ALEXANDRE PRODÓSSIMO SOHN

Estudos de estabilidade de sistemas elétricos de potência na presença de diferentes modelos de unidades eólicas

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência.

Orientador: Prof. Dr. Luís Fernando Costa Alberto.

São Carlos
2014

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

S682e Sohn, Alexandre Prodóssimo
Estudos de estabilidade de sistemas elétricos de
potência na presença de diferentes modelos de unidades
eólicas / Alexandre Prodóssimo Sohn; orientador Luís
Fernando Costa Alberto. São Carlos, 2014.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em
Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia
de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2014.

1. Unidades eólicas. 2. Aerogeradores - modelos
genéricos. 3. Estabilidade transitória. 4. Estabilidade
de tensão. 5. Estabilidade de velocidade. 6. Sistema
elétrico de potência. 7. LVRT. 8. PSS/E. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **ALEXANDRE PRODOSSIMO SOHN**.

Título da dissertação: "Estudos de estabilidade de sistemas elétricos de potência na presença de diferentes modelos de unidades eólicas".

Data da defesa: 19/02/2014

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Associado **Luís Fernando Costa Alberto (Orientador)**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Dr. **Maurício Barbosa de Camargo Salles**
(Escola Politécnica/USP)

APROVADO

Prof. Dr. **Romeu Reginatto**
(Universidade Estadual do Oeste do Paraná/UNIOESTE)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Presidente
da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Titular **Denis Vinicius Coury**

Agradecimentos

A Deus, por sempre iluminar o meu caminho.

A meu pai, Marcos Sohn e a minha mãe, Terezinha de Jesus Prodóssimo Sohn, pelo amor incondicional.

Ao Professor Luís Fernando Costa Alberto, pelos ensinamentos, orientação e ser uma referência aos seus alunos.

Aos Professores Romeu Reginatto, José Carlos de Melo Vieira Júnior e Maurício Barbosa de Camargo Salles, pelos conhecimentos compartilhados, pela disposição em colaborar quando necessário, pelas avaliações desta dissertação e valiosas contribuições.

Ao Professor Rodrigo Andrade Ramos por me auxiliar quando necessário e disponibilizar o programa computacional *PSS/E*, fundamental para a realização desta dissertação.

Aos Professores Luís Fernando Costa Alberto, João Bosco Augusto London Junior, José Carlos de Melo Vieira Júnior e Eduardo Nobuhiro Asada pelos conhecimentos que me foram transmitidos nas disciplinas da pós-graduação.

Aos colegas da Escola de Engenharia de São Carlos, Edson Aparecido Rozas Theodoro, Tatiane Cristina da Costa Fernandes, Alex Andrius Cecchim Bozz, Moussa Reda Mansour, Taylon Gomes Landgraf, Daniel Souto Siqueira e Edson Luis Geraldi Junior, pelas discussões que me ajudaram de uma forma direta na realização desta dissertação.

A todos aqueles que se esforçam para desenvolver modelos de unidades eólicas aplicados em sistemas elétricos de potência, validá-los e torná-los públicos a estudantes, engenheiros e pesquisadores, em especial às equipes do *WECC*, *Western Electricity Coordinating Council*, *PES/IEEE*, *Power and Energy Society*, *IEC*, *International Electrotechnical Commission*, *NREL*, *National Renewable Energy Laboratory*, *EnerNex Electric Power Research, Engineering and Consulting*, *Sandia National Laboratories*, *EPRI*, *Electrical Power Research Institute*, *Siemens PTI*, *Power Technologies International*, *ABB*, *Asea Brown Boveri* e *GE*, *General Electric Company*.

A todos aqueles que contribuem com pesquisas e trabalhos na área de energia eólica e sistemas elétricos de potência.

À Universidade de São Paulo e à Escola de Engenharia de São Carlos pela oportunidade em participar do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior, pelo auxílio financeiro durante o desenvolvimento desta dissertação.

*How many roads must a man walk down
Before you call him a man?
How many seas must a white dove sail
Before she sleeps in the sand?
Yes, how many times must the cannon balls fly
Before they're forever banned?
The answer my friend is blowin' in the wind
The answer is blowin' in the wind.*

...

Bob Dylan - *Blowin' In The Wind*

Resumo

Sohn, A. P. **Estudos de estabilidade de sistemas elétricos de potência na presença de diferentes modelos de unidades eólicas**. 2014. 109 f. Dissertação de Mestrado, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

Diante da crescente penetração da energia elétrica gerada por unidades eólicas no sistema elétrico de inúmeros países, a presente dissertação de mestrado investiga os problemas de estabilidade transitória, para geradores síncronos, de estabilidade de tensão, para geradores síncronos e aerogeradores e de estabilidade de velocidade, para aerogeradores, em sistemas de transmissão de energia elétrica, frente a grandes perturbações. São estabelecidas comparações entre os diferentes comportamentos dinâmicos de cada tipo de unidade eólica, referentes aos tipos A, B, C e D. Também, são verificados os efeitos de contingências aplicadas a sistemas teste, na presença de sistemas de geração convencionais dotados de geradores síncronos e parques eólicos compostos pelos tipos de unidades eólicas citadas, a fim de verificar a relação entre os diferentes sistemas de geração. As simulações realizadas contemplam aspectos dinâmicos de modelos genéricos de aerogeradores. São estudadas as partes constituintes de aerogeradores, realizadas as modelagens e discutidos os métodos de controle usuais. As principais características dos modelos genéricos de unidades eólicas, assim como os respectivos diagramas de bloco para cada modelo são apresentados. As simulações são realizadas no programa computacional *PSS/E*, cujos modelos, já validados, representam aerogeradores reais de fabricantes distintos. É observado que as diferentes características dos modelos de unidades eólicas e as estratégias de controle empregadas para atenuar os efeitos negativos de contingências impostas ao sistema, influenciam significativamente o perfil da tensão e o fluxo de potência na rede elétrica. Este fato é refletido em diferentes respostas dos sistemas de geração. As unidades eólicas mostram-se resistentes à perderem a estabilidade e apresentam-se capazes de estabilizar um sistema elétrico de potência, devido aos mecanismos de controle de velocidade e potência dos mesmos. A violação da curva *LVRT* mostra-se a principal causa da desconexão de aerogeradores da rede elétrica. Verifica-se neste trabalho que os aerogeradores somente tornam-se instáveis quando os geradores síncronos perdem o sincronismo, ou quando o controle do torque aerodinâmico é desconsiderado.

Palavras-chave: Unidades eólicas, Aerogeradores, Estabilidade transitória, Estabilidade de tensão, Estabilidade de velocidade, Modelos genéricos, Sistema elétrico de potência, *LVRT*, *PSS/E*.

Abstract

Sohn, A. P. **Stability analysis of power systems in the presence of wind generation plants with different models**. 2014. 109 f. Dissertation (Master Thesis), Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

Considering the growing penetration of electrical energy generated by wind turbines in the power system of numerous countries, the present master's dissertation investigates the problems of transient stability, for synchronous generators, voltage stability, for synchronous generators and aerogenerators, and velocity stability, for aerogenerators, in transmission systems, before large disturbances. Comparisons are made between the different dynamic behaviors of each type of wind energy conversion system, namely types A, B, C and D. The effects of contingencies in some test systems in the presence of wind farms with different types of aerogenerators and conventional synchronous generators are verified, whose aim of the simulations is to analyze the relation between the different generation systems. The simulations performed contemplate dynamic aspects of generic models of wind turbines. The components of wind turbines are studied, the modeling of these components is elaborated and the usual control methods are discussed. The main characteristics of generic wind models and the diagram blocks are presented. The simulations were performed in software PSS/E, whose models already validated, represent real machines. The different characteristics of aerogenerator models and the control strategies employed to mitigate the negative consequences, from several contingencies, significantly influence the voltage profile and the power flow network. This fact implies in different responses of generation systems. It is verified that wind generators are very robust to perturbations and contribute to the stabilization of synchronous generators in a power system, increasing the average critical clearing times. Unstable modes related to the acceleration of the wind generator rotor are hardly ever observed due to the existing mechanisms of control of speed and generated power. It is observed that violation of the LVRT curve is the main cause of disconnection of wind turbines from the grid and it consists of the main cause of power system collapse triggered by problems in this type of generators.

Keywords: Wind turbines, Aerogenerators, Transient stability, Voltage stability, Velocity stability, Generic models, Power system, LVRT, PSS/E.

Sumário

Lista de Siglas	xvii
Lista de Símbolos	xix
Lista de Figuras	xxv
Lista de Tabelas	xxxi
1 Introdução	1
1.1 Energia eólica e sua evolução histórica	1
1.2 Mercado da energia eólica no mundo	4
1.3 Parques eólicos e sistemas elétricos de potência	9
1.4 Motivação	9
1.5 Objetivos	10
1.6 Ferramenta para simulações	10
1.7 Estrutura da dissertação	11
2 Sistemas aerodinâmico e mecânico	13
2.1 Configuração de uma unidade eólica	13
2.2 Sistema aerodinâmico	14
2.3 Sistema de controle aerodinâmico	19
2.3.1 Controle <i>stall</i>	19
2.3.2 Controle de <i>pitch</i>	20
2.3.3 Controle <i>stall</i> ativo	22
2.4 Sistema mecânico	22
3 Modelagem matemática do gerador de indução	27
3.1 Equações dos fluxos e tensões em coordenadas <i>abc</i>	29
3.1.1 Equações dos fluxos	30
3.1.2 Equações das tensões	33
3.2 A transformação de Clarke: equações dos fluxos e tensões no sistema de co-ordenadas $\alpha\beta 0$	34
3.2.1 A matriz de transformação $\alpha\beta 0$	35

3.2.2	Equações dos fluxos	37
3.2.3	Equações das tensões	39
3.3	A transformação de Park: equações dos fluxos e tensões no sistema de coordenadas $dq0$	40
3.3.1	A matriz de transformação $dq0$	40
3.3.2	Equações dos fluxos	41
3.3.3	Equações das tensões	42
3.4	Relação entre os sistemas de coordenadas abc e $dq0$	44
3.4.1	Equações em coordenadas abc referenciadas ao estator	45
3.4.2	Equações em coordenadas $dq0$ referenciadas ao estator	45
3.4.3	Equações dos fluxos	46
3.4.4	Torque eletromagnético	47
3.4.5	Equações finais e circuito equivalente	48
3.5	Modelo de quinta ordem	49
3.6	Modelo de terceira ordem	49
3.7	Gerador de indução em gaiola de esquilo	50
3.8	Gerador de indução com rotor bobinado	50
4	Tipos de unidades eólicas e modelos genéricos	53
4.1	Tipos de unidades eólicas	53
4.1.1	Unidades eólicas de velocidade fixa e velocidade variável	53
4.1.2	Unidades eólicas do tipo A	54
4.1.3	Unidades eólicas do tipo B	56
4.1.4	Unidades eólicas do tipo C	57
4.1.5	Conversor eletrônico de potência	60
4.1.6	Equações referentes ao controle vetorial	62
4.1.7	Unidades eólicas do tipo D	66
4.2	Modelos genéricos de unidades eólicas	68
4.2.1	Modelos genéricos utilizados no <i>software PSS/E</i>	69
4.2.2	Representação para o fluxo de carga	70
4.2.3	Modelo genérico do tipo A	71
4.2.4	Modelo genérico do tipo B	74
4.2.5	Modelo genérico do tipo C	75
4.2.6	Modelo genérico do tipo D	80
5	Conexão de parques eólicos aos sistemas elétricos de potência	87
5.1	Sistema Interligado	87
5.2	A presença de parques eólicos nos sistemas elétricos de potência	88
5.3	Sistemas fracos e sistemas fortes	93
5.4	Apresentação do parque eólico em estudo	94

