e  $X_r$  são declaradas no ANAREDE em um código de execução chamado DMOT, no próprio arquivo PWF. Esse código de execução é definido para receber as variáveis de entrada do modelo de uma máquina de indução, podendo ser definido como motor ou gerador. A variável  $H_w$  da turbina eólica é declarada no ANATEM no mesmo código de execução citado anteriormente, porém, para esse caso o DMOT recebe apenas as variáveis que possuem afinidade com a dinâmica do sistema, como a inércia da máquina.

Com a criação da população inicial, os cromossomos com os parâmetros eletromecânicos devem ser validados individualmente passando por simulações no ANAREDE e ANATEM para posteriormente ter vinculado seu valor de aptidão por meio do GAOT, o que possibilita montar o ranking. No caso de uma população que possua 60 indivíduos, será executado 60 vezes o ANAREDE, ANATEM e GAOT, a fim de validar e definir os melhores indivíduos para que possam passar pelos operadores genéticos de cruzamento e mutação. Essa rotina se repetirá até atingir o número de gerações estipulado pelo usuário, apresentando como produto final o melhor indivíduo, que possui os valores ótimos eletromecânicos do modelo equivalente do parque eólico detalhado. Na figura 4.4 consta o fluxograma de simulação do GIGE.

A interligação presente entre o ANAREDE e o ANATEM se dá por relatórios de saída do ANAREDE que são lidos por rotinas computacionais, programadas em C++, e alterados no arquivo de entrada do ANATEM. Essas rotinas são executadas a partir do MATLAB que funciona como programa principal. Outro arquivo importante que integra os programas é o arquivo histórico (extensão SAV) que possui dados da solução do fluxo de carga necessária para a realização da simulação dinâmica.

Este último arquivo é gerado e lido sem a necessidade de rotinas computacionais extras, pois basta declarar o arquivo de extensão SAV nos arquivos de entrada do ANAREDE (PWF) e do ANATEM (STB).



**Figura 4.4 – Fluxograma da metodologia de simulação do GIGE.**

Após executar o fluxo de carga por parte do ANAREDE, têm-se os arquivos base que o programa ANATEM necessita para o estudo de estabilidade. Nos dados de entrada do ANATEM encontra-se a  $H_w$  da turbina eólica, que é representada por apenas uma massa (inércias da turbina e do gerador). Os modelos dinâmicos das máquinas síncronas da rede IEEE 14 barras, na qual o parque eólico está integrado, e das máquinas de indução, são declarados por meio dos arquivos de extensão CDU. Esses arquivos possuem modelos de representação com grandezas referidas ao longo dos eixos de referência síncrona  $dq$ .

Em seguida, aplica-se o curto-circuito de 50 milissegundos na barra da geração eólica. O programa tem como resultado a resposta no domínio do tempo, onde para efeito de busca dos parâmetros eletromecânicos, a priori são necessárias apenas às respostas das potências ativa e reativa no barramento da coletora do parque eólico.

De posse das potências ativa e reativa para um determinado tempo de simulação, entra em atuação a implementação computacional do AG no MATLAB. Essa implementação, conhecida como GAOT, foi utilizada na codificação real, sendo o responsável direto por medir o grau de aptidão de cada indivíduo comparando as potências ativa e reativa do parque eólico detalhado com as do

equivalente, dada pela equação 4.11. Com o valor de aptidão de cada cromossomo se monta o ranking por meio da minimização do erro. De maneira simples, os programas ANAREDE e ANATEM validam todos os cromossomos de uma população com a finalidade de fornecer condições, potências ativa e reativa, para que o GAOT monte o ranking normalizado, habilitando a entrada dos operadores genéticos de seleção, cruzamento e mutação.

$$F = \min \left( \sum_{i=1}^n (P_{Eq} - P_{Det})^2 + \sum_{i=1}^n (Q_{Eq} - Q_{Det})^2 \right) \quad (4.11)$$

Onde  $P_{Eq}$  e  $Q_{Eq}$  são as potências ativa e reativa do parque eólico equivalente, respectivamente,  $P_{Det}$  e  $Q_{Det}$  as potências ativa e reativa do parque eólico detalhado, respectivamente. O  $n$  equivale a um ponto num intervalo de tempo, nesse caso a cada 5 milissegundos, que auxiliará na comparação do modelo detalhado ao equivalente.

Com a geração e o ranking completos, 8% dos melhores indivíduos são selecionados para a próxima geração, processo conhecido como elitismo, e os demais passam pela atuação dos operadores genéticos de cruzamento e mutação, onde a mutação é aplicada em apenas 1% dos indivíduos em todas as gerações. O objetivo dessa mutação é evitar que o AG entre em estagnação devido a um mínimo local. Após a atuação dos operadores genéticos, tem-se a criação dos novos indivíduos que se integram a próxima geração, juntando-se aos demais indivíduos selecionados por elitismo. Desta forma, a simulação encontra os valores ótimos para o parque eólico equivalente.

### 4.3.2 MÉTODO UTILIZANDO AG COM GIDA

De forma semelhante ao GIGE, a obtenção do modelo equivalente do GIDA ocorre da mesma maneira, exceto pela ausência do ANAREDE na validação dos cromossomos que compõe a população, devido aos parâmetros eletromecânicos serem declarados somente no ANATEM. A configuração de busca do AG e a função objetivo permanecem inalteradas.

No caso do GIDA, as variáveis de busca do AG são declaradas no ANATEM em um código de execução chamado DMDF, responsável por introduzir as variáveis correspondentes a uma máquina de indução duplamente alimentada. O que simplifica as rotinas computacionais na obtenção do modelo equivalente. Na figura 4.5 apresenta o fluxograma da metodologia.

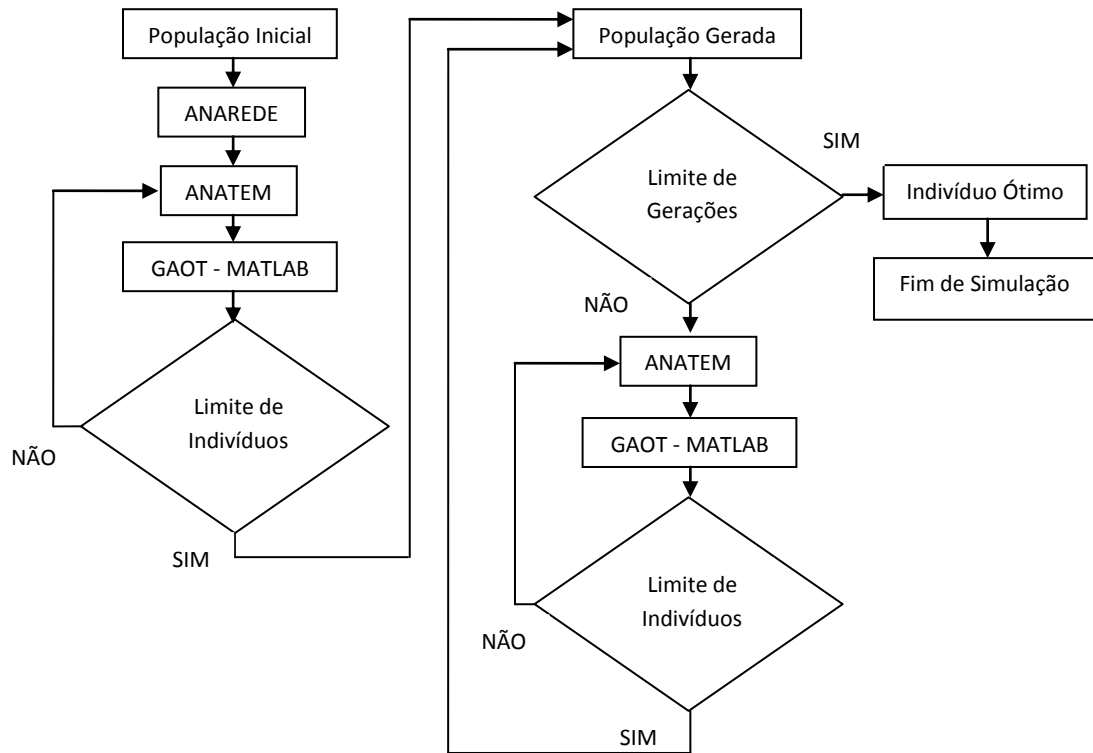


Figura 4.5 – Fluxograma da metodologia de simulação do GIDA.

## CAPÍTULO 5

### RESULTADOS

#### 5.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentados os resultados da metodologia proposta baseada em AG para obtenção de modelos equivalentes de parques eólicos equipados com os geradores GIGE e GIDA. O AG fornece os valores ótimos dos parâmetros eletromecânicos para representação dos modelos equivalentes dos aerogeradores GIGE e GIDA.

A metodologia proposta foi testada em dois sistemas elétricos. O primeiro sistema consiste de um parque eólico conectado a uma barra infinita, e o segundo possui um parque eólico conectado a rede elétrica do IEEE 14 Barras, sendo que neste último é avaliado o comportamento dinâmico tanto do barramento da coletora do parque eólico, como também das máquinas síncronas que compõem a rede elétrica do IEEE 14 Barras.

#### 5.2 PARÂMETROS DO ALGORITMO GENÉTICO

Os parâmetros considerados do algoritmo genético para obtenção dos parâmetros eletromecânicos dos geradores GIGE e GIDA são informações fundamentais da metodologia proposta, uma vez que, sem estes dados à simulação pode não ser reproduzida. Na tabela 5.1 a seguir são mostrados os parâmetros que configuram o AG proposto.

**Tabela 5.1 – Configuração do AG.**

<b>PARÂMETRO</b>	<b>CONFIGURAÇÃO NO AG</b>
<b>Codificação</b>	Tipo Real
<b>Método de Seleção</b>	Ranking Geométrico Normalizado
<b>Elitismo</b>	Selecionado os 8% melhores indivíduos
<b>Método de Cruzamento</b>	Aritmético
<b>Método de Mutação</b>	Não-uniforme
<b>Número de Indivíduos</b>	60 Indivíduos
<b>Número de Gerações</b>	150 Gerações

Além dos parâmetros de configuração intrínseca ao funcionamento do AG, é importante definir a dimensão do espaço de busca por meio dos limites de cada parâmetro que pertence aos modelos do GIGE e do GIDA. Esses limites baseiam-se nos parâmetros dos geradores de indução que estão presentes nos parques eólicos detalhados, deixando certa folga, de tal forma que a solução não se estagne precocemente e nem se perca num espaço de busca demasiadamente grande. Na tabela

5.2 são mostrados os valores mínimos e máximos para cada variável, no qual se tem como base as variáveis de cada tecnologia, permitindo uma folga para mais e menos, de maneira que o espaço de busca não exclua o valor ótimo global. Na simulação com o GIDA foi necessário introduzir a reatância do transformador ( $X_{Trf}$ ) ligado ao conversor.