6	Estabilidade transitória, de tensão e de velocidade em sistemas elétricos de potência na presença de unidades eólicas	97
6.1	Estudos de estabilidade	97
6.2	Unidades eólicas e a estabilidade de velocidade	100
6.3	Unidades eólicas e a estabilidade de tensão	103
6.4	Considerações sobre as simulações	104
6.5	Sistema teste 1	107
6.5.1	Simulações e resultados do sistema teste 1	109
6.5.2	Considerações sobre os resultados do sistema teste 1	130
6.6	Sistema teste 2	131
6.6.1	Simulações e resultados do sistema teste 2	133
6.6.2	Considerações sobre os resultados do sistema teste 2	140
6.7	Sistema teste 3	140
6.7.1	Simulações e resultados do sistema teste 3	141
6.7.2	Considerações sobre os resultados do sistema teste 3	144
7	Considerações finais e trabalhos futuros	147
A	Relações para o sistema mecânico e sistemas por unidade	151
B	Dados estáticos do sistema teste 1	153
C	Dados estáticos e dinâmicos do sistema teste 2	155
D	Dados estáticos e dinâmicos do sistema teste 3	159
E	Parâmetros dos modelos genéricos de unidades eólicas	163
E.1	Modelo genérico do tipo A	163
E.2	Modelo genérico do tipo B	165
E.3	Modelo genérico do tipo C	167
E.4	Modelo genérico do tipo D	170
F	Energia eólica em números	173
	Referências Bibliográficas	175

Lista de Siglas

<i>ABB</i>	<i>Asea Brown Boveri</i>
ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
<i>AVR</i>	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
BIG	Banco de Informações de Geração
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
<i>CSC</i>	<i>Current Source Converter</i>
<i>DFIG</i>	<i>Doubly-Fed Induction Generator</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
<i>EPRI</i>	<i>Electrical Power Research Institute</i>
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
<i>FLEx</i>	<i>FieldWorks Language Explorer</i>
<i>Fortran</i>	<i>IBM Mathematical Formula Translation System</i>
<i>FSWT</i>	<i>Fixed Speed Wind Turbine</i>
<i>GE</i>	<i>General Electric Company</i>
<i>GMB</i>	<i>Graphical Model Builder</i>
<i>GSC</i>	<i>Grid Side Converter</i>
<i>HVDC</i>	<i>High Voltage Direct Current</i>
<i>IBM</i>	<i>International Business Machines</i>
<i>IEA</i>	<i>International Energy Agency</i>
<i>IEC</i>	<i>International Electrotechnical Commission</i>
<i>IGBT</i>	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
<i>LVRT</i>	<i>Low Voltage Ride Through</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
<i>MPMG</i>	<i>Multipole Permanent Magnet Generator</i>
<i>MSC</i>	<i>Machine Side Converter</i>
<i>NEVA</i>	<i>Netomac Eigenvalues Analysis</i>
<i>NREL</i>	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PEN	Plano da Operação Energética
PI	Proporcional Integral

<i>PMSG</i>	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
PNE	Plano Nacional de Energia
POI	Ponto de Interconexão
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
PROREDE	Procedimentos de Rede
<i>PSLF</i>	<i>Positive Sequence Load Flow</i>
<i>PSS</i>	<i>Power System Stabilizer</i>
<i>PSS/E</i>	<i>Power System Simulator for Engineering</i>
<i>PTI</i>	<i>Power Technologies International</i>
<i>REMTF</i>	<i>Renewable Energy Modeling Task Force</i>
<i>RSC</i>	<i>Rotor Side Converter</i>
<i>SCIG</i>	<i>Squirrel Cage Induction Generator</i>
SEP	Sistema Especial de Proteção
SIN	Sistema Interligado Nacional
<i>TFRT</i>	<i>Transient Fault Ride Through</i>
<i>UVIG</i>	<i>Utility Variable-Generation Integration Group</i>
<i>VSC</i>	<i>Voltage Source Converter</i>
<i>VSWT</i>	<i>Variable Speed Wind Turbine</i>
<i>WECC</i>	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>
<i>WGMG</i>	<i>Wind Generation Modeling Group</i>
<i>WRIG</i>	<i>Wound Rotor Induction Generator</i>
<i>WRSG</i>	<i>Multipole Wound Rotor Synchronous Generator</i>

Lista de Símbolos

Gerador de indução: lista de símbolos referentes às coordenadas abc

ψ_{ri}	Fluxo de cada enrolamento rotórico
ψ_{si}	Fluxo de cada enrolamento estatórico
ψ_{total}	Somatório dos fluxos rotóricos e estatóricos
$\vec{\psi}_r$	Vetor dos fluxos rotóricos $\psi_{ra}, \psi_{rb}, \psi_{rc}$
$\vec{\psi}_s$	Vetor dos fluxos estatóricos $\psi_{sa}, \psi_{sb}, \psi_{sc}$
θ	Deslocamento angular entre enrolamento rotórico e estatórico
$\dot{\theta}$	Velocidade angular dos eixos rotóricos
$\vec{F}_{sabc}$	Vetor das forças magnetomotrizes nos enrolamentos estatóricos, F_{sa}, F_{sb}, F_{sc}
$\vec{i}$	Vetor das correntes rotóricas e estatóricas, i_r, i_s
$\vec{i}_r$	Vetor das correntes rotóricas, i_{ra}, i_{rb} e i_{rc}
$\vec{i}_s$	Vetor das correntes estatóricas, i_{sa}, i_{sb} e i_{sc}
L	Matriz de indutâncias mútuas entre enrolamentos rotóricos e estatóricos, L_{MSR}, L_{MRS}
L_{lr}	Indutância de dispersão rotórica
L_{ls}	Indutância de dispersão estatórica
L_m	Indutância mútua cíclica
L_{mmr}	Indutância magnetizante rotórica
L_{mms}	Indutância magnetizante estatórica
L_{mr}	Indutância mútua entre enrolamentos rotóricos
L_{MRS}	Matriz das indutâncias mútuas entre enrolamentos rotóricos e estatóricos em função de θ
L_{ms}	Indutância mútua entre enrolamentos estatóricos
L_{msr}	Amplitude das indutâncias mútuas entre enrolamentos rotóricos e estatóricos
L_{MSR}	Matriz das indutâncias mútuas entre enrolamentos rotóricos e estatóricos em função de θ
L_R	Matriz das indutâncias próprias rotóricas e indutâncias mútuas rotóricas
L_r	Indutância própria de cada enrolamento rotórico

L_S	Matriz das indutâncias próprias estatóricas e indutâncias mútuas estatóricas
L_s	Indutância própria de cada enrolamento estatórico
N_1	Número de espiras do enrolamento estatórico
N_r	Número efetivo de espiras por fase para os enrolamentos rotóricos
N_s	Número efetivo de espiras por fase para os enrolamentos estatóricos
R_R	Matriz das resistências rotóricas
R_r	Resistência de cada enrolamento rotórico
R_S	Matriz das resistências estatóricas
R_s	Resistência de cada enrolamento estatórico
$\vec{V}_r$	Vetor das tensões rotóricas V_{ra}, V_{rb}, V_{rc}
$\vec{V}_s$	Vetor das tensões estatóricas V_{sa}, V_{sb}, V_{sc}

Gerador de indução: lista de símbolos referentes às coordenadas $\alpha\beta 0$

θ	Deslocamento angular entre enrolamento rotórico e estatórico
$\vec{\psi}_{r\alpha\beta 0}$	Vetor dos fluxos rotóricos $\psi_{r\alpha}, \psi_{r\beta}, \psi_{r0}$
$\vec{\psi}_{s\alpha\beta 0}$	Vetor dos fluxos estatóricos $\psi_{s\alpha}, \psi_{s\beta}, \psi_{s0}$
θ	Deslocamento angular entre enrolamento α rotórico e α estatórico
$K_{\alpha\beta 0}$	Matriz de transformação $\alpha\beta 0$
L_m	Indutância mútua cíclica
$\vec{F}_{s\alpha\beta}$	Vetor das forças magnetomotrizes nos enrolamentos estatóricos, $F_{s\alpha}, F_{s\beta}$
$\vec{i}_{r\alpha\beta 0}$	Vetor das correntes rotóricas, $i_{r\alpha}, i_{r\beta}, i_{r0}$
$\vec{i}_{s\alpha\beta 0}$	Vetor das correntes estatóricas, $i_{s\alpha}, i_{s\beta}, i_{s0}$
L_{cr}	Indutância cíclica rotórica
L_{cr0}	Indutância homopolar rotórica
L_{cs}	Indutância cíclica estatórica
L_{cs0}	Indutância homopolar estatórica
$L_{MRS\alpha\beta 0}$	Matriz de indutâncias mútuas entre enrolamentos rotóricos e estatóricos em função de θ
$L_{MSR\alpha\beta 0}$	Matriz de indutâncias mútuas entre enrolamentos rotóricos e estatóricos em função de θ
$L_{r\alpha\beta 0}$	Matriz das indutâncias cíclicas e homopolares rotóricas, L_{cr}, L_{cr0}
$L_{s\alpha\beta 0}$	Matriz das indutâncias cíclicas e homopolares estatóricas, L_{cs}, L_{cs0}
N_2	Número de espiras do enrolamento estatórico
$R_{R\alpha\beta 0}$	Matriz das resistências rotóricas
$R_{S\alpha\beta 0}$	Matriz das resistências estatóricas
$\vec{V}_{r\alpha\beta 0}$	Vetor das tensões rotóricas, $V_{r\alpha}, V_{r\beta}, V_{r0}$
$\vec{V}_{s\alpha\beta 0}$	Vetor das tensões estatóricas, $V_{s\alpha}, V_{s\beta}, V_{s0}$

Gerador de indução: lista de símbolos referentes às coordenadas $dq0$

γ	Deslocamento angular entre o eixo a estático e o eixo q estático
σ	Deslocamento angular entre o eixo a rotórico e o eixo q rotórico
ϕ	Deslocamento angular entre o eixo α estático e o eixo d
$\dot{\phi}$	Velocidade angular do sistema de coordenadas dq
$\vec{\psi}_{rdq0}$	Vetor dos fluxos rotóricos, ψ_{rd} , ψ_{rq} , ψ_{r0}
$\vec{\psi}_{sdq0}$	Vetor dos fluxos estáticos, ψ_{sd} , ψ_{sq} , ψ_{s0}
$\vec{i}_{rdq0}$	Vetor das correntes rotóricas, i_{rd} , i_{rq} , i_{r0}
$\vec{i}_{sdq0}$	Vetor das correntes estáticas, i_{sd} , i_{sq} , i_{s0}
K_{dq0}	Matriz de transformação $dq0$
K_r	Matriz de transformação rotórica
K_s	Matriz de transformação estática
$\vec{V}_{rdq0}$	Vetor das tensões rotóricas, V_{rd} , V_{rq} , V_{r0}
$\vec{V}_{sdq0}$	Vetor das tensões estáticas, V_{sd} , V_{sq} , V_{s0}

Sistemas aerodinâmico e mecânico

α	Ângulo de ataque
β	Ângulo de passo
λ	Relação de velocidades (sistema aerodinâmico)
η	Relação de velocidades (sistema mecânico)
ω_{esp}	Velocidade angular específica do rotor da turbina
ω_t	Velocidade angular do rotor da turbina
ω_g	Velocidade angular do rotor do gerador
φ	Ângulo de incidência
ρ	Deslocamento angular entre as extremidades do eixo
ρ_{ar}	Densidade do ar
θ	Deslocamento angular
θ_g	Deslocamento angular do gerador
θ_{g1}	Deslocamento angular na extremidade do eixo referente a alta velocidade
θ_{g2}	Deslocamento angular na extremidade do eixo referente a alta velocidade
θ_{t1}	Deslocamento angular na extremidade do eixo referente a baixa velocidade
θ_{t2}	Deslocamento angular na extremidade do eixo referente a baixa velocidade
A	Área varrida pelas pás da turbina
C_p	Coefficiente de potência
D	Coefficiente de amortecimento equivalente do eixo
D_t	Coefficiente de amortecimento do eixo referente à baixa velocidade

D_g	Coefficiente de amortecimento do eixo referente à alta velocidade
E	Energia cinética em forma de translação
J_{total}	Momento de inércia total
J_e	Momento de inércia equivalente do sistema
J_g	Momento de inércia do gerador
J_t	Momento de inércia da turbina
k	Constante de rigidez torsional equivalente do eixo
k_t	Constante de rigidez torsional do eixo referente à baixa velocidade
k_g	Constante de rigidez torsional do eixo referente à alta velocidade
m_{ar}	Massa de ar
m_{ardesl}	Massa de ar deslocada
N_t	Número de dentes da engrenagem referente à baixa velocidade
N_g	Número de dentes da engrenagem referente à alta velocidade
P_v	Potência total disponível no vento
P_m	Potência mecânica absorvida pelas pás da turbina
R	Raio que representa o comprimento de uma pá
T_a	Torque aerodinâmico
T_e	Torque eletromagnético
T_g	Torque de transmissão para a alta velocidade
T_t	Torque de transmissão para a baixa velocidade
v	Velocidade do vento
v_{esp}	Velocidade específica do vento
v_{pp}	Velocidade da ponta das pás
v_{rel}	Velocidade relativa do vento

Símbolos genéricos

ω_{base}	Velocidade angular base
ω_g	Velocidade angular do rotor do gerador
ω_s	Velocidade angular síncrona
f	Frequência
H_g	Constante de inércia do rotor do gerador
H_t	Constante de inércia do rotor da turbina
i_{base}	Corrente elétrica base
i_{cc}	Corrente de curto-circuito
p	Número de pólos
P	Potência ativa total gerada
P_{base}	Potência ativa base
P_m	Potência mecânica do rotor do gerador
P_r	Potência ativa rotórica ou potência ativa que flui pelo circuito rotórico
P_s	Potência ativa estatórica ou potência ativa que flui pelo circuito estatórico

P_T	Potência elétrica total de saída
Q	Potência reativa rotórica e estatórica
Q_r	Potência reativa rotórica ou potência reativa que flui pelo circuito rotórico
Q_s	Potência reativa estatórica ou potência reativa que flui pelo circuito estatórico
R_{cc}	Relação de curto-circuito
R_{ecc}	Resistência de curto-circuito
S_{cc}	Potência aparente de curto-circuito
s	Escorregamento
T_{base}	Torque eletromagnético base
T_e	Torque eletromagnético
T_m	Torque mecânico
U_n	Tensão nominal
V_{ger}	Velocidade do rotor do gerador
V_{tur}	Velocidade do rotor da turbina
X_{ecc}	Reatância de curto-circuito
X	Reatância da linha de transmissão/distribuição
R	Resistência da linha de transmissão/distribuição

Lista de Figuras

1.1	Modelo <i>Siemens SWT-6.0-154</i> . Fonte: SOStenible (2013)	2
1.2	Aerogerador de maior potência e de maior altura.	2
1.3	Modelo Vestas V164-8. Fonte: Systems (2014)	3
1.4	Aumento dos recursos energéticos renováveis para a geração de eletricidade entre 2008 e 2035. Fonte: IEA (2010) (modificado).	5
1.5	Recursos energéticos renováveis para a geração de eletricidade em 2008 e 2035. Fonte: IEA (2010) (modificado).	5
1.6	Sazonalidade das usinas eólicas do PROINFA para a região Nordeste. Fonte: Eletrobrás (2007)	6
2.1	Configuração geral de uma unidade eólica moderna.	13
2.2	Fluxo de ar através da área compreendida pelas pás da turbina.	15
2.3	Representação das pás de uma unidade eólica e sistema de coordenadas: a coordenada x refere-se à direção do vento.	16
2.4	Representação da seção de uma pá: ângulos e grandezas relevantes.	16
2.5	Curva típica do coeficiente de potência em função de λ	17
2.6	Coeficiente de potência para unidade eólica de velocidade variável.	18
2.7	Potência mecânica: comparação entre unidades eólicas de velocidade fixa e velocidade variável para diferentes velocidades do vento.	18
2.8	Escoamento normal e presença da turbulência para elevadas velocidades do vento.	19
2.9	Força de arrasto e força de sustentação.	20
2.10	Atuação do sistema de controle de pitch e potência elétrica de saída.	21
2.11	Atuação do sistema de controle de pitch e ângulo de passo.	21
2.12	Comparação entre métodos de controle aerodinâmico.	22
2.13	Representação da massa rotórica e do torque aerodinâmico.	23
2.14	Representação das massas rotóricas, eixos e caixa de transmissão.	23
2.15	Representação da constante de rigidez torsional e do coeficiente de amortecimento equivalentes.	24
2.16	Representação das massas rotóricas e do eixo para o sistema mecânico de duas massas.	25

3.1	Representação da máquina elétrica de indução trifásica.	28
3.2	Sistema de eixos abc	29
3.3	Sistema de eixos $\alpha\beta 0$ para o estator.	35
3.4	Sistema de eixos abc e $\alpha\beta 0$ para o estator.	36
3.5	Sistema de eixos dq	40
3.6	Relação entre os sistemas de coordenadas abc e $dq0$	44
3.7	Circuito elétrico equivalente para as coordenadas dq	48
4.1	Configuração típica de unidades eólicas do tipo A.	54
4.2	Configuração típica de unidades eólicas do tipo B.	56
4.3	Configuração típica de unidades eólicas do tipo C.	57
4.4	Curva de velocidade típica de uma unidade eólica do tipo C.	59
4.5	Sistema de coordenadas abc e dq : eixo d em velocidade síncrona alinhado ao campo magnético total do estator.	64
4.6	Configuração típica de unidades eólicas do tipo D.	66
4.7	Conectividade entre modelos - tipo A. Fonte: UVIG <i>et al.</i> (2013) (modificado).	71
4.8	Modelo do sistema mecânico - tipos A e B. Fonte: UVIG <i>et al.</i> (2013).	72
4.9	Modelo do sistema de controle aerodinâmico - tipos A e B. Fonte: UVIG <i>et al.</i> (2013).	73
4.10	Conectividade entre modelos - tipo B. Fonte: UVIG <i>et al.</i> (2013) (modificado).	74
4.11	Modelo do sistema de controle da resistência do rotor - tipo B. Fonte: UVIG <i>et al.</i> (2013).	75
4.12	Conectividade entre modelos - tipo C. Fonte: UVIG <i>et al.</i> (2013) (modificado).	75
4.13	Modelo do sistema do gerador/conversor - tipo C. Fonte: UVIG <i>et al.</i> (2013).	76
4.14	Modelo do sistema mecânico - tipo C. Fonte: UVIG <i>et al.</i> (2013).	77
4.15	Modelo do sistema de controle de pitch - tipo C. Fonte: UVIG <i>et al.</i> (2013).	77
4.16	Modelo do sistema de controle do conversor - tipo C. Fonte: UVIG <i>et al.</i> (2013).	79
4.17	Conectividade entre modelos - tipo D. Fonte: UVIG <i>et al.</i> (2013) (modificado).	80
4.18	Modelo do sistema do gerador/conversor - tipo D. Fonte: UVIG <i>et al.</i> (2013).	80
4.19	Modelo do sistema de controle do conversor - tipo D. Fonte: UVIG <i>et al.</i> (2013).	82
4.20	Converter current limiter. Fonte: UVIG <i>et al.</i> (2013).	83
4.21	High voltage reactive current logic. Fonte: UVIG <i>et al.</i> (2013).	84
4.22	Low voltage reactive current logic. Fonte: UVIG <i>et al.</i> (2013).	85
5.1	Curva de suportabilidade a afundamentos de tensão aprovada pelo ONS.	91
5.2	Circuito elétrico simplificado equivalente.	93
5.3	Sistema elétrico do parque eólico. Fonte: Muljadi e Ellis (2010) (modificado).	95
5.4	Sistema elétrico equivalente do parque eólico.	95
6.1	Classificação do problema de estabilidade. Fonte: Theodoro (2013).	98