**Tabela 5.2 – Limites para as Variáveis de Busca.**

LIMITES DO GIGE	LIMITES DO GIDA
$0.0 \leq R_s \leq 0.10$	$0.0 \leq R_s \leq 0.05$
$0.0 \leq X_s \leq 0.20$	$0.0 \leq X_s \leq 0.25$
$1.5 \leq X_m \leq 15$	$0.5 \leq X_m \leq 30$
$0.0 \leq R_r \leq 0.10$	$0.0 \leq R_r \leq 0.05$
$0.0 \leq X_r \leq 0.20$	$0.0 \leq X_r \leq 0.25$
$0.1 \leq H_w \leq 10$	$0.1 \leq H_w \leq 15$
	$0.005 \leq X_{Trf} \leq 0.16$

Outra definição necessária no sentido de orientar o AG na direção do ponto ótimo global, esta relacionada ao perfil das variáveis que integram cada gerador de indução. Sabendo que os valores das resistências são sempre menores que das reatâncias, definiu-se por meio do algoritmo na figura 5.1 que tais valores devem respeitar essa condição.

```

Se  $X_s < R_s$ ,
    $R_s = (X_s - 0.1)$ ;
Fim

Se  $X_r < R_r$ 
    $R_r = (X_r - 0.1)$ ;
Fim

```

**Figura 5.1 – Algoritmo que Condiciona Valores de Resistência e Reatância.**

## 5.3 ESTUDOS DE CASO

### 5.3.1 BARRAMENTO INFINITO

A escolha por utilizar o barramento infinito se dá pelo motivo de ser uma rede elétrica robusta e de simples implementação, possuindo frequência e tensão constante independente do nível de perturbação ou da quantidade de potência fornecida ou absorvida. A conexão de um parque eólico a uma barra infinita é uma análise comum em estudo de estabilidade de sistemas de potência. A barra infinita representa um grande sistema elétrico, de porte muito maior que o parque eólico (SIMÕES COSTA, 2007).

A suposição de que a frequência é constante na barra infinita é equivalente a considerar que a inércia da máquina equivalente que compreende o barramento infinito ou sistema de grande porte

é "infinita", perante o gerador de indução. Por outro lado, considerar a tensão constante compreende a considerar nula a impedância da máquina do barramento infinito.

### 5.3.1.1 GIGE LIGADO AO BARRAMENTO INFINITO

O modelo detalhado do parque eólico é representado pelos aerogeradores individuais e pela rede elétrica interna do parque eólico, com linhas e transformadores. Os valores empregados na modelagem detalhada do parque eólico encontram-se no *apêndice B*. O espaçamento entre os ramos dos aerogeradores até a coletora foi definido em 1,0 Km e o espaçamento entre um aerogerador e outro do mesmo ramo foi definido em 450 metros. A figura 5.2 mostra a representação do parque eólico detalhado interligado por meio de um transformador ao barramento infinito.

As máquinas utilizadas na simulação possuem características eletromecânicas distintas, estando divididas por ramos. O primeiro ramo possui geradores GIGE de 3MW e o segundo ramo consiste de geradores GIGE de 2 MW, ambos conectados a coletora (barra 2) que possui uma ligação através de um transformador elevador com o barramento infinito. Os barramentos que estão conectados os geradores de indução (barra 4, 6, 8 e 10) são definidos como barras do tipo PQ, que possuem as potências ativa e reativa definidas como constante. Na tabela 5.3 são mostrados os dados das máquinas utilizadas na simulação.

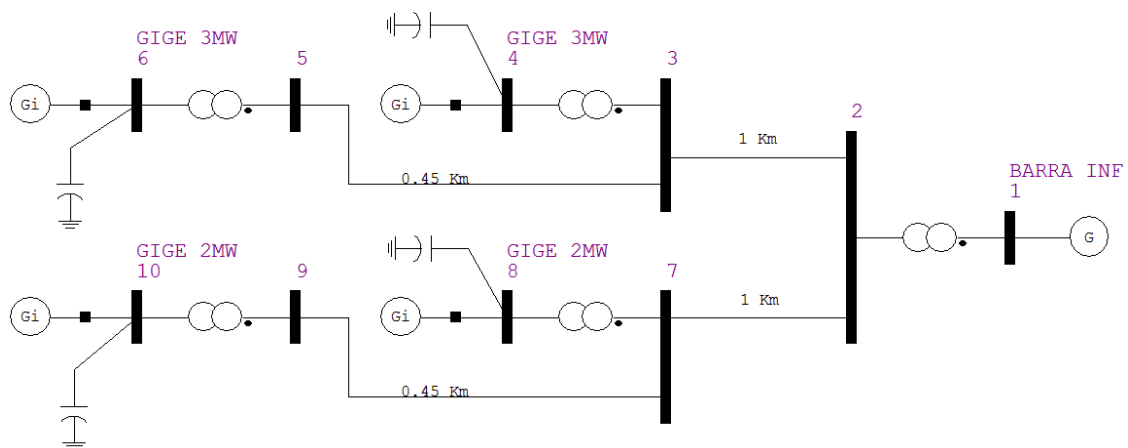


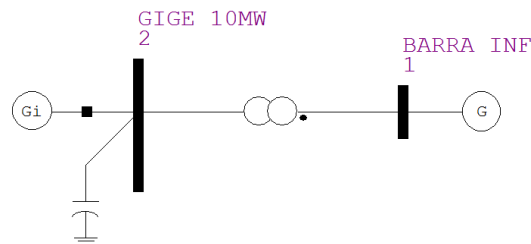
Figura 5.2 – Parque Eólico Detalhado com GIGE Ligado ao Barramento Infinito.

Tabela 5.3 – Parâmetros do GIGE de 2MW e 3MW.

PARÂMETROS DO GIGE	2 MW	3 MW
Resistência do Estator $R_s$ (pu)	0.0070	0.0048
Reatância do Estator $X_s$ (pu)	0.1331	0.1248
Reatância de Magnetização $X_m$ (pu)	5.6920	6.77
Resistência do Rotor $R_r$ (pu)	0.0079	0.0043
Reatância do Rotor $X_r$ (pu)	0.1434	0.1791
Constante de Inércia $H_w$ (s)	3.0	4.5

Com os parâmetros definidos do modelo detalhado do parque eólico, um curto-circuito de 50 ms é aplicado na barra coletora (barra 2) com a finalidade de obter as respostas transitórias das potências ativa e reativa injetadas pelo parque eólico. O tempo total de simulação foi de 5s. Essas respostas oriundas do modelo detalhado são comparadas as respostas provenientes do modelo equivalente através da função objetivo do AG.

A figura 5.3 mostra a representação do parque eólico equivalente ligado diretamente ao barramento da coletora, com um banco de capacitores de 4 MVAR.



**Figura 5.3 – Parque Eólico Equivalente com GIGE Ligado ao Barramento Infinito.**

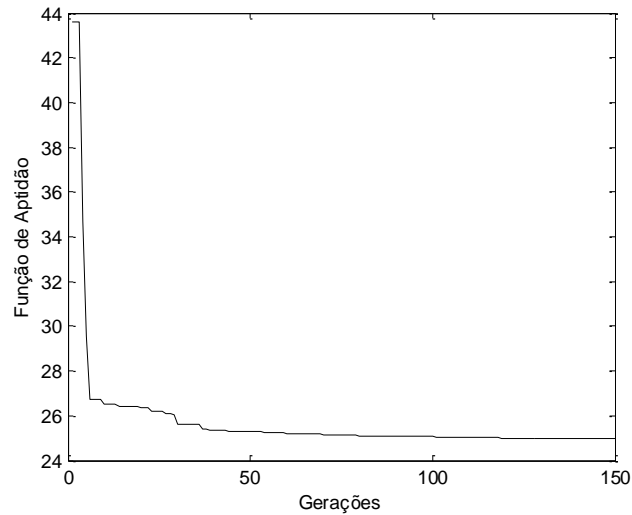
A tabela 5.4 apresenta os parâmetros ótimos, fornecidos pelo AG, do modelo equivalente do parque eólico. Foram usados 60 indivíduos na população inicial e 150 gerações como critério de parada. A figura 5.4 ilustra o desempenho de convergência da função de aptidão em relação ao número de gerações. Nota-se na figura 5.4 que a solução converge para um ponto subótimo logo nas primeiras gerações, entrando em estagnação após a geração 50. Pode-se considerar que a primeira geração possui uma boa diversidade de valores e que o espaço de busca está bem definido, não apresentando muita folga e nem suprimindo valores que poderiam ser fundamentais.

**Tabela 5.4 – Parâmetros do GIGE Equivalente de 10MW.**

PARÂMETROS DO GIGE	10 MW
Resistência do Estator $R_s$ (pu)	0.0093
Reatância do Estator $X_s$ (pu)	0.2322
Reatância de Magnetização $X_m$ (pu)	5.6408
Resistência do Rotor $R_r$ (pu)	0.0064
Reatância do Rotor $X_r$ (pu)	0.1202
Constante de Inércia $H_w$ (s)	3.5789

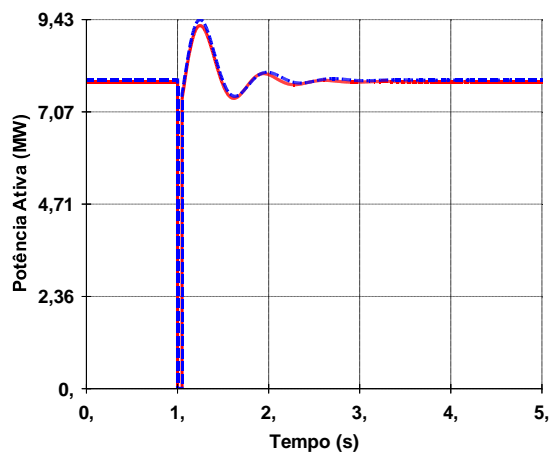
Os resultados de simulação mostram que as excursões de potência ativa e de potência reativa oriundas do modelo equivalente do parque eólico são similares as do modelo detalhado, como podem ser observadas nas figuras 5.5 e 5.6. A resposta dinâmica proveniente do uso modelo equivalente é considerada satisfatória, haja vista que apresentam curvas que tendem para o mesmo perfil de resposta do modelo detalhado, tanto para a potência ativa como para a potência reativa.