6.2	Curva torque versus velocidade.	100
6.3	Circuito equivalente de Norton para simulações dinâmicas.	105
6.4	Regimes de tempo considerados para as simulações.	106
6.5	Sistema teste 1.	108
6.6	Caso I - Tipo A.	109
6.7	Caso I - Tipo A.	110
6.8	Caso I - Tipo A.	110
6.9	<i>Caso I - Tipo A - Ângulo de torção do eixo.</i>	111
6.10	Caso I - Tipo B.	111
6.11	Caso I - Tipo B.	112
6.12	Caso I - Tipo B.	112
6.13	<i>Caso I - Tipo B - Ângulo de torção do eixo.</i>	113
6.14	Caso I - Tipo C.	114
6.15	Caso I - Tipo C.	114
6.16	Caso I - Tipo C.	115
6.17	<i>Caso I - Tipo C.</i>	115
6.18	Caso I - Tipo D.	116
6.19	Caso I - Tipo A, vermelho; Tipo B, verde; Tipo C, preto; Tipo D, azul. . . .	116
6.20	Caso II - Tipo A - Duas massas, vermelho; Uma massa, preto.	117
6.21	Caso II - Tipo A - Duas massas, vermelho; Uma massa, preto.	117
6.22	Caso II - Tipo A - Duas massas, vermelho; Uma massa, preto.	118
6.23	Caso II - Tipo B - Duas massas, vermelho; Uma massa, preto.	118
6.24	Caso II - Tipo B - Duas massas, vermelho; Uma massa, preto.	119
6.25	Caso II - Tipo B - Duas massas, vermelho; Uma massa, preto.	119
6.26	Caso II - Tipo C - Duas massas, vermelho; Uma massa, preto.	120
6.27	Caso II - Tipo C - Duas massas, vermelho; Uma massa, preto.	120
6.28	Caso II - Tipo C - Duas massas, vermelho; Uma massa, preto.	120
6.29	Caso II - Tipo C - Ângulo de pitch - Duas massas, vermelho; Uma massa, preto. . .	121
6.30	Caso III - Tipo A, vermelho; Tipo B, verde; Tipo C, preto; Tipo D, azul. . .	121
6.31	Caso III - Tipo A, vermelho; Tipo B, verde; Tipo C, preto; Tipo D, azul. . .	122
6.32	Caso IV - Tipo A, vermelho; Tipo B, verde; Tipo C, preto; Tipo D, azul. . .	122
6.33	Caso IV - Tipo A, vermelho; Tipo B, verde; Tipo C, preto; Tipo D, azul. . .	123
6.34	Caso V - Tipo A, vermelho; Tipo B, verde; Tipo C, preto; Tipo D, azul. . .	123
6.35	Caso V - Tipo A, vermelho; Tipo B, verde; Tipo C, preto; Tipo D, azul. . .	124
6.36	Caso VI - Tipo A - Estável (66 ms), vermelho; Instável (67 ms), preto. . . .	124
6.37	Caso VI - Tipo A - Estável (66 ms), vermelho; Instável (67 ms), preto. . . .	125
6.38	Caso VI - Tipo A - Estável (66 ms), vermelho; Instável (67 ms), preto. . . .	125
6.39	Caso VII - Tipo C - <i>Wind Plant Reactive Power Control</i> , vermelho; <i>Constant Power Factor Control</i> , <i>Constant Q Control</i> , preto.	126

6.40	Caso VII - Tipo D - <i>Current North America with WindVar</i> , vermelho; <i>Current North America without WindVar</i> , verde; <i>European with WindVar</i> , <i>European without WindVar</i> , preto.	127
6.41	Caso VIII - Tipo A - Sistema fraco, vermelho; Sistema forte, preto.	127
6.42	Caso VIII - Tipo A - Sistema fraco, vermelho; Sistema forte, preto.	128
6.43	Caso VIII - Tipo B - Sistema fraco, vermelho; Sistema forte, preto.	128
6.44	Caso VIII - Tipo B - Sistema fraco, vermelho; Sistema forte, preto.	129
6.45	Caso VIII - Tipo C - Sistema fraco, vermelho; Sistema forte, preto.	129
6.46	Caso VIII - Tipo C - Sistema fraco, vermelho; Sistema forte, preto.	129
6.47	Caso VIII - Tipo D - Sistema fraco, vermelho; Sistema forte, preto.	130
6.48	Caso VIII - Tipo D - Sistema fraco, vermelho; Sistema forte, preto.	130
6.49	Sistema teste 2 - parte 1 - Sistema elétrico do parque eólico.	131
6.50	Sistema teste 2 - parte 2 - <i>New England Test System</i> - 39 barras.	132
6.51	Modelo do regulador de tensão (AVR). Fonte: IEEE (2013).	132
6.52	Modelo do sistema estabilizador de potência (PSS). Fonte: IEEE (2013).	132
6.53	Caso I - Tipo A, vermelho; Tipo B, verde; Tipo C, preto; Tipo D, azul.	134
6.54	Caso I - Tipo A, vermelho; Tipo B, verde; Tipo C, preto; Tipo D, azul.	134
6.55	Caso II - Tipo A, vermelho; Tipo B, verde; Tipo C, preto; Tipo D, azul.	135
6.56	Caso II - Tipo A, vermelho; Tipo B, verde; Tipo C, preto; Tipo D, azul.	135
6.57	Caso III - Sistema com parque eólico do tipo A - Grandezas do gerador síncrono 30 em relação à referência síncrona - Caso base, vermelho; 8,27 %, verde; 27,65 %, preto; 41,16 %, azul.	136
6.58	Caso III - Sistema com parque eólico do tipo A - Grandezas do gerador síncrono 33 em relação à referência síncrona - Caso base, vermelho; 8,27 %, verde; 27,65 %, preto; 41,16 %, azul.	137
6.59	Caso III - Sistema com parque eólico do tipo C - Grandezas do gerador síncrono 30 em relação à referência síncrona - Caso base, vermelho; 8,27 %, verde; 27,65 %, preto; 41,16 %, azul.	137
6.60	Caso III - Sistema com parque eólico do tipo C - Grandezas do gerador síncrono 33 em relação à referência síncrona - Caso base, vermelho; 8,27 %, verde; 27,65 %, preto; 41,16 %, azul.	138
6.61	Caso IV - Tipo C - Tempo de abertura: 391 ms.	139
6.62	Caso IV - Tipo C - Tempo de abertura: 392 ms.	139
6.63	Caso IV - Tipo C, vermelho; Gerador síncrono, preto.	140
6.64	Sistema teste 3 - parte 1 - Sistema elétrico do parque eólico.	140
6.65	Sistema teste 3 - parte 2 - Sistema Elétrico Sul-Brasileiro Equivalente Reduzido - 45 barras.	141
6.66	Caso I - Tipo C, vermelho; Tipo D, preto.	142
6.67	Caso I - Tipo C, vermelho; Tipo D, preto.	142
6.68	Caso II - Tipo C, vermelho; Tipo D, preto.	143

6.69	Caso III - Tipo C, vermelho; Tipo D, preto.	144
6.70	Caso III - Tipo C, vermelho; Tipo D, preto.	144
E.1	Curva de potência versus velocidade da turbina. Fonte: WECC (2010)	168

Lista de Tabelas

1.1	Resumo da evolução da matriz de energia elétrica entre 2011 e 2016.	7
1.2	Evolução da matriz de energia elétrica entre 2011 e 2016.	8
4.1	Unidades eólicas e velocidades da turbina e do gerador.	55
4.2	Tipos de aerogeradores e modelos de fabricantes.	69
4.3	Variáveis algébricas.	71
4.4	Configurações de controle do modelo genérico do tipo D.	81
5.1	Requisitos técnicos.	92
5.2	Requisitos técnicos.	93
6.1	Dados do parque eólico do sistema teste 1.	108
6.2	Dados de potência original para os diferentes casos do sistema teste 2.	133
6.3	Dados de potência para aerogeradores do tipo A para diferentes penetrações de energia eólica.	133
6.4	Dados de potência para aerogeradores do tipo C para diferentes penetrações de energia eólica.	133
6.5	Comparações de tempos críticos de abertura.	138
6.6	Dados do parque eólico do sistema teste 3.	141
6.7	Comparações de tempos críticos de abertura.	144
A.1	Grandezas, símbolos e unidades.	151
B.1	Barras - dados estáticos do sistema teste 1.	153
B.2	Reatância dos aerogeradores em regime permanente - dados estáticos do sistema teste 1.	153
B.3	Linhas e transformadores para o sistema fraco ($R_{cc} = 10$ na barra 504) - dados estáticos do sistema teste 1.	153
B.4	Linhas e transformadores para o sistema forte ($R_{cc} = 20$ na barra 504) - dados estáticos do sistema teste 1.	154
C.1	Barras - dados estáticos do sistema teste 2.	155
C.2	Barras - dados estáticos do sistema teste 2.	156
C.3	Linhas e transformadores - dados estáticos do sistema teste 2.	156

C.4	Linhas e transformadores - dados estáticos do sistema teste 2.	157
C.5	Geradores - dados estáticos do sistema teste 2.	157
C.6	Geradores - dados dinâmicos do sistema teste 2.	157
C.7	Geradores - dados dinâmicos do sistema teste 2.	158
C.8	Regulador de tensão - dados dinâmicos do sistema teste 2.	158
C.9	Sistema estabilizador de potência - dados dinâmicos do sistema teste 2. . . .	158
D.1	Barras - dados estáticos do sistema teste 3.	159
D.2	Barras - dados estáticos do sistema teste 3.	160
D.3	Linhas e transformadores - dados estáticos do sistema teste 3.	160
D.4	Linhas e transformadores - dados estáticos do sistema teste 3.	161
D.5	Geradores - dados estáticos e dinâmicos do sistema teste 3.	161
E.1	Parâmetros do modelo do gerador - tipo A.	163
E.2	Parâmetros do modelo do sistema mecânico - tipo A.	163
E.3	Variáveis de estado do modelo do sistema mecânico - tipo A.	164
E.4	Variáveis do modelo do sistema mecânico - tipo A.	164
E.5	Parâmetros do modelo do sistema aerodinâmico - tipo A.	164
E.6	Variáveis de estado do modelo do sistema aerodinâmico - tipo A.	164
E.7	Variáveis do modelo do sistema aerodinâmico - tipo A.	164
E.8	Parâmetros do modelo do gerador - tipo B.	165
E.9	Parâmetros do modelo do sistema de controle da resistência do rotor - tipo B.	165
E.10	Variáveis de estado do modelo do sistema de controle da resistência do rotor - tipo B.	165
E.11	Parâmetros do modelo do sistema mecânico - tipo B.	166
E.12	Variáveis de estado do modelo do sistema mecânico - tipo B.	166
E.13	Variáveis do modelo do sistema mecânico - tipo B.	166
E.14	Parâmetros do modelo do sistema aerodinâmico - tipo B.	166
E.15	Variáveis de estado do modelo do sistema aerodinâmico - tipo B.	166
E.16	Variáveis do modelo do sistema aerodinâmico - tipo B.	166
E.17	Parâmetros do modelo do sistema do gerador/conversor - tipo C.	167
E.18	Variáveis de estado do modelo do sistema do gerador/conversor - tipo C. . .	167
E.19	Variáveis do modelo do sistema do gerador/conversor - tipo C.	167
E.20	Parâmetros do modelo do sistema mecânico - tipo C.	167
E.21	Variáveis de estado do modelo do sistema mecânico - tipo C.	167
E.22	Variáveis do modelo do sistema mecânico - tipo C.	168
E.23	Parâmetros do modelo do sistema de controle do conversor - tipo C.	168
E.24	Flags para o sistema de controle do conversor - tipo C.	169
E.25	Variáveis de estado do modelo do sistema de controle do conversor - tipo C. .	169
E.26	Variáveis do modelo do sistema de controle do conversor - tipo C.	169
E.27	Parâmetros do modelo do sistema de controle de <i>pitch</i> - tipo C.	169

E.28	Variáveis de estado do modelo do sistema de controle de <i>pitch</i> - tipo C. . . .	170
E.29	Parâmetros do modelo do sistema do gerador/conversor - tipo D.	170
E.30	Variáveis de estado do modelo do sistema do gerador/conversor - tipo D. . .	170
E.31	Variáveis do modelo do sistema do gerador/conversor - tipo D.	170
E.32	Flags para o sistema de controle do conversor- tipo D.	170
E.33	Parâmetros do modelo do sistema de controle do conversor - tipo D.	171
E.34	Variáveis de estado do modelo do sistema de controle do conversor - tipo D.	171
E.35	Variáveis do modelo do sistema de controle do conversor - tipo D.	171
F.1	Curiosidades sobre a energia eólica.	173
F.2	Curiosidades sobre a energia eólica.	174

Capítulo 1

Introdução

1.1 Energia eólica e sua evolução histórica

A energia proveniente dos ventos é utilizada há pelo menos 3000 anos. Inicialmente, moinhos de vento foram utilizados para moagem de grãos e bombeamento de água. E também não se pode esquecer da importância deste recurso energético para as embarcações. A utilização de unidades eólicas¹ para a produção de eletricidade se iniciou no século XIX, precisamente em 1887 na cidade de Glasgow na Escócia, com a construção de um aerogerador de eixo vertical, pelo engenheiro e professor James Blyth. Nos Estados Unidos da América, Charles Brush construiu em 1888 um aerogerador equipado com um gerador elétrico de corrente contínua de 12 kW de potência, acoplado a uma turbina de 144 pás, característico de moinhos de vento. Estudos prosseguiram por Poul la Cour, na Dinamarca. Poul la Cour marca a transição entre os moinhos de vento e as modernas tecnologias de sistemas de conversão de energia eólica para a produção de eletricidade. Ele foi o primeiro a utilizar-se de princípios científicos e construir inúmeras unidades eólicas com êxito. A potência da maioria dos aerogeradores situava-se entre 10 kW e 35 kW, cuja transmissão se dava em corrente contínua. Apenas em 1957 foi construído um aerogerador para transmissão em corrente alternada, pelo engenheiro dinamarquês Johannes Juul, um dos alunos de Poul la Cour. Este aerogerador possuía três pás, utilizava-se do estol aerodinâmico para controlar o torque aerodinâmico e possuía um gerador de indução de 200 kW. Este aerogerador é precursor do conhecido modelo dinamarquês. Em 1963, na França, efetuou-se o teste de uma unidade eólica com 1,1 MW de potência. Avanços foram obtidos, até que em 1981 construiu-se uma turbina de eixo horizontal, cuja potência era de 3 MW. Nesta década introduziu-se o conceito da turbina eólica dinamarquesa em larga escala, constituída por 3 pás, controle *stall* e gerador de indução, operando à velocidade fixa [Pinto \(2013\)](#) e [Burton et al. \(2011\)](#).

Na década de 1990, a geração de eletricidade a partir de unidades eólicas tornou-se uma das mais importantes e sustentáveis formas de conversão de energia. Em 1991, o primeiro parque eólico foi construído, *offshore*, em Vindeby na Dinamarca, constituído por 11 unidades de 450 kW cada, localizadas a cerca de 3 km da costa. Turbinas maiores foram desenvolvidas, acompanhadas da capacidade de geração, a exemplo de 3,6 MW, 4 MW, 5 MW, 6 MW e 7,5 MW até o ano de 2014. Na cidade de Osterild, na Dinamarca, testes estão sendo realizados com uma das turbinas eólicas que possui as maiores pás do mundo, cujo modelo do aerogerador é denominado *SWT-6.0-154*, *offshore*, desenvolvido pela *Siemens*. Estima-se que este aerogerador entre em operação no ano de 2014, cuja potência nominal é de 6 MW, possuindo a torre aproximadamente 116 metros e as pás 75 metros de comprimento,

¹Os termos unidades eólicas, aerogeradores, sistemas de conversão de energia eólica, parques eólicos, usinas eólicas e centrais de geração eólica são utilizados nesta dissertação.

Figura 1.1: Modelo Siemens SWT-6.0-154. Fonte: *SOStenible* (2013).

cobrindo uma área total de 18600 metros quadrados *Siemens* (2011). Ao todo, 300 unidades deste modelo serão entregues pela empresa *Siemens* à *DONG Energy*, grupo de energia da Dinamarca. A Figura 1.1 mostra as dimensões do aerogerador.

Atualmente, o maior aerogerador do mundo em potência nominal, é o modelo *E-126* desenvolvido pela *Enercon*, *onshore*, cuja potência é de 7,5 MW, possuindo a torre aproximadamente 135 metros e as pás 58 metros de comprimento, cobrindo uma área total de 12668 metros quadrados *Enercon* (2014). Já a turbina mais alta do mundo refere-se ao modelo *FL 2500*, desenvolvido pela *Fuhrländer*. As Figuras 1.2(a) e 1.2(b) mostram os aerogeradores citados.

(a) Modelo Enercon E-126. Fonte: *Knight* (2010).

(b) Modelo Fuhrländer FL 2500. Fonte: *H2Now* (2007).

Figura 1.2: Aerogerador de maior potência e de maior altura.

Outro aerogerador, cuja produção em série se inicia no ano de 2015 e que promete apresentar a maior potência com a maior turbina eólica do mundo, refere-se ao modelo *V164-8* desenvolvido pela *Vestas Wind Systems, offshore*, cuja potência nominal será de 8,0 MW, possuindo a torre aproximadamente 105 metros e as pás 80 metros de comprimento, cobrindo uma área de 21124 metros quadrados *Systems* (2013). A Figura 1.3 mostra as dimensões do aerogerador.

Figura 1.3: Modelo *Vestas V164-8*. Fonte: *Systems* (2014).

Ainda que aerogeradores de elevadas potências nominais sejam passíveis de implementação, sob aspectos técnicos, as unidades eólicas construídas em sua grande maioria apresentam valores entre 1,5 MW e 3 MW *Burton et al.* (2011) e *Ackermann* (2005).

Hoje, o *Jaisalmer Wind Park* é o maior parque eólico *onshore* do mundo, localizado na Índia, cuja capacidade instalada é de 1,064 GW. Até o ano de 2020, a previsão indica que o maior parque eólico do mundo será o *Gansu*, localizado na China, cuja capacidade instalada será de 20 GW *Pinto* (2013).

Dentre as vantagens e desvantagens dos sistemas de conversão de energia eólica, é possível citar *Pinto* (2013), *Salles* (2009) e *Carvalho* (2006):

Vantagens:

- tempo reduzido para a implantação da unidade eólica ou do parque eólico;
- construção modular;
- energia primária segura e renovável;
- aerogeradores proporcionam baixo impacto ambiental;
- independência econômica em relação aos preços dos combustíveis fósseis;
- possibilidade de operação em regime complementar ao regime hidrológico;
- facilidade de operação em sistemas de geração híbridos;

- criação de empregos e mão de obra qualificada;
- reduzida manutenção;
- possibilidade de utilizar o solo para atividades diversas.

Desvantagens:

- poluição visual;
- instalação em rota de pássaros;
- cintilação luminosa;
- ruído;
- elevado custo inicial;
- difícil previsão do vento [Ernst et al. \(2007\)](#) e [Schubert \(2012\)](#);
- influência no regime de ventos e na temperatura do clima local;
- a variação estocástica do vento pode provocar oscilações das potências ativa e reativa geradas [Oliveira et al. \(2012\)](#) e [Lin et al. \(2010\)](#).

Ainda, do ponto de vista da sustentabilidade ambiental, é interessante analisar a superioridade da energia eólica em relação a outras fontes de energia, a exemplo do carvão e energia nuclear. O carvão é altamente poluente, provoca sérios danos ao solo, além de favorecer o aquecimento do planeta. A energia nuclear apresenta o lixo radioativo como um sério inconveniente, além dos riscos de contaminação envolvidos [Johnson \(2006\)](#). Em relação à energia hidráulica, que necessita grandes reservatórios de água e conseqüentemente inundações em larga escala, alterando-se o curso de rios e a vida local, a energia eólica possibilita a utilização do território na localização de suas instalações, para atividades como agricultura e pecuária. Diante das características positivas apresentadas, dos incentivos governamentais, das iniciativas de proteção ambiental e da mobilização em redução de custos e desenvolvimento tecnológico, os sistemas de conversão de energia eólica para a produção de eletricidade têm apresentado um notável crescimento na matriz de energia elétrica de vários países.

1.2 Mercado da energia eólica no mundo

Estudos realizados pela *IEA, International Energy Agency*, apresentam projeções da produção e da demanda dos principais recursos energéticos existentes no planeta, considerando os aspectos econômicos de cada país, as políticas de desenvolvimento adotadas, as características dos mercados de energia, a segurança do fornecimento energético, os riscos associados a cada matriz energética e a proteção ambiental. Estima-se que a demanda por energia elétrica crescerá em 80% até o ano de 2035, necessitando-se 5900 GW de capacidade instalada adicional [IEA \(2010\)](#). Na Figura 1.4, é possível visualizar o crescimento da presença dos recursos renováveis para geração de eletricidade entre países membros e não membros da OCDE, Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico.

Este aumento será proveniente, essencialmente, das energias hidráulica e eólica, visto os benefícios governamentais para o desenvolvimento das tecnologias associadas, o declínio dos custos de investimentos e o aumento dos preços dos recursos fósseis. Dentre os recursos energéticos existentes e utilizados para a produção de energia elétrica, os renováveis apresentarão

Figura 1.4: Aumento dos recursos energéticos renováveis para a geração de eletricidade entre 2008 e 2035. Fonte: IEA (2010) (modificado).

uma parcela de 32% no ano de 2035, superior ao ano de 2008, cuja representatividade era de 19% na matriz de energia elétrica mundial. Estima-se que a energia eólica, compreendendo as tecnologias *onshore* e *offshore*, suprirá 8% da demanda por energia elétrica mundial no ano de 2035.

Figura 1.5: Recursos energéticos renováveis para a geração de eletricidade em 2008 e 2035. Fonte: IEA (2010) (modificado).

¹Esf: Energia solar fotovoltaica.

²Esc: Energia solar concentrada.

Comparativamente, entre os anos de 2008 e 2035, a participação da energia eólica na matriz energética mundial para produção de eletricidade será 13 vezes superior, passando de uma capacidade instalada de 120 GW para cerca de 1000 GW. A Figura 1.5 mostra as fontes de energias renováveis para a produção de energia elétrica para o mundo e principais países. O Brasil apresenta a maior parcela de recursos renováveis para a produção de eletricidade em todo o mundo. Ainda que esta parcela tenha diminuído no período de análise, a participação da energia eólica aumentou, tornando-se a terceira fonte de energia renovável para a produção de energia elétrica no país.