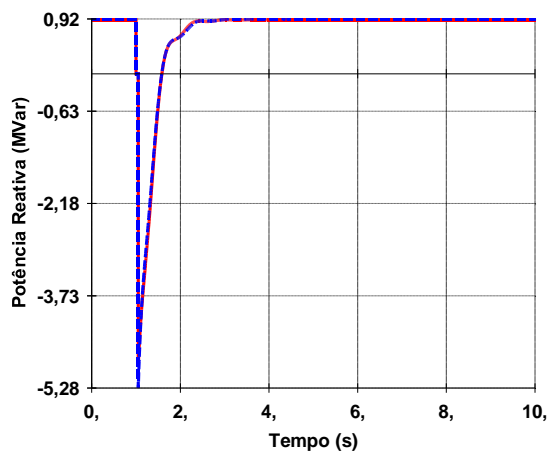


**Figura 5.4 – Convergência da Função Aptidão em Relação às Gerações para o Sistema com GIGE.**

Na figura 5.5 pode se observar que o parque eólico com GIGE está injetando 80 % da capacidade máxima de potência ativa, nesse caso de 10 MW.



**Figura 5.5 – Potência Ativa do Parque Eólico Detalhado (Vermelho) e Equivalente (Azul Tracejado) com GIGE, tendo um Curto-circuito na Coletora (Barra 2) de 50ms.**



**Figura 5.6 – Potência Reativa do Parque Eólico Detalhado (Vermelho) e Equivalente (Azul Tracejado) com GIGE, tendo um Curto-circuito na Coletora (Barra 2) de 50ms.**

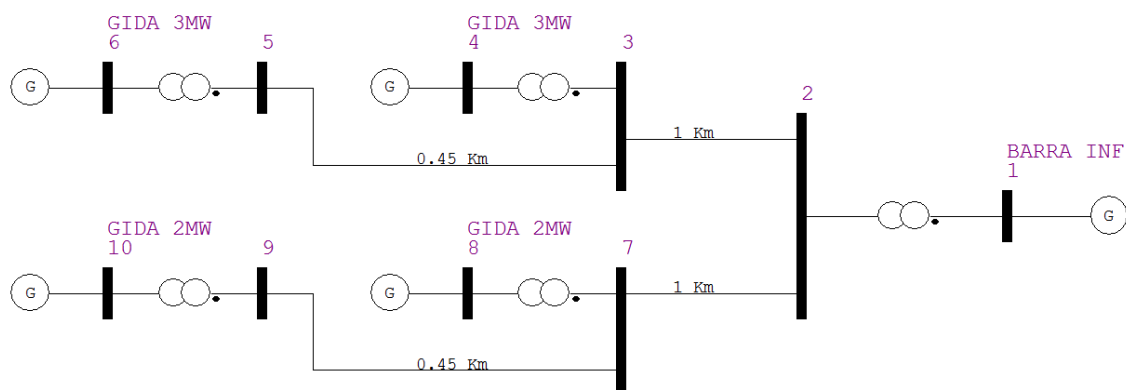
Os parques eólicos de grande porte, geralmente, consistem de dezenas ou centenas de turbinas eólicas, logo, o custo computacional elevado torna-se o principal gargalo para estudo de estabilidade que envolve simulação no domínio do tempo. A tabela 5.5 apresenta os tempos de simulação, em termos de custo computacional, obtidos pelo uso dos modelos detalhado e equivalente, respectivamente. Como pode ser observado, a redução do tempo de simulação obtido pelo uso do modelo equivalente é de 9% em relação ao obtido pelo uso do modelo detalhado. A redução não é significativa, tendo em vista que o parque eólico sob estudo é composto apenas por 4 turbinas eólicas individuais. Por outro lado, o tempo de simulação a ser obtido pelo uso do modelo detalhado tende a aumentar à medida que o número de turbinas eólicas seja aumentado.

**Tabela 5.5 – Tempo de Simulação do GIGE em Barramento Infinito.**

Modelo do Parque Eólico	Tempo (s)
Detalhado	0.11
Equivalente	0.10

### 5.3.1.2 GIDA LIGADO AO BARRAMENTO INFINITO

No estudo com o GIDA, a rede elétrica interna do parque ligada ao barramento infinito é a mesma da empregada no estudo do GIGE, com a diferença que o GIDA não possui banco de capacitores ligados diretamente ao barramento da máquina, e sim, conversores eletrônicos, os quais são responsáveis por controlar as potências ativa e reativa/tensão. A barra de conexão do GIDA está definida como do tipo PV, que mantém tensão constante por estratégias de controles detalhadas no capítulo 3. A figura 5.7 ilustra a representação do parque eólico detalhado, composto por máquinas GIDA, ligado ao barramento infinito.



**Figura 5.7 – Parque Eólico Detalhado com GIDA Ligado ao Barramento Infinito.**

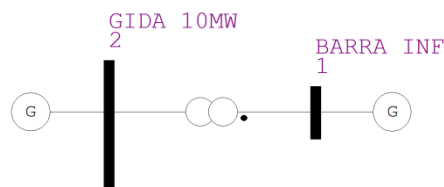
As máquinas utilizadas possuem, assim como no GIGE, parâmetros eletromecânicos distintos para as máquinas de 2 MW e 3 MW, apresentados na tabela 5.6. Além dos parâmetros já conhecidos,

introduziu-se a reatância do transformador ( $X_{Trf}$ ) ligado entre o conversor e a rede elétrica, e desta maneira foi possível obter uma melhor resposta para o modelo equivalente.

**Tabela 5.6 – Parâmetros do GIDA de 2MW e 3MW.**

PARÂMETROS DO GIDA	2 MW	3 MW
Resistência do Estator $R_s$ (pu)	0.0065	0.0085
Reatância do Estator $X_s$ (pu)	0.0477	0.0578
Reatância de Magnetização $X_m$ (pu)	4.559	5.059
Resistência do Rotor $R_r$ (pu)	0.0061	0.0071
Reatância do Rotor $X_r$ (pu)	0.0609	0.0809
Constante de Inércia $H_w$ (s)	3.0	3.5
Reatância do Trafo do Converso $T_{Trf}$ (%)	4.5	5.0

O tempo de eliminação do curto-circuito e o tempo de simulação foram adotados, assim como no caso anterior do GIGE, em 50ms e 5 s, respectivamente. O parque eólico equivalente do GIDA possui as mesmas características que as do equivalente do GIGE, representado na figura 5.8, exceto pela ausência de banco de capacitores.



**Figura 5.8 – Parque Eólico Equivalente com GIDA Ligado ao Barramento Infinito.**

A figura 5.9 mostra a convergência da função de aptidão em relação ao número de gerações. Pode ser observado que a convergência da solução via AG se dá pouco antes da geração 100. Pode-se considerar que a primeira geração possui uma boa diversidade de valores e que o espaço de busca está bem definido. A tabela 5.7 apresenta os parâmetros ótimos, obtidos pelo AG, do modelo equivalente do parque eólico com geradores GIDA.

Os resultados de simulação mostram que as excursões de potência ativa e de potência reativa provenientes do uso do modelo equivalente do parque eólico são similares as do modelo detalhado, como podem ser observadas nas figuras 5.10 e 5.11, respectivamente. As repostas dinâmicas são consideradas satisfatórias, haja vista que as curvas em azul tracejado (modelo equivalente) e em vermelho (modelo detalhado) tendem para um mesmo perfil em regime permanente para ambas as potências ativa e reativa. Vale ressaltar que a proteção do tipo crow-bar (estratégia de proteção dos conversores) não foi considerada no processo obtenção dos parâmetros ótimos via AG, devido a possível influência da resistência externa do crow-bar na obtenção do parâmetro resistência do rotor. Quando a proteção crow-bar é acionada, a resistência externa do crow-bar é adicionada a resistência do rotor, modificando a constante de tempo do rotor.

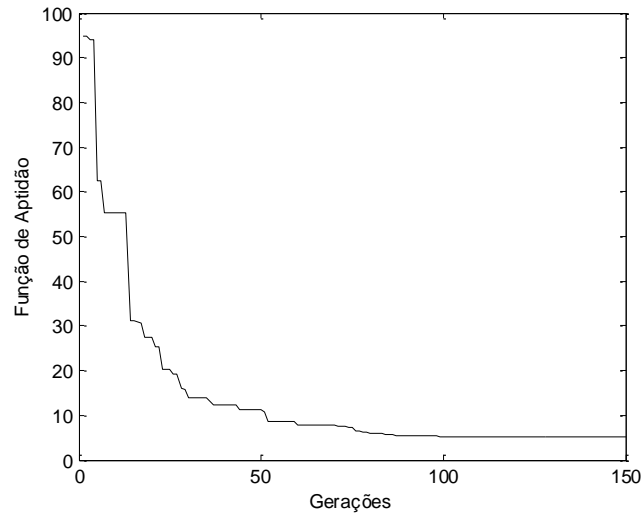


Figura 5.9 – Convergência da Função Aptidão em Relação às Gerações para o Sistema com GIDA.

Tabela 5.7 – Parâmetros do GIDA Equivalente de 10MW.

PARÂMETROS DO GIDA	10 MW
Resistência do Estator $R_s$ (pu)	0.0177
Reatância do Estator $X_s$ (pu)	0.0858
Reatância de Magnetização $X_m$ (pu)	16.99
Resistência do Rotor $R_r$ (pu)	0.0082
Reatância do Rotor $X_r$ (pu)	0.1167
Constante de Inércia $H_w$ (s)	2.7458
Reatância do Trafo do Conversor $T_{Trf}$ (%)	1.234

A tabela 5.8 mostra o tempo em que simulação ocorreu para os modelos detalhados e equivalentes. Pode-se observar que o uso do modelo equivalente apresenta uma redução de custo computacional de 37% em relação ao uso do modelo detalhado.

Tabela 5.8 – Tempo de Simulação do GIDA em Barramento Infinito.

Modelo do Parque Eólico	Tempo (s)
Detalhado	0.27
Equivalente	0.17

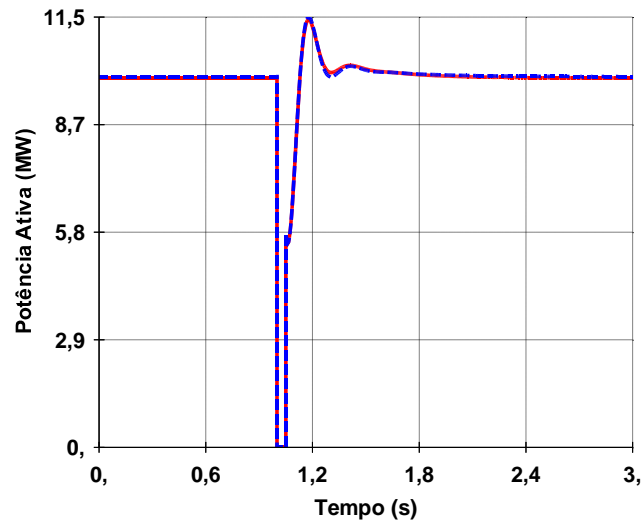


Figura 5.10 – Potência Ativa do Parque Eólico Detalhado (Vermelho) e Equivalente (Azul Tracejado) com GIDA, tendo um Curto-circuito na Coletora (Barra 2) de 50ms.

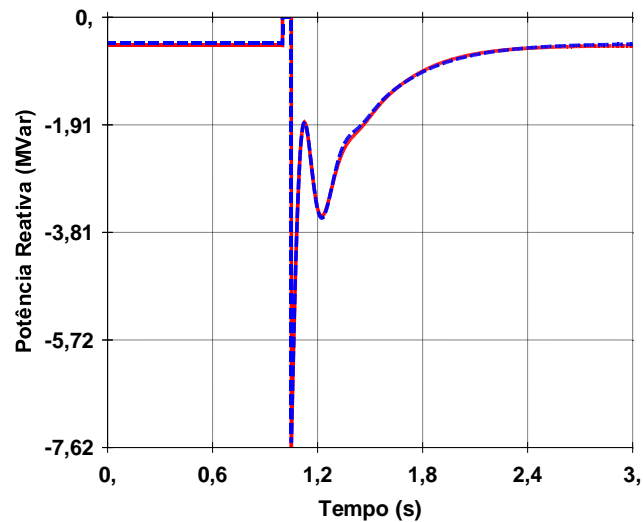


Figura 5.11 – Potência Reativa do Parque Eólico Detalhado (Vermelho) e Equivalente (Azul Tracejado) com GIDA, tendo um Curto-circuito na Coletora (Barra 2) de 50ms.

### 5.3.2 SISTEMA IEEE 14 BARRAS

A metodologia proposta foi também testada no sistema teste IEEE 14 barras, a qual contém 3 geradores síncronos, 2 compensador síncrono e 5 transformadores, sendo um deles do tipo OLTC (do inglês, On-load tap changer). A máquina de referência adotada esta ligada ao barramento 1. O parque eólico consiste de 4 aerogerados, 2 deles são de 2 MW de potência e os outros 2 de 3 MW, e a sua geração esta em 80% da potência nominal. Os parques eólicos com geradores GIGE e GIDA foram interligados alternadamente a rede elétrica junto ao barramento 13. Os dados da rede elétrica sob estudo estão no *apêndice C*.

### 5.3.2.1 GIGE LIGADO AO SISTEMA IEEE 14 BARRAS

A conexão do parque eólico a barra 13 foi realizada por um transformador, com a função de elevar a tensão para se integrar a rede elétrica. Na figura 5.12 tem-se a representação da interligação do parque eólico.

O tempo de eliminação do curto-circuito foi de 50ms e o tempo de simulação no domínio do tempo foi de 10 s. O curto circuito foi aplicado na barra 23.

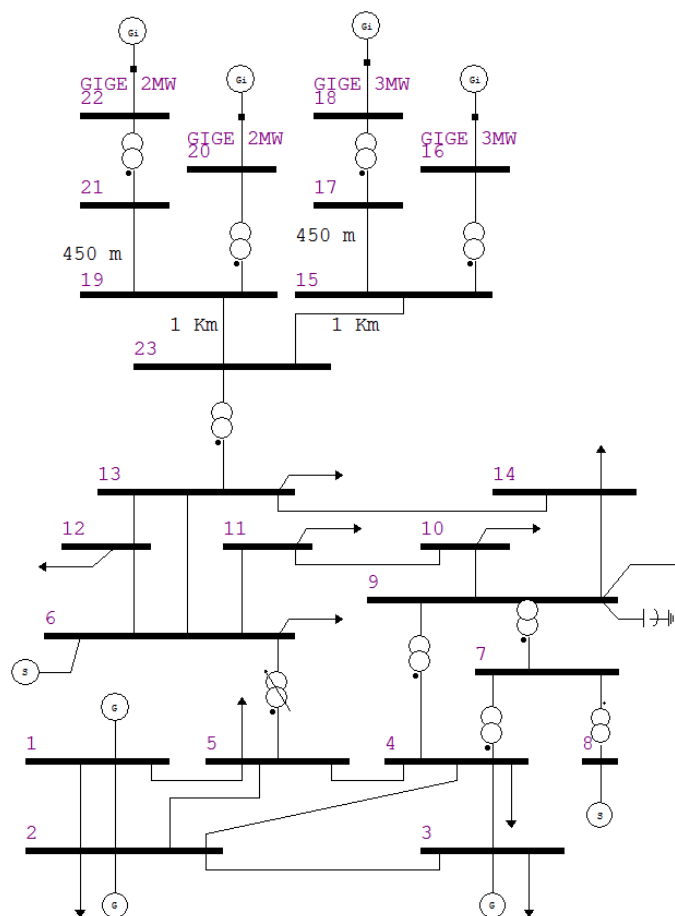


Figura 5.12 – Parque Eólico Detalhado com GIGE interligado a Rede Elétrica do IEEE 14 Barras.

A figura 5.13 apresenta o diagrama unifilar da rede elétrica do IEEE de 14 barras com o parque eólico equivalente com GIGE, com apenas um gerador de indução na barra 23. O curto-circuito para este caso também foi de 50 ms.

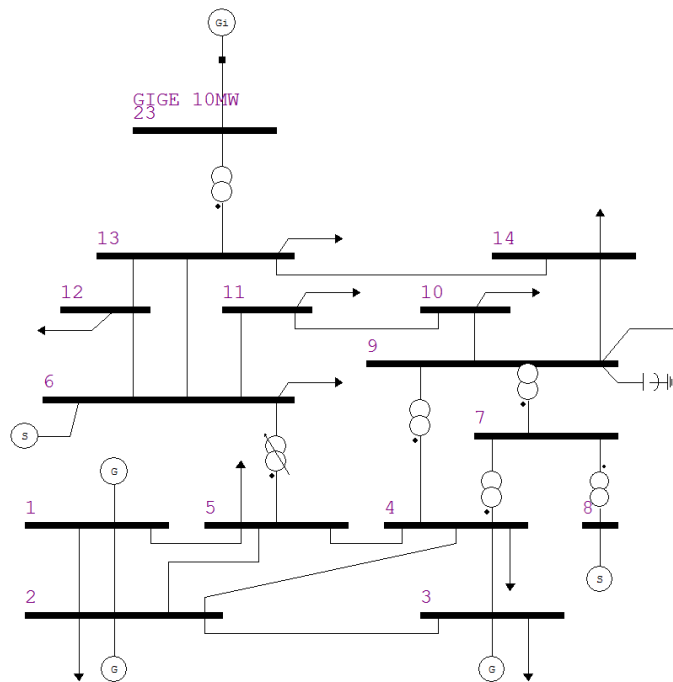


Figura 5.13 – Parque Eólico Equivalente com GIGE interligado a Rede Elétrica do IEEE 14 Barras.

As respostas transitórias da potência ativa e da potência reativa provenientes do uso dos modelos detalhado e equivalente são mostradas nas figuras 5.14 (a) e (b), respectivamente. Pode se observar uma pequena diferença, quase desprezível, porém perceptível, no entanto, as curvas apresentam a mesma tendência de oscilação e de regime permanente.

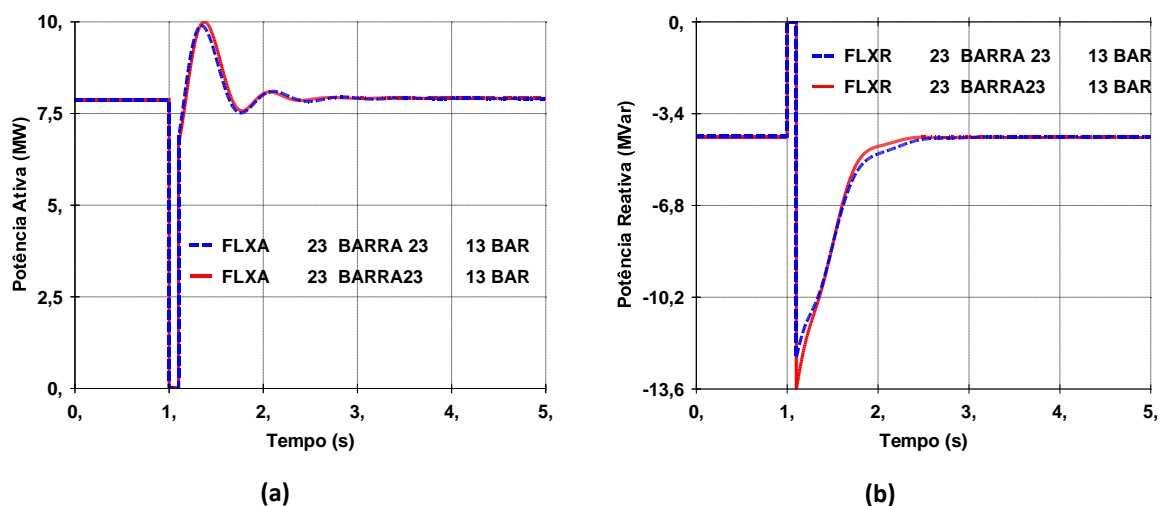


Figura 5.14– Resposta a Aplicação de um Curto-circuito de 50ms na Barra 23 para o Parque Eólico Detalhado (Vermelho) e Equivalente (Azul Tracejado) com GIGE. (a) Potência Ativa e (b) Potência Reativa.

Os ângulos dos rotores das máquinas síncronas ligadas às barras 2, 3, 6 e 8, são apresentados nas figuras 5.15 (a), (b), (c) e (d). Nota-se que o uso do modelo equivalente do parque eólico apresentou uma coerência no comportamento dinâmico dos ângulos dos rotores dos geradores síncronos.