Estimativas da ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, apontam que o potencial eólico brasileiro seja de 143 GW, dentre os quais a região Nordeste apresenta 75 GW, a região Sudeste 29,7 GW, a região Sul 22,8 GW, a região Norte 12,8 GW e por fim a região Centro-Oeste 3,1 GW de potencial medido [ANEEL \(2008\)](#). O país apresenta características positivas para o aproveitamento da energia eólica, a exemplo da presença de ventos duas vezes superior à média mundial e pela oscilação da velocidade em 5%, o que possibilita maior previsibilidade ao volume energético a ser produzido. Ainda, a velocidade costuma ser superior em períodos de estiagem, oferecendo-se a oportunidade de operação em regime de complementariedade com usinas hidrelétricas, consequentemente, preservando-se a água dos reservatórios em períodos de poucas chuvas. Na Figura 1.6, apresenta-se um exemplo da sazonalidade entre usinas eólicas da região Nordeste e a vazão do Rio São Francisco [Eletrobrás \(2007\)](#).

Figura 1.6: Sazonalidade das usinas eólicas do PROINFA para a região Nordeste. Fonte: [Eletrobrás \(2007\)](#).

O setor de energia eólica apresenta tecnologias bem desenvolvidas na Europa, Estados Unidos e determinados países da Ásia. No Brasil, porém, é necessário ainda mais experiência para que se atinja o estado de maturidade e domínio das tecnologias relacionadas a este tipo de recurso energético. Duas das principais barreiras para o desenvolvimento da implantação em larga escala de unidades eólicas no Brasil, consistiram na incapacidade da indústria nacional em suprir todos os equipamentos requeridos pelos empreendimentos do PROINFA, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia e a exigência da nacionalização de 60% dos equipamentos e serviços [Eletrobrás \(2007\)](#). O PROINFA teve por objetivos estratégicos a diversificação da matriz energética brasileira, aumentando a segurança no abastecimento, a valorização das características regionais e locais, criando empregos, capacitando e formando mão de obra qualificada e a proteção ambiental. Esta iniciativa do

governo impulsionou a participação de energias renováveis para a produção de eletricidade, especialmente a eólica, que apresentou um crescimento substancial, de 22 MW em 2004 a 385 MW em 2009, considerando-se as usinas contratadas pelo programa e em operação comercial. O total de empreendimentos contratados pelo programa corresponde a 54 unidades, cuja capacidade instalada corresponde a 1,444 GW. Até o ano de 2009, 23 unidades encontravam-se em operação comercial [MME \(2009\)](#). Estima-se que os empreendimentos restantes já estejam interligadas ao SIN, Sistema Interligado Nacional.

De acordo com o PNE 2030, Plano Nacional de Energia 2030, elaborado pelo MME, Ministério de Minas e Energia, com a colaboração da EPE, Empresa de Pesquisa Energética, o potencial eólico do país e os investimentos realizados no setor tem atraído fabricantes e representantes dos principais países relacionados às tecnologias envolvidas, a exemplo da *Wobben Windpower Industria e Comércio Ltda*, empresa alemã subsidiária da *Enercon GmbH*, que possui estrutura para a produção de unidades eólicas no país [MME \(2007\)](#). Exemplos de empresas presentes no Brasil que comercializam aerogeradores de grande porte são: *Alstom*, *ACCIONA*, *Gamesa*, *GE Energy*, *Siemens*, *Suzlon Energia Eólica do Brasil*, *Vestas do Brasil Energia Eólica* e *WEG Equipamentos Elétricos SA ABEEólica (2014c)*. A empresa brasileira *Tecsis Tecnologia e Sistemas Avançados*, é líder absoluta no mercado norte americano, produzindo pás personalizadas de alta qualidade para os maiores produtores de turbinas eólicas do mundo. Além dos projetos contratados pelo PROINFA, cerca de 3,5 GW em projetos eólicos foram autorizados pela ANEEL para execução no país. Em uma das projeções realizadas, a produção de energia elétrica a partir de unidades eólicas instaladas no país se situará entre 9 GW e 13 GW [MME \(2007\)](#). Concessionárias de energia têm aumentado gradativamente a participação neste crescente setor, revelando a importância do investimento em energia eólica.

O PEN, Plano da Operação Energética, elaborado pelo ONS, Operador Nacional do Sistema, tem por objetivo apresentar as avaliações das condições de atendimento ao mercado previsto de energia elétrica do SIN para o horizonte do planejamento da operação energética, cinco anos à frente. O PEN 2012 possibilitará ao ONS eventuais recomendações, com base nas análises de diferentes cenários de oferta e demanda de energia elétrica e na garantia do fornecimento aos consumidores, ao CMSE, Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico e à EPE, referentes às decisões operativas dos sistemas de geração e transmissão, visando o aumento da margem de segurança da operação do SIN, num horizonte de agosto de 2012 a dezembro de 2016. As Tabelas 1.1 e 1.2 apresentam a evolução da oferta de energia elétrica para diferentes tipos de fontes [ONS \(2012\)](#).

Tabela 1.1: *Resumo da evolução da matriz de energia elétrica entre 2011 e 2016.*

Tipo	2011		2016		Crescimento 2011-2016	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica ¹	87.791	78.7	103.447	71.2	15.656	17.8
Nuclear	2.007	1.8	3.395	2.3	1.388	69.2
Gás/GNL	9.263	8.3	12.686	8.7	3.423	37
Carvão	1.765	1.6	3.205	2.2	1.44	81.6
Biomassa	4.25	3.8	6.062	4.2	1.812	42.6
Outros ²	0.749	0.7	0.749	0.5	0	0
Óleo Combustível/Diesel	4.451	4	7.657	5.3	3.206	72
Eólica	1.342	1.2	8.176	5.6	6.834	509.2
Total	111.618	100	145.377	100	33.759	30.2

¹A contribuição das PCHs e da Usina Hidrelétrica de Itaipu está considerada na parcela Hidráulica.

²A parcela Outros se refere a outras usinas térmicas com custo variável unitário.

De acordo com os dados apresentados nas Tabelas 1.1 e 1.2, destaca-se a energia eólica, com crescimento de 509%, o maior de todos, passando de 1,34 GW para 8,18 GW, com representatividade de 5,6% na matriz de energia elétrica. A capacidade instalada do SIN passará de 111,6 GW em 31/12/2011 para 145,4 GW em 31/12/2016, um aumento de 33,8 GW, o que significa 30% em 5 anos. Ainda, a fonte de energia hidráulica continuará sendo a principal fonte de energia renovável para a produção de eletricidade, porém a potência instalada das unidades eólicas passará da sétima posição para a terceira posição na matriz de energia elétrica do país.

Tabela 1.2: *Evolução da matriz de energia elétrica entre 2011 e 2016.*

Tipo	2011		2012	2013	2014	2015	2016	
	MW	%	MW	MW	MW	MW	MW	%
H ¹ /Reserv.	42.39	38	42.553	43.167	43.167	43.167	43.302	29.8
H/Fio d'água	27.611	24.7	28.75	31.496	32.894	37.409	42.05	28.9
H/Total	70.001	62.7	71.303	74.663	76.061	80.576	85.352	58.7
T ² /Nuclear	2.007	1.8	1.99	1.99	1.99	1.99	3.395	2.3
T/GN	9.059	8.1	9.186	10.55	11.243	11.243	11.243	7.7
T/GNL	204	0.2	768	1.443	1.443	1.443	1.443	1
T/Carvão	1.765	1.6	2.845	3.205	3.205	3.205	3.205	2.2
T/Óleo	3.316	3	3.148	3.730	6.636	6.636	6.636	4.6
T/Diesel	1.135	1	905	1.021	1.021	1.021	1.021	0.7
T/Outros ³	0.749	0.7	0.749	0.749	0.749	0.749	0.749	0.5
T/Total	18.235	16.3	19.591	22.688	26.287	26.287	27.692	19
PCHs	4.515	4	4.912	5.163	5.187	5.266	5.266	3.6
Biomassa	4.25	3.8	5.423	5.752	6.062	6.062	6.062	4.2
Eólicas	1.342	1.2	1.993	4.347	6.459	7.492	8.176	5.6
Itaipu 60 Hz	7	6.3	7	7	7	7	7	4.8
Capacidade	105.343	94.4	110.222	119.613	127.056	132.683	139.548	96
Itaipu 50 Hz	6.275	5.6	6.2	6.12	6.032	5.935	5.829	4
Total	111.618	100	116.422	125.733	133.088	138.618	145.377	100

Segundo a ANEEL, que disponibiliza o BIG, Banco de Informações de Geração, o país apresenta até fevereiro de 2014 um total de 3025 unidades geradoras de energia elétrica em operação, gerando aproximadamente 126,4 GW. Está prevista para os próximos anos uma adição de aproximadamente 36 GW, provenientes de 147 empreendimentos em construção e outros 543 outorgados. Do total de usinas geradoras, 108 usinas eólicas encontram-se em operação, cuja potência fiscalizada é de aproximadamente 2,2 GW. Existem ainda outras 91 centrais de geração eólica em construção, cuja potência outorgada é equivalente a 2,3 GW [ANEEL \(2014\)](#).

A ABEEólica, Associação Brasileira de Energia Eólica, afirma até fevereiro de 2014, que o Brasil apresenta 148 usinas eólicas, cuja capacidade instalada é de 3,6 GW [ABEEólica \(2014b\)](#). Também, para o ano de 2013, 4,7GW de empreendimentos em energia eólica foram contratados em três leilões. Somente esta contratação contribuirá para a geração de mais de 70 mil empregos, R\$ 21,2 bilhões em investimentos, 8,5 milhões casas abastecidas e 4 milhões de toneladas de CO₂ evitadas. A projeção é de que o setor de energia eólica no país receberá um investimento de R\$ 27 bilhões até o ano de 2017 [ABEEólica \(2014a\)](#).

¹H: Hidráulica - Reservatório.

²T: Térmica.

³Outros se refere a Cocal, PIE-RP, Cisframa, Sol e Do Atlântico.

1.3 Parques eólicos e sistemas elétricos de potência

Inicialmente, unidades eólicas eram utilizadas de forma isolada, fornecendo baixa potência para pequenos consumidores. Formas híbridas de geração, tais como sistemas compostos por unidades eólicas e baterias ou unidades eólicas e geradores a diesel, foram os primeiros sistemas comportando geradores eólicos a conectarem-se ao sistema elétrico de alguns países. Com o desenvolvimento de tais sistemas de conversão de energia, os aerogeradores adquiriram potências elevadas e a conexão destes ao sistema elétrico passou a ser realizada em maior escala, primeiramente em sistemas de distribuição de energia elétrica. As unidades eólicas, então, passaram a ser conectadas diretamente à rede elétrica, de forma unitária ou em conjunto, formando os parques eólicos. Os parques eólicos representam uma quantidade elevada de potência a ser inserida no sistema elétrico e o grupo de aerogeradores é então conectado ao sistema de transmissão de energia elétrica.