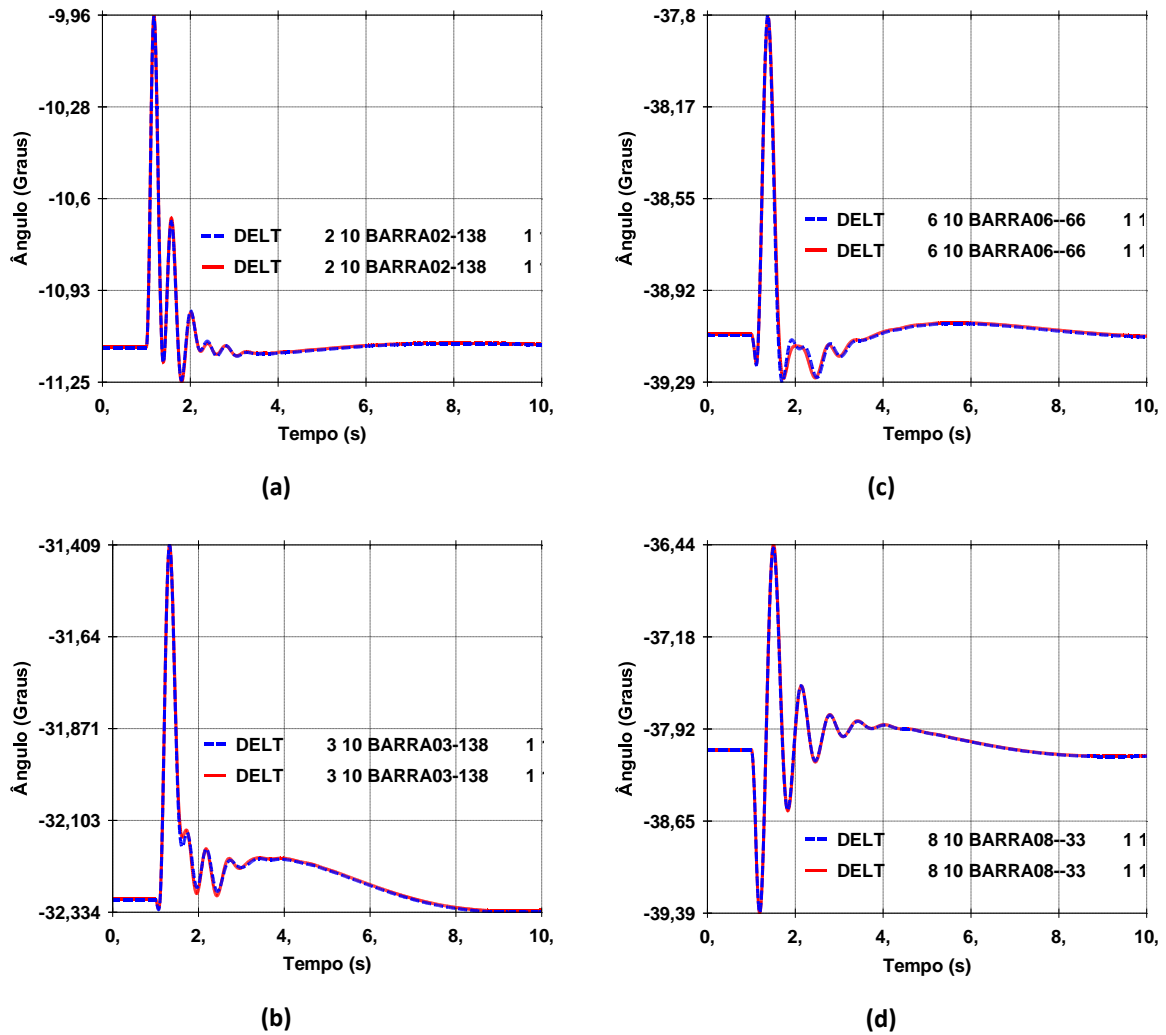


Figura 5.15 – Reposta das máquinas síncronas do Sistema IEEE 14 Barras em relação a referência (máquina no barramento 1) interligado ao parque eólico detalhado (vermelho) e equivalente (azul tracejado) com GIGE. (a) Defasagem angular na barra 2, (b) defasagem angular na barra 3, (c) defasagem angular na barra 6 e (d) defasagem angular na barra 8.

A tabela 5.9 apresenta os tempos de simulação em termos de custo computacional. Pode se observar que o tempo de simulação reduziu em 51% quando o modelo equivalente é usado em relação ao modelo detalhado.

Tabela 5.9 – Tempo de Simulação do GIGE em IEEE 14 Barras sendo aplicado um Curto-circuito.

Modelo do Parque Eólico	Tempo (s)
Detalhado	0.41
Equivalente	0.20

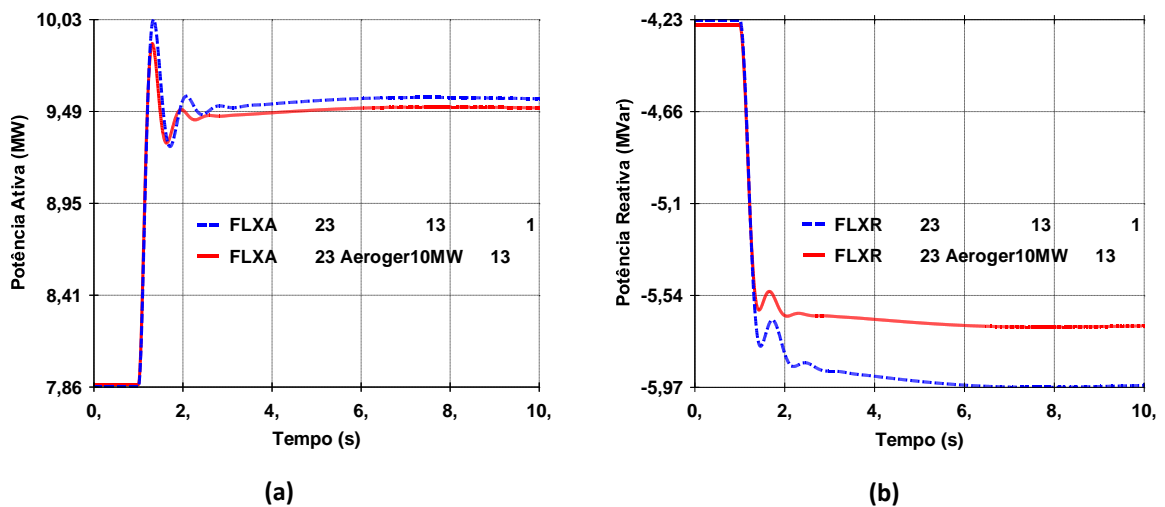
#### - Aplicando um Degrau na Velocidade de Vento

O modelo equivalente obtido pelo método proposto via AG foi também testado para variações na fonte primária de energia, como um degrau na velocidade de vento da turbina eólica.



Essa variação abrupta garante que o gerador de indução gere um transitório no barramento a ser estudado, além de provocar variações no comportamento das máquinas síncronas.

As figuras 5.16 (a) e (b) mostram as respostas das potências ativa e reativa após a aplicação do degrau na velocidade do vento. Como pode se observar os valores em regime permanente, oriundos do uso dos dois modelos, apresentam similaridades, porém com erros acentuados na resposta da potência reativa. Entretanto, o perfil de oscilação é semelhante entre os modelos detalhado e equivalente. Esses resultados de simulação abrem espaço para a adoção de estratégias mais precisas e robustas para aquisição de modelos equivalentes de parques eólicos.



**Figura 5.16 – Resposta a Aplicação de um Degrau na Velocidade de Vento para o Parque Eólico Detalhado (Vermelho) e Equivalente (Azul Tracejado) com GIGE. (a) Potência Ativa e (b) Potência Reativa.**

As figuras 5.17 (a), (b), (c) e (d) apresentam os ângulos relativos dos rotores dos geradores síncronos do sistema sob estudo. Percebe-se que as curvas de oscilações obtidas pela simulação com o parque eólico equivalente calculado pelo AG são similares às obtidas pela simulação com o parque eólico detalhado.

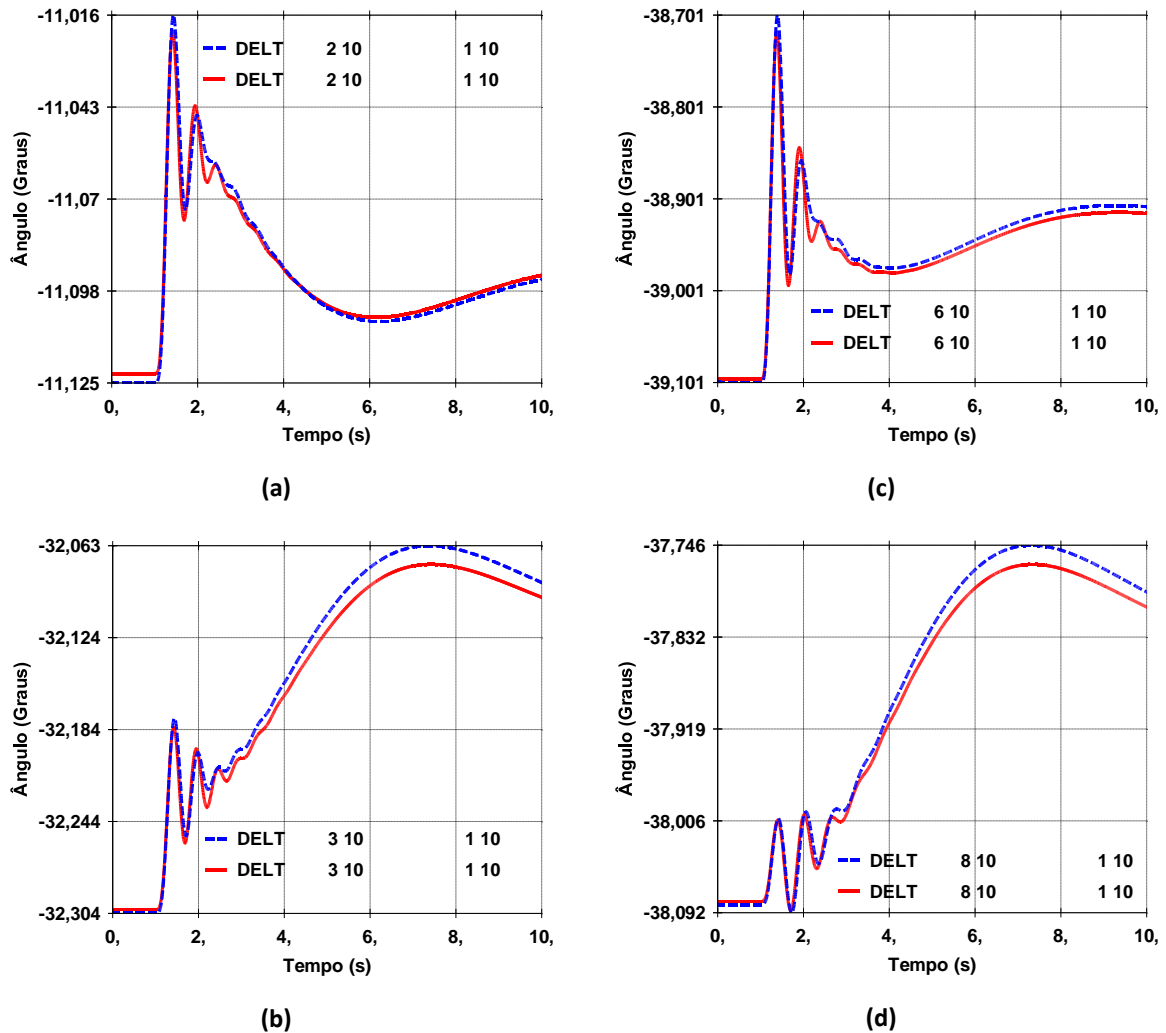


Figura 5.17 – Reposta das máquinas síncronas do Sistema IEEE 14 Barras com GIGE em relação a referência (máquina no barramento 1) interligado ao parque eólico detalhado (vermelho) e equivalente (azul tracejado). (a) Defasagem angular na barra 2, (b) defasagem angular na barra 3, (c) defasagem angular na barra 6 e (d) defasagem angular na barra 8.