É possível dizer que o comportamento do sistema elétrico de potência é ditado pelo comportamento do sistema de geração e por determinados tipos de cargas. Um sistema elétrico constituído por sistemas de conversão de energia eólica apresenta um comportamento diferente dos sistemas elétricos convencionais, estes compostos por geradores elétricos síncronos, a exemplo das hidrelétricas. Devido, essencialmente, às características dos geradores elétricos utilizados, os sistemas elétricos de potência que apresentam elevada penetração de energia eólica apresentarão respostas diferentes frente a distúrbios que possam ocorrer. Além disso, para cada tipo de unidade eólica, as estratégias de controle de tensão ou potência, seja ativa ou reativa, proporcionam resultados diferentes para cada contingência.

Embora o SIN seja predominantemente composto por usinas hidrelétricas, o crescimento de unidades eólicas vem aumentando a presença deste sistema de geração na matriz elétrica do país. Ainda que a participação seja pequena comparavelmente a outros países, como Irlanda, Dinamarca e Espanha, que apresentam ao menos 45 % de energia elétrica proveniente de parques eólicos, o Brasil apresenta concentrações de unidades eólicas que representam uma penetração de energia elétrica considerável em determinadas regiões do sistema, o que certamente possui um impacto local no fornecimento de energia. De acordo com o crescimento da presença destas unidades de geração no sistema e o fato das mesmas possuírem características mecânicas e elétricas particulares, além dos impactos locais e da possível extensão dos efeitos de uma contingência para regiões maiores do sistema, os parques eólicos assumem um papel importante e devem ser analisados considerando diferentes aspectos de estudo, a exemplo de: planejamento da operação, planejamento da expansão, estudos de carga, cálculo de curto-circuitos, proteção de sistemas e estudos de estabilidade.

1.4 Motivação

Entender o comportamento do sistema elétrico de potência perante elevadas penetrações de energia elétrica gerada por aerogeradores, assim como o desempenho de cada tipo de unidade eólica, cujas características são significativamente distintas, frente a diferentes contingências, faz-se necessário para compreender as características operativas das mesmas e os mecanismos de instabilidade envolvidos, a fim de se obter informações de forma a garantir a operação correta e segura de um sistema elétrico de potência e possibilitar a expansão dos sistemas de conversão de energia eólica no SIN, diminuindo-se os riscos associados às suas implantações.

Explorar os principais modelos genéricos disponibilizados até então na literatura, para cada tipo de aerogerador, torna-se interessante pelo fato de tais modelos, já validados, reproduzirem o comportamento dinâmico com muita fidelidade para aerogeradores de distintos

fabricantes, o que possibilita não somente elaborar análises confiáveis via simulações em computador, mas também verificar as reais respostas dos diferentes tipos de aerogeradores diante de contingências aplicadas em sistemas teste.

1.5 Objetivos

Além de relacionar as principais características e as modelagens dos sistemas básicos que compõem os aerogeradores, assim como apresentar os tipos de unidades eólicas, A, B, C e D e os modelos genéricos em estudo, o objetivo principal desta dissertação consiste em realizar análises de estabilidade transitória, de estabilidade de tensão e de estabilidade de velocidade, via simulações dinâmicas em sistemas teste, com o propósito de:

- comparar os comportamentos dinâmicos de vários modelos genéricos disponíveis de aerogeradores;
- investigar os mecanismos de instabilidade de sistemas elétricos de potência na presença de aerogeradores;
- verificar os impactos de cada tipo de unidade eólica no comportamento do sistema elétrico e em particular no comportamento de geradores síncronos.

1.6 Ferramenta para simulações

A ferramenta escolhida para a realização das simulações foi o programa computacional *PSS/E*, *Power System Simulator for Engineering*, de propriedade da *Siemens PTI*, *Power Technologies International*. O *software PSS/E* é utilizado essencialmente para simulações de sistemas elétricos de potência. Este programa computacional permite representar um grande conjunto de elementos constituintes do sistema elétrico e estudar o mesmo em regime permanente e em condições dinâmicas. Este programa contém modelos de geradores síncronos, assíncronos, estabilizadores, compensadores, linhas de transmissão de corrente contínua, *FACTS*¹, reguladores de velocidade, sistemas de proteção, modelos de carga, modelos de excitação e dentre outros, os modelos genéricos de unidades eólicas em estudo.

É possível simular o fluxo de potência ótimo, curvas PV e QV, faltas balanceadas e desbalanceadas, sistemas elétricos equivalentes e realizar simulações dinâmicas a pequenas e grandes perturbações, dentre outras possibilidades. Para pequenas perturbações, utiliza-se o *software* adicional *NEVA*, *Netomac Eigenvalues Analysis*, de propriedade da *Siemens PTI*, que funciona em conjunto ao *PSS/E* e é responsável pelo cálculo de autovalores e análise modal. É possível introduzir modelos de controle criados pelo usuário, através de rotinas elaboradas em linguagem *FLEX*², *Fortran*³, *Python*⁴ ou pela construção de diagramas de blocos através do *software* adicional *GMB*, *Graphical Model Builder*, de propriedade da *Siemens PTI*, que funciona em conjunto ao *PSS/E*. Como exemplo, um modelo que contenha um perfil do vento é possível de ser criado e associado aos modelos genéricos disponíveis.

¹ *FACTS*: Flexible Alternating Current Transmission System.

² *FLEX*: FieldWorks Language Explorer.

³ *Fortran*: IBM Mathematical Formula Translation System.

⁴ *Python*: Linguagem de programação de alto nível.

1.7 Estrutura da dissertação

Esta dissertação, além do capítulo introdutório, está estruturada pelos capítulos:

Capítulo 2: Sistemas aerodinâmico e mecânico

Este capítulo descreve o sistema aerodinâmico do aerogerador, compreendendo as relações de conversão de energia, o sistema de controle aerodinâmico, referente aos métodos para a limitação da energia extraída do vento e o sistema mecânico, consistindo do eixo, das massas rotóricas da turbina e do gerador elétrico, assim como das relações de velocidade envolvidas.

Capítulo 3: Modelagem matemática do gerador de indução

Este capítulo apresenta a modelagem do gerador de indução para os tipos gaiola de esquilo e rotor bobinado, utilizados nas unidades eólicas dos tipos A e B, respectivamente. A modelagem é realizada para quinta e terceira ordens e as equações são obtidas em coordenadas abc , $\alpha\beta 0$ e $dq0$.

Capítulo 4: Tipos de unidades eólicas e modelos genéricos

Este capítulo descreve os tipos de unidades eólicas A, B, C e D, apresenta os modelos genéricos e os respectivos diagramas de bloco, assim como os aspectos relacionados aos modos de controle envolvidos. Aqui são relacionadas as principais características de cada tipo de aerogerador e dos modelos genéricos.

Capítulo 5: Conexão de parques eólicos aos sistemas elétricos de potência

Este capítulo discute a presença de aerogeradores em sistemas elétricos de potência e relaciona os aspectos básicos sobre normatização, além de apresentar o sistema elétrico do parque eólico em estudo.

Capítulo 6: Estabilidade transitória, de tensão e de velocidade em sistemas elétricos de potência na presença de unidades eólicas

Este capítulo define o problema de estabilidade e subproblemas associados: estabilidade transitória, estabilidade de tensão e estabilidade de velocidade. Explicam-se os mecanismos de instabilidade de aerogeradores, apresentam-se as simulações, resultados e análises para sistemas teste. Aqui, são comparadas as respostas dos diferentes modelos genéricos de aerogeradores para cada tipo e verifica-se a relação entre tais aerogeradores e sistemas de geração convencionais frente a grandes distúrbios aplicados a sistemas teste.

Capítulo 7: Considerações finais e trabalhos futuros

Este capítulo encerra a dissertação e sugere trabalhos futuros.

Capítulo 2

Sistemas aerodinâmico e mecânico

2.1 Configuração de uma unidade eólica

Os sistemas de conversão de energia eólica utilizam os ventos como fonte primária de energia, para assim, produzirem como produto final a energia elétrica. Neste processo, de forma simplificada, a energia eólica, a energia contida nos ventos, que está na forma de energia cinética de translação, é convertida em energia cinética de rotação, através das pás acopladas ao rotor da turbina. A energia cinética de rotação movimenta o rotor da turbina, que está acoplado ao rotor do gerador elétrico. O gerador elétrico, então, converte a energia cinética rotacional, ou energia mecânica contida em seu rotor, em energia elétrica. Evidentemente, ocorrem perdas energéticas nas várias etapas de conversão. Neste sentido, as várias partes constituintes de uma unidade eólica devem ser devidamente analisadas, a fim de estabelecer a modelagem completa para a correta análise do comportamento dinâmico dos aerogeradores. A Figura 2.1 mostra o diagrama de uma unidade eólica moderna. Os componentes de um aerogerador, como a torre, a nacelle, o cubo, as pás, podem ser vistos em [Burton *et al.* \(2011\)](#), [Abad *et al.* \(2011\)](#), [Pinto \(2013\)](#) e [Ackermann \(2005\)](#).

Figura 2.1: Configuração geral de uma unidade eólica moderna.

Conforme mostra a Figura 2.1, os principais elementos presentes em uma unidade eólica moderna são resumidamente descritos a seguir:

- sistema aerodinâmico: pás da turbina e processo de conversão entre as formas de energia eólica e mecânica;
- sistema mecânico: rotor da turbina, eixos, caixa de transmissão e rotor do gerador;
- sistema elétrico: conversor eletrônico de potência, cabos, chaves, transformadores e dispositivos de controle específicos;
- sistemas de controle do conversor: sistemas de controle associados;
- vento: o vento pode ser modelado através de medições realizadas em campo ou modelado matematicamente com um perfil de velocidades escolhido. Um exemplo pode ser encontrado em [Anderson e Bose \(1983\)](#). Nesta dissertação, o vento é considerado constante;
- gerador: o gerador elétrico pode ser síncrono ou assíncrono;
- rede elétrica: representa o sistema elétrico no qual as unidades eólicas são conectadas;
- sistema de controle aerodinâmico: um exemplo é o controle do ângulo de passo das pás, utilizado tipicamente em unidades eólicas de velocidade variável. Este sistema possui mecanismos, de natureza hidráulica ou eletromecânica, capazes de movimentar as pás e alterar o ângulo de incidência do vento sobre as mesmas;
- sistemas de proteção: relés de proteção por sobretensão, subtensão, sobrevelocidade, entre outros. Nesta dissertação, não se consideram quaisquer sistemas de proteção.

A seguir, são descritos brevemente os sistemas aerodinâmico e de controle aerodinâmico, assim como o sistema mecânico. Maiores detalhes acerca das modelagens, podem ser encontrados em [Akhmatov \(2003\)](#), [Slootweg \(2003\)](#), [Burton *et al.* \(2011\)](#), [Ackermann \(2005\)](#) e [Johnson \(2006\)](#).