Na análise do tempo de simulação em termos do custo computacional, conforme mostra a tabela 5.10, o uso do modelo equivalente apresentou redução de 46% em relação ao modelo detalhado.

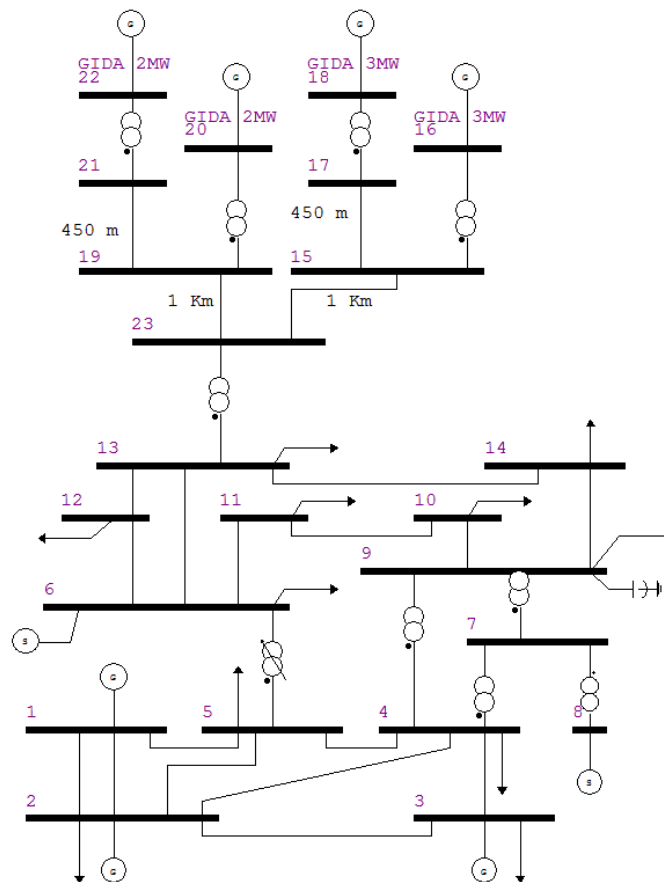
Tabela 5.10 – Tempo de Simulação do GIGE em IEEE 14 Barras sendo aplicado um Degrau na Velocidade de Vento.

Modelo do Parque Eólico	Tempo (s)
Detalhado	0.39
Equivalente	0.21

### 5.3.2.2 GIDA LIGADO AO SISTEMA IEEE 14 BARRAS

O parque eólico com geradores GIDA também foi conectado a barra 13 do sistema elétrico sob estudo. A figura 5.18 mostra a representação da interligação do parque eólico. O tempo de

eliminação do curto-circuito foi de 50 ms e o tempo de simulação no domínio do tempo foi de 5 s. O curto-circuito foi aplicado na barra 23.



**Figura 5.18 – Parque Eólico Detalhado com GIDA interligado a Rede Elétrica do IEEE 14 Barras.**

Pelos resultados obtidos e mostrados nas figuras 5.19 (a) e (b) e 5.20 (a), (b), (c) e (d), verificou-se erros razoáveis entre as potências ativa e reativa do parque eólico equivalente e do parque eólico detalhado. A potência ativa do parque eólico equivalente mostrada na figura 5.19 (a) acompanha a potência ativa do parque eólico detalhado somente na primeira oscilação. A figura 5.19 (b) mostra que a potência reativa do parque eólico equivalente acompanha a potência reativa do parque eólico detalhado ao longo das oscilações, porém com erros razoáveis tanto no transitório como em regime permanente. As figuras 5.20 (a), (b), (c) e (d) mostram que o perfil oscilatório entre os dois modelos é o mesmo nos primeiros segundos de simulação, porém, a partir dos 3 segundos de simulação, a coerência do comportamento dinâmico dos geradores síncronos não é mantida com rigor.

O fato dos modelos detalhado e equivalente não estarem com a mesma tendência de oscilação em toda simulação, tem relação direta com os controles associados ao GIDA. São controladores do tipo PI, cujos ganhos são ajustados a priori por meio da técnica de alocação de pólos. Esta técnica é uma metodologia formal de projetos 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-definidas, desta forma se obtêm os ganhos dos controladores dos conversores interligados ao rotor (converso 1) e ao estator (converso 2) (VIEIRA, 2009).

Os ganhos dos controladores obtidos por meio da técnica de alocação de pólos possuem relação direta com as variáveis eletromecânicas. Em virtude dos controles do GIDA não serem o foco da análise, a metodologia proposta não levou em consideração os ajustes ou qualquer sintonia de controle para obtenção do modelo equivalente do GIDA.

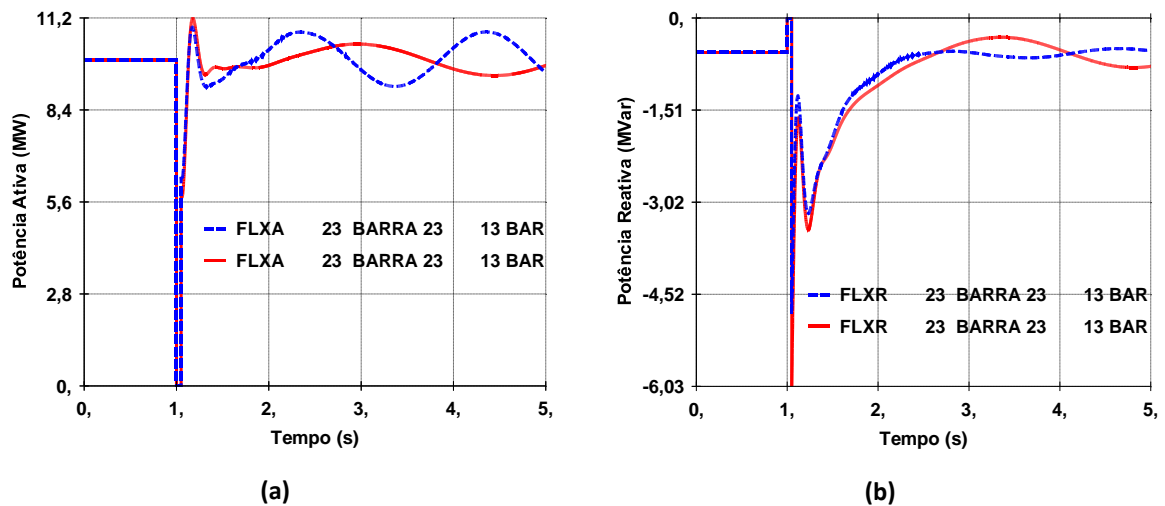
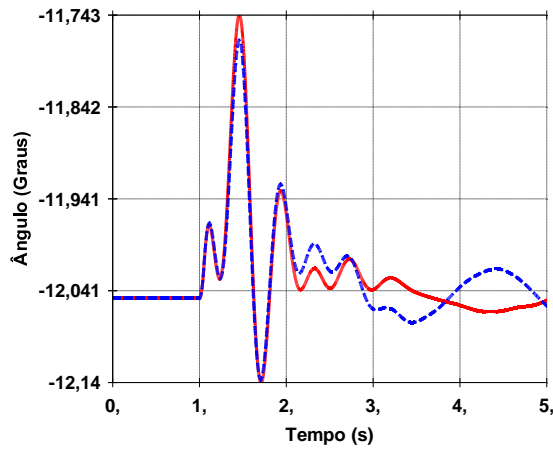
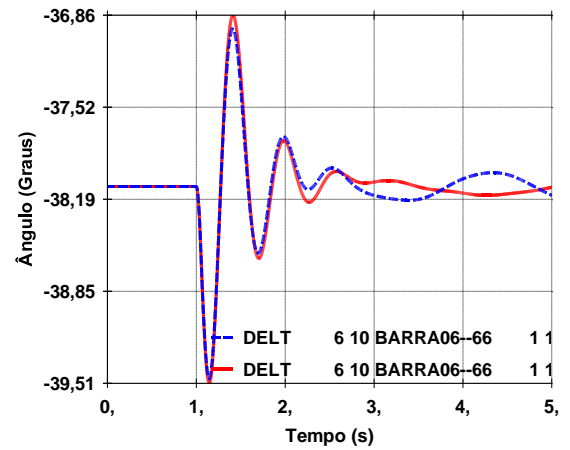


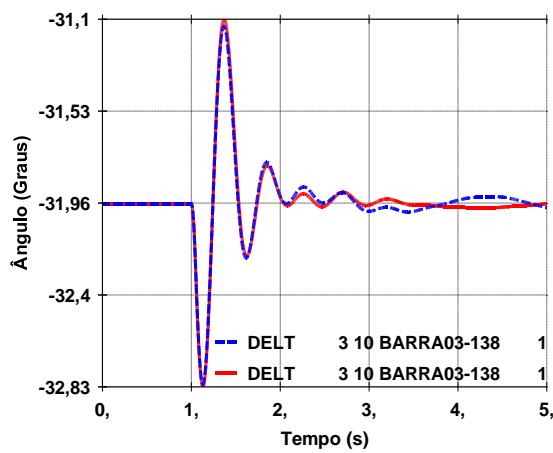
Figura 5.19 – Resposta a Aplicação de um Curto-circuito de 50ms na Barra 23 para o Parque Eólico Detalhado (Vermelho) e Equivalente (Azul Tracejado) com GIDA. (a) Potência Ativa e (b) Potência Reativa.



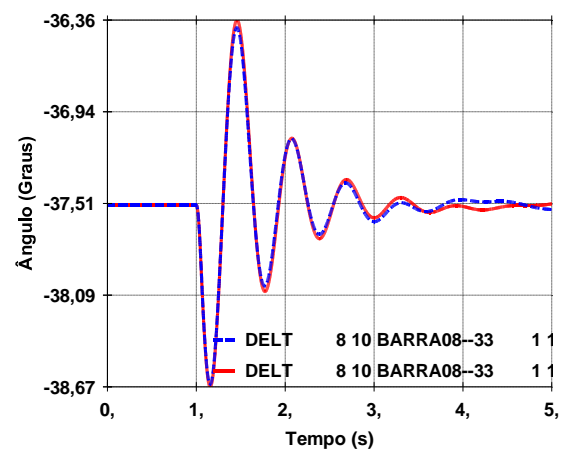
(a)



(c)



(b)



(d)

Figura 5.20 – Reposta das máquinas síncronas do Sistema IEEE 14 Barras com GIDA em relação a referência (máquina no barramento 1) interligado ao parque eólico detalhado (vermelho) e equivalente (azul tracejado). (a) Defasagem angular na barra 2, (b) defasagem angular na barra 3, (c) defasagem angular na barra 6 e (d) defasagem angular na barra 8.

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSÕES

#### 6.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A análise da integração de parques eólicos na estabilidade transitória de sistemas de potência é de suma importância para estudos de planejamento. Com o aumento progressivo e substancial de instalações de grandes parques eólicos compostos por dezenas e centenas de turbinas eólicas, modelos confiáveis e equivalentes são exigidos para representação desses parques eólicos com alta precisão e reduzido custo computacional, no sentido de determinar as interações entre os parques eólicos e o sistema de potência.

Nesta dissertação foram analisados os resultados de simulação obtidos pela utilização da metodologia proposta baseada em algoritmos genéticos para obtenção de modelos equivalentes de parques eólicos equipados com geradores GIGE e GIDA, alternadamente. A função objetiva utilizada pelo AG visa minimizar os erros absolutos das potências ativa e reativa, injetadas na barra de geração eólica, entre o parque eólico equivalente e o parque eólico detalhado.

A metodologia proposta foi testada no sistema elétrico com parque eólico conectado a uma barra infinita, e na rede elétrica de 14 barras do IEEE. Os resultados mostraram que o método proposto é adequado para representar um parque eólico composto por várias turbinas por um aerogerador equivalente, apresentando similaridade com a resposta do modelo detalhado no que se refere tanto ao comportamento dinâmico do parque eólico como em relação à coerência dos geradores síncronos, além de reduzir o tempo computacional de simulação no programa ANATEM. O tempo de simulação em termos de custo computacional chegou a ser reduzido em 50% quando o modelo equivalente é usado em relação ao modelo detalhado.

Outra aplicação da metodologia se dá pelo fato de poder ser utilizada na obtenção de parâmetros eletromecânicos de máquinas desconhecidas, no qual empresas fabricantes já não se encontram no mercado, o que impossibilitaria tal aquisição.

Embora alguns resultados obtidos pelo uso do modelo equivalente tenham apresentado diferenças em suas respostas transitórias quando comparadas ao modelo detalhado, o modelo se apresenta satisfatório, necessitando de uma investigação mais aprofundada para verificar qual a melhor configuração de geração ou tipo de perturbação para obter um modelo equivalente com

erros bem menores, a fim de ter o mesmo perfil oscilatório para qualquer rede elétrica ou contingência.

## 6.2 TRABALHOS FUTUROS

A presente dissertação abre caminho de pesquisas e desenvolvimento em assuntos com afinidade ao tema abordado, que envolve:

- Sintoniza os controles do GIDA por meio do AG com uma função multi-objetiva para o modelo equivalente de um parque eólico, que leve a ter um comportamento oscilatório similar ao modelo detalhado;
- Desenvolver simulações que validem o modelo equivalente proposto nesta dissertação em parques eólicos com geradores síncronos;
- Desenvolver estudos para buscar um modelo equivalente de parques eólicos misto, que nesse caso será com tecnologias de turbinas eólicas distintas (GIGE, GIDA e GSC), além dos parâmetros eletromecânicos variados. Esse equivalente poderá ser obtido pelo AG com uma função multi-objetiva;
- Modelar um parque eólico com centenas de turbinas eólicas de diferentes parâmetros eletromecânicos, do mesmo modo que abordado por esta dissertação, a fim de verificar o tempo de simulação e qual o percentual de redução;
- Desenvolver métodos que facilitem a obtenção de um modelo equivalente pelo AG, sendo examinado: o percentual de geração do parque eólico em relação à potência instalada que melhor represente seu comportamento dinâmico; tipo de contingência e seu tempo de aplicação; e tipo de rede elétrica a ser conectada ao parque eólica para obtenção do modelo equivalente.

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

- AKHMATOV, V.; KNUDSEN, H. **An Aggregate Model of a Grid-Connected, Large Scale, Offshore Wind Farm for Power Stability Investigations — Importance of Windmill Mechanical System.** *Elect. Power Energy Syst.*, vol. 24, pp. 709–717, 2002.
- 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.
- ALATALO, M. **Permanent Magnet Machines with Air Gap Windings and Integrated Teeth Windings**, technical report 288, Chalmers University of Technology, Sweden. 1996.
- ALI, M.; MILANOVIĆ, J. V.; ILIE, I. S.; CHICCO, G. **Comparison of Wind Farm Aggregate Models for Transient Stability Studies.** In *Proc. 17th Power System Computation Conf. (PSCC)*, Stockholm, Sweden, 2011.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Banco de Geração de Informações (Jul., 2013).** Capacidade de Geração do Brasil: Usinas Eólicas. [Online]. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acessado em: 27 de Agosto de 2013.
- BAECK, T.; FOGEL, D.B.; MICHALEWICZ, Z. **Evolutionary Computation 1: Basic Algorithms and Operators.** Institute of Physics Publishing Bristol and Philadelphia, 2000. ISBN 0-7503-0664-5.
- BRETAS, N. G.; ALBERTO, L. F. C. **Estabilidade Transitória em Sistemas Eletroenergéticos.** 1. ed. Editora da EESC-USP, São Carlos, SP, 2000.
- BTM Consults Aps. **International Wind Energy Department – Word Market Update 2009**, forecast 2010–2014, [www.btm.dk](http://www.btm.dk), 2009.
- BULLIS, K. Giant Wind Turbines: Floating wind farms placed far offshore could lead to affordable electricity – without cluttering the view. **Mit Technology Review**, Cambridge, MA, 9 de maio de 2006. Disponível em: <<http://www.technologyreview.com/news/405788/giant-wind-turbines>>. Acessado em: 23 de julho de 2013



- CAMPOS, F. G. R. **Geração de Energia a Partir de Fonte Eólica com Gerador Assíncrono Conectado a Conversor Estático Duplo**. 2004. 137 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.
- CASTRO, R. M. G.; FERREIRA DE JESUS, J. M. **A Wind Park Reduced-Order Model Using Singular Perturbations Theory**. IEEE Transactions on Energy Conversion 11, p. 735–741, 1996.
- CGEE – Centro de Gestão de Estudos Estratégicos. **Cenário Tecnológico para o Desenvolvimento da Energia Eólica no Brasil: Percepções**, 2012.
- COATH, G.; AL-DABBAGH, M.; HALGAMUGE, S. **Particle swarm optimization for reactive power and voltage control with grid-integrated wind farms**. IEEE Power Engineering Society General Meeting, vol. 1, 2004.
- COLEY, D.A. **An Introduction to Genetic Algorithms for Scientists and Engineers**. Singapore: World Scientific, 1999. 1-16 p. ISBN 981-02-3602-6.
- CONROY, J.; WATSON, R. **Aggregate Modelling of Wind Farms Containing Fullconverter Wind Turbine Generators with Permanent Magnet Synchronous Machines: Transient Stability Studies**, IET Renewable Power Generation 3, p. 39–52, 2009.
- FEIJÓO, A.; CIDRAS, J. **Modeling of wind farms in the load flow analysis**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, no. 1, p. 110–115, fev. 2000a.
- FEIJÓO, A.; CIDRÁS, J.; CARRILO, C. **A Third Order Model for Doubly Fed Induction Machine**. Electric Power System Research, v.56, n.2, pp.121-127, nov. 2000b.
- GALVÃO, C.O.; VALENÇA, M.J.S. **Sistemas Inteligentes: Aplicações e Recursos Hídricos e Ciências Ambientais**. Porto Alegre, Ed. Universitária, 1999.
- GASCH, R.; TWELE, J. **Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation**. 2. ed. Springer, 2012. ISBN 3-642-22937-9.
- GOLDBERG, D.E. **Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning**. Addison Wesley, 1989. 10-14 p. ISBN 0-201-15767-5.
- GRACIA, M. G.; COMECH, M. P.; SALLA, J. S. **Modelling Wind Farms for Grid Disturbance Studies**. Renewable Energy 33, p. 2109–2121, 2008.
- HANSEN, A.D.; HANSEN, L.H. **Wind Turbine Concept Market Penetration Over 10 Years (1995-2004)**, Wind Energy, Vol. 10, p. 81-97, jan./fev. 2007.

- HANSEN, L. H.; et al. **Conceptual Survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines**. Risø-R-1205(EN), Risø National Laboratory, Denmark. 2001.
- HEIER, S. **Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems**. 2. ed. Wiley-Interscience, 2006. ISBN 0-470-86899-6.
- 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, 2003.
- 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/)
- JAHNS, T.; DE DONCKER, R.W. **Control of generators**, The Control Handbook, W. Levins, Ed. Boca Raton, FL: CRC, 1996.
- JOHNSON, J. M.; RAHMAT-SAMII, Y. **Genetic Algorithm in Engineering Electromagnetics**. In IEEE Antennas and Propagation Magazine, vol. 39, no. 4, pp. 7-21, aug. 1997.
- KRAUSE, P. C.; WASYNCZUK, O.; SUDHOFF S. D. **Analysis of Electric Machinery**. Piscataway, EUA, NJ: IEEE PRESS, 1994.
- KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. McGraw-Hill, USA, 1994.
- LARSSON, A. **The Power Quality of Wind Turbines**, PhD dissertation, Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden, 2000.
- LEONHARD, W. **Control of Electrical Drives**. 3. ed., Springer-Verlag, Berlin, Germany, 2001.
- LI, H.; YANG, C.; ZHAO, B.; WANG, H. S.; CHEN, Z. **Aggregated Models and Transient Performances of a Mixed Wind Farm with Different Wind Turbine Generator Systems**. *Elect. Power Energy Syst.*, vol. 92, pp. 1–10, 2012.
- MICHALEWICZ, Z. **Genetic Algorithms + Data Structures = Evolution Programs**. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1996. ISBN 3-540-60676-9.
- MITCHAM, A. J.; GRUM, N. **An Integrated LP Shaft Generator for the more Electric Aircraft**, IEEE Colloquium on All Electric Aircraft, Institute of Electrical Engineers, London, 1998.

- NEUBAUER, A. **A Theoretical Analysis of the Non-Uniform Mutation Operator for the Modified Genetic Algorithm**. 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.; et al. **Influence of the Variable Speed Wind Generators in Transient Stability Margin of the Conventional Generators Integrated in Electrical Grids**. IEEE Transactions on Energy Conversion, v.19, n.4, pp.692-701, dez. 2004.
- RAHMAT-SAMII, Y.; MICHELSEN, E. **Electromagnetic Optimization by Genetic Algorithms**. John Wiley & Sons, 1999. ISBN 0-471-29545-0.
- RANGEL, R. D. **Modelagem de Equipamentos FACTS, Baseados em Inversores de Tensão, para a Análise de Fluxo de Potência e Fenômenos Eletromecânicos**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004
- RANGEL, R. D.; et al. **Modelagem de Geração Eólica em Programas de Análise de Estabilidade Eletromecânica e de Fluxo de Potência**. In: XVIII SNPTEE, 2005, Curitiba, 2005.
- SIMÕES COSTA, A. **Dinâmica e Controle de Sistemas de Potência: Capítulo 6 - Estabilidade de Sistemas de Potência**. 2007. Notas de Aula. Disponível em: <<http://www.labspot.ufsc.br/~simoes/dincont/dc-cap6.pdf>>. Acesso em: 20 de Agosto de 2013.
- SIRINVAS M.; PATNAIK L.M. **Adaptive Probabilities of Crossover and Mutation in Genetic Algorithms**. IEEE - Transactions on Systems, Mans and Cybernetics, v.24, n. 4, p. 656-667, abr. 1994.
- SLOOTWEG, J.; POLINDER, H.; KLING, W. **Initialization of wind turbine models in power system dynamics simulations**. IEEE Porto Power Tech Proceedings, vol. 4, p. 6, 2001.
- SLOOTWEG, J. G.; KLING, W. L. **Aggregated Modelling of Wind Parks in Power System Dynamics Simulations**. In *Proc. IEEE PowerTech Conf.*, Bologna, Italy, 2003a.

SLOOTWEG, J. G.; et al. **General Model for Representing Variable Speed Wind Turbine in Power System Dynamics Simulations**. IEEE Transactions on Power System, v.18, n.1, p.144-151, fev. 2003b.

TARNOWSKI, G. C. **Metodologia de Regulação da Potência Ativa para Operação de Sistemas de Geração Eólica com Aerogeradores de Velocidade Variável**. 116 f. Dissertação (Mestrado em engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2006.

VAN CUTSEM, T.; VOURNAS, C. **Voltage Stability of Electric Power Systems**. Kluwer Academic Publishers, Boston, MA, EUA, 1998.

VIEIRA, J. P. A. **Otimização de Controladores Utilizando Algoritmos Genéticos para Melhoria da Capacidade de Sobrevivência a Afundamentos de Tensão de Aerogeradores de Indução Duplamente Excitados**. 2009. 137 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará, Belém, 2009.

WALKER, J. F.; JENKINS, N. **Wind Energy Technology**. John Wiley & Sons, New York, NY, 1997. ISBN 0-471-96044-6.

WANG. L.; SINGH, C.; KUSIAK, A. **Wind Power Systems: Applications of Computational Intelligence**. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010. ISBN 978-3-642-13249-0.

WEI QIAO; HARLEY, R. G.; VENAYAGAMOORTHY, G. K. **Dynamic Modeling of Wind Farms with Fixed-Speed Wind Turbine Generators**. In Proceedings of the Power Engineering Society General Meeting, p. 1–8, 2007.

ZENGINOBUZ, G.; et al. **Soft-Starting of Large Induction Motors at Constant Current with Minimized Starting Torque Pulsations**. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol.37, No.5, September/October 2001. pp. 1334-1347. ISSN 0093-9994.

## APÊNDICE A

Os valores adotados nos ganhos e limites da malha de controle para os conversores ligados ao rotor e estator do gerador de indução duplamente alimentado são definidos em seguida.

### CONVERSOR 1 (LIGADO AO ROTOR)

Malha de controle vinculada a potência ativa:

$K_{PW}$	14.70
$K_{IW}$	7.35
$T_{e_{min}}$	0.0
$T_{e_{max}}$	2.0
$T_P$	0.07
$P_{max}$	1.0
$P_{min}$	0.0
$dP/dt_{max}$	0.2
$dP/dt_{min}$	0.5

$K_{Pq2}$	1.0
$K_{Iq2}$	150.0
$I_{qr_{max}}$	10.0
$I_{qr_{min}}$	-10.0
$K_{Pq3}$	0.20
$K_{Iq3}$	30.0
$V_{qr_{max}}$	2.0
$V_{qr_{min}}$	-2.0

Malha de controle vinculada a potência reativa:

$K_{Pv}$	1.0
$K_{Iv}$	300.0
$Q_{s_{max}}$	1.0
$Q_{s_{min}}$	-1.0
$K_{Pd2}$	1.0
$K_{Id2}$	300.0

$I_{qr_{max}}$	10.0
$I_{qr_{min}}$	-10.0
$K_{Pd3}$	0.20
$K_{Id3}$	30.0
$V_{dr_{max}}$	2.0
$V_{dr_{min}}$	-2.0

### CONVERSOR 2 (LIGADO AO ESTATOR)

Malha de controle vinculada a potência ativa:

$K_{Pd1}$	5.0
$K_{Id1}$	50.0

Malha de controle vinculada a potência reativa:

$K_{Pq1}$	0.05
$K_{Iq1}$	100.0

## APÊNDICE B

Os valores que representam o parque eólico detalhado tanto para o GIGE quanto para o GIDA por meio de dados de barra, linha, transformadores e banco de capacitores, com potência base de 10 MW, se encontram a seguir. No GIDA se desconsidera os bancos de capacitores, permanecendo o restante dos parâmetros.

Dados de Barras:

Barra	Tensão (KV)
1	69
2	13.8
3	13.8
4	0.69
5	13.8
6	0.69
7	13.8
8	0.69
9	13.8
10	0.69

Dados de Linhas:

Linha	Resistência (pu)	Reatância (pu)	Capacidade (MVA)
2-3	0.00893	0.01936	8
2-7	0.00893	0.01936	8
3-5	0.01309	0.01069	3
7-9	0.01309	0.01069	3

Dados de transformadores:

Transformador entre as Barras	Reatância (%)	Capacidade (MVA)
1-2	6.94	15
3-4	23.92	3
5-6	23.92	3
7-8	30.45	2
9-10	30.45	2

Dados de Banco de Capacitores:

Banco de Capacitor na Barra	Capacidade (MVAR)
4	1.4
6	1.4
8	1.0
10	1.0

## APÊNDICE C

Neste apêndice se encontram os valores que definem a rede elétrica do IEEE 14 Barras utilizada na dissertação, nele terá dados de barras, linhas, transformadores e geração.

Dados de Barras:

Barra	Tipo	Grupo de Tensão (KV)	Tensão (pu)	Ângulo (Graus)	Carga Ativa	Carga Reativa	Shunt
1	Ref	138	1.06	0.0	0.0	0.0	0.0
2	PV	138	1.045	-4.9	21.7	12.7	0.0
3	PV	138	1.01	-12.0	94.2	19.0	0.0
4	PQ	138	1.014	-7.1	47.8	-3.9	0.0
5	PQ	138	1.01	-5.3	7.6	1.6	0.0
6	PV	66	1.02	-14.0	11.2	7.5	0.0
7	PQ	Fictícia	1.026	-10.0	0.0	0.0	0.0
8	PV	33	0.972	-10.0	0.0	0.0	0.0
9	PQ	66	1.025	-12.0	29.5	16.6	19.0
10	PQ	66	1.041	-13.0	9.0	5.8	0.0
11	PQ	66	1.051	-15.0	3.5	1.8	0.0
12	PQ	66	1.04	-16.0	6.1	1.6	0.0
13	PQ	66	1.054	-16.0	13.5	5.8	0.0
14	PQ	66	1.068	-11.0	14.9	5.0	0.0

Dados de Linhas:

Linha	Resistência (pu)	Reatância (pu)	Susceptância (MVar)
1-2 (a)	0.00194	0.00592	5.28
1-2 (b)	0.00194	0.00592	5.28
1-5	0.0054	0.0223	4.92
2-3	0.0047	0.0198	4.38
2-4	0.00581	0.01763	3.75
2-5	0.00569	0.01739	3.4
3-4	0.0067	0.0171	3.46
4-5	0.00134	0.00421	1.28
4-7 (Trafo)			
4-9 (Trafo)			
5-6 (Trafo)			
6-11	0.0095	0.01989	0.0
6-12	0.01229	0.02558	0.0
6-13	0.00661	0.01303	0.0
7-8 (Trafo)			
7-9 (Trafo)			
9-10	0.00318	0.00845	0.0
9-14	0.01271	0.02704	0.0
10-11	0.0082	0.01921	0.0
12-13	0.02209	0.01999	0.0
13-14	0.01709	0.0348	0.0

Dados de Transformadores:

<b>Transformador entre as Barras</b>	<b>Reatância (%)</b>	<b>TAP (pu)</b>	<b>TAP Mínimo</b>	<b>TAP Máximo</b>
<b>4-7</b>	2.091	0.978		
<b>4-9</b>	5.562	0.969		
<b>5-6 (OLTC)</b>	2.52	0.9	0.9	1.1
<b>7-8</b>	1.762	1.0		
<b>7-9</b>	1.1	1.0		

Dados de Geração:

<b>Barra</b>	<b>Potência Ativa (MW)</b>	<b>Potência Reativa (MVAR)</b>
<b>1</b>	197.0	-16.9
<b>2</b>	40.0	42.4
<b>3</b>	10.0	23.4
<b>6 (Compensador)</b>	0.0	12.2
<b>8</b>	0.0	17.4