2.2 Sistema aerodinâmico

O sistema aerodinâmico de uma unidade eólica consiste nas pás da turbina e no processo de conversão entre as formas de energia eólica e mecânica. As pás absorvem a energia cinética de translação contida nos ventos, convertendo esta energia em energia cinética rotacional. A energia cinética rotacional permite o movimento do rotor da turbina e neste ponto se encontra a relação entre a potência extraída do vento e a potência mecânica da mesma, sendo esta última disponibilizada no rotor da turbina.

A energia cinética E , $[kgm^2/s^2]$, em forma de translação contida em uma massa de ar, pode ser calculada através da Equação (2.1):

$$E = \frac{1}{2}m_{ar}v^2 \quad (2.1)$$

Esta energia pode ser interpretada como a energia cinética associada ao fluxo de ar de massa m_{ar} , $[kg]$, que possui velocidade v , $[m/s]$, denominada velocidade do vento. O fluxo de ar atravessa uma região circular, correspondente à área varrida pelas pás da turbina A , $[m^2]$, de raio R , $[m]$, e desloca uma massa de ar em determinado período de tempo m_{ardest} , $[kg/s]$, conforme a Equação (2.2):

$$m_{ardest} = \rho_{ar}Av \quad (2.2)$$

onde ρ_{ar} , $[kg/m^3]$, é a densidade do ar, cujo valor a 1 atm e 25 °C é 1,225 kg/m^3 . A Figura 2.2 exemplifica o exposto.

Figura 2.2: Fluxo de ar através da área compreendida pelas pás da turbina.

A partir das Equações (2.1) e (2.2), obtém-se a Equação (2.3):

$$P_v = \frac{1}{2} \rho_{ar} A v^3 \quad (2.3)$$

onde P_v , $[W]$, é a potência total disponível no vento na área varrida pelas pás.

A velocidade do vento após passar pela turbina é menor que a velocidade de incidência. Isso significa que não é possível extrair toda a energia cinética contida na massa de ar que flui pelas pás da turbina. Consequentemente, a potência mecânica extraída é reduzida por um fator denominado coeficiente de potência C_p . A Equação (2.4) representa a fração da potência extraída do vento, que se traduz na potência mecânica absorvida pelas pás da turbina e disponibilizada em seu rotor:

$$P_m = C_p P_v \quad (2.4)$$

O físico alemão Albert Betz provou, em 1920, que a máxima potência extraída por uma turbina ideal sob condições ideais do vento é 59,26 % ou 16/27 da potência disponível nos ventos. Este fator é denominado limite de Betz. Na prática, turbinas modernas possuem um coeficiente de potência máximo situado numa faixa de 52 % a 55 % Ackermann (2005). Se o coeficiente de potência é especificado em relação à potência elétrica de saída, consideram-se que as perdas na caixa de transmissão e no gerador elétrico são deduzidas do coeficiente, reduzindo-se o valor entre 46 % e 48 %, referente às turbinas eólicas modernas. A Equação (2.5) estabelece a potência mecânica em função do coeficiente de potência:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho_{ar} C_p A v^3 \quad (2.5)$$

A Figura 2.3 representa uma unidade eólica em três dimensões, composta por três pás e o respectivo sistema de coordenadas.

O ângulo de passo β , o ângulo de ataque α , o ângulo de incidência φ e as grandezas velocidade relativa do vento v_{rel}^1 , $[m/s]$, e velocidade da ponta das pás v_{pp} , $[m/s]$, podem ser observadas na Figura 2.4. A Equação (2.6) representa a relação de velocidades:

$$\lambda = \frac{\omega_t R}{v} \quad (2.6)$$

onde ω_t , $[rad/s]$, é a velocidade angular do rotor da turbina. O numerador da Equação (2.6) representa a velocidade da ponta das pás.

¹A velocidade relativa do vento v_{rel} possui como referência a velocidade da ponta das pás v_{pp} .

Figura 2.3: Representação das pás de uma unidade eólica e sistema de coordenadas: a coordenada x refere-se à direção do vento.

Figura 2.4: Representação da seção de uma pá: ângulos e grandezas relevantes.

O ângulo de incidência φ pode ser calculado pela Equação (2.7):

$$\varphi = \arctg\left(\frac{1}{\lambda}\right) = \arctg\left(\frac{v}{\omega_t R}\right) \quad (2.7)$$

A potência mecânica depende do ângulo de passo, assim como da velocidade do rotor da turbina e da velocidade do vento. Portanto, o coeficiente de potência depende também destas grandezas. Sejam as Equações (2.5) e (2.6), a potência mecânica da turbina pode

então ser expressa pela Equação (2.8):

$$P_m = \frac{1}{2} \rho_{ar} C_p(\lambda, \beta) A v^3 = \frac{1}{2} \rho_{ar} C_p(\lambda, \beta) \pi R^2 v^3 \quad (2.8)$$

Já o torque aerodinâmico, T_a , $[Nm]$, é representado pela Equação (2.9):

$$T_a = \frac{1}{2\lambda} \rho_{ar} C_p(\lambda, \beta) \pi R^3 v^2 \quad (2.9)$$

É plausível concluir então, que o processo de conversão de energia eólica em mecânica pode ser controlado pela variação do ângulo β e pela variação da relação de velocidades λ conforme ocorram variações do vento v . Como o comprimento das pás R não se altera, variações do parâmetro λ existem conforme ocorram variações da velocidade angular do rotor da turbina ω_t e variações da velocidade do vento v . A curva representada pela Figura 2.5, mostra o coeficiente de potência para um aerogerador em função do parâmetro λ , para um determinado ângulo β . O ponto máximo da curva é o ponto de operação ótimo da turbina, que corresponde a uma velocidade específica de rotação desta ω_{esp} , para uma velocidade específica do vento v_{esp} , o que implica no parâmetro $\lambda_{ótimo}$ e assim, no coeficiente de potência máximo. Então, a Equação (2.6) toma a forma da Equação (2.10):

$$\lambda_{ótimo} = \frac{\omega_{esp} R}{v_{esp}} \quad (2.10)$$

Figura 2.5: Curva típica do coeficiente de potência em função de λ .

As turbinas eólicas são projetadas para produzirem máxima potência para uma determinada velocidade do vento. Tanto a máxima potência, como a velocidade do vento nesta situação, assumem valores nominais. Tratando-se de aerogeradores de velocidade fixa, o ajuste da velocidade angular do rotor da turbina para diferentes velocidades do vento é muito debilitado. Desta forma, a relação entre as velocidades da Equação (2.10) torna-se única ou praticamente única para estas unidades. Em aerogeradores de velocidade variável, a velocidade angular do rotor da turbina pode ser ajustada para uma faixa de velocidades do vento, de maneira que nesta faixa de velocidades, o parâmetro $\lambda_{ótimo}$ permaneça constante, de tal forma que o coeficiente de potência seja máximo nesta situação. Assim, a potência

mecânica disponibilizada no rotor da turbina torna-se maior, consequência da máxima eficiência aerodinâmica obtida para uma ampla faixa de velocidades, tanto da turbina como do vento. Consequentemente, a potência elétrica gerada por uma unidade eólica de velocidade variável será também maior. A Figura 2.6 representa o coeficiente de potência para uma turbina eólica de velocidade variável para diferentes velocidades do vento, considerando um ângulo β específico. É possível concluir que para diferentes velocidades do vento, a velocidade do rotor da turbina é ajustada de forma a manter o coeficiente de potência ótimo, o que maximiza a extração da energia eólica.

Figura 2.6: Coeficiente de potência para unidade eólica de velocidade variável.

A Figura 2.7 compara a potência mecânica gerada entre uma unidade eólica de velocidade fixa e uma unidade eólica de velocidade variável. Observa-se que a potência mecânica é quase sempre superior para a unidade eólica de velocidade variável, pois esta permite ajustar a velocidade da turbina para diferentes velocidades do vento, o que não é possível para a unidade eólica de velocidade fixa.

Figura 2.7: Potência mecânica: comparação entre unidades eólicas de velocidade fixa e velocidade variável para diferentes velocidades do vento.

Como observado em Salles (2009), normalmente as curvas referentes ao coeficiente de potência são obtidas por experimentos para cada aerogerador. Um modelo geral para traçar

a curva do coeficiente de potência foi sugerido por Heier (1998). Em Sloodweg *et al.* (2003), observa-se a curva do coeficiente de potência para uma unidade eólica comercial e a aproximação numérica pelo modelo representado pelas Equações (2.11) e (2.12). De uma forma geral, as curvas de potência de distintos fabricantes são semelhantes e portanto, o modelo apresentado é capaz de representar fielmente o coeficiente de potência de uma unidade eólica.

$$C_p = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}} \quad (2.11)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + c_8 \beta} - \frac{c_9}{\beta^3 + 1}} \quad (2.12)$$

Os parâmetros c_1 a c_9 são ajustados para representar o comportamento aerodinâmico da turbina. Em Sloodweg (2003), é possível verificar os parâmetros ajustados para turbinas eólicas modernas, para aerogeradores de velocidade fixa e de velocidade variável.

2.3 Sistema de controle aerodinâmico

O sistema de controle aerodinâmico tem por objetivo limitar a potência mecânica da turbina, ou limitar o torque aerodinâmico, a fim de evitar os esforços mecânicos excessivos e possíveis danos à unidade eólica, assim como manter o balanço entre as potências mecânica e elétrica, além de relacionar-se à limitação da velocidade do rotor da turbina. Os três métodos para limitar a energia extraída do vento, para valores do vento acima do nominal, são: controle *stall*, controle de *pitch* e controle *stall* ativo. De acordo com Ackermann (2005), os métodos de controle tipicamente utilizados nas unidades eólicas de velocidade fixa e velocidade variável são:

- velocidade fixa: controle *stall*, controle de *pitch* e controle *stall* ativo;
- velocidade variável: controle de *pitch*.

2.3.1 Controle *stall*

O controle *stall*, controle por perda aerodinâmica, *stall* passivo, ou controle de ângulo de passo fixo, é um método de controle que utiliza as propriedades geométricas das pás para limitar a força do vento nas mesmas. Este método é o primeiro a ser utilizado em sistemas de conversão de energia eólica e é considerado o mais simples. As pás são fixas rigidamente ao rotor da turbina, portanto seu ângulo de passo β é mantido constante. O projeto aerodinâmico das pás faz com que, em velocidades do vento acima da nominal, ocorra o fenômeno de turbulência na região atrás das pás, conforme mostra a Figura 2.8.

Figura 2.8: Escoamento normal e presença da turbulência para elevadas velocidades do vento.

O escoamento do vento sobre a superfície das pás aumenta a força de arrasto e o ângulo de ataque α , diminuindo a força de sustentação, Figura 2.9. Estudos interessantes sobre o comportamento do vento podem ser encontrados em Jervell (2008).

Figura 2.9: Força de arrasto e força de sustentação.

A força de sustentação movimenta as pás da turbina e a força de arrasto provoca a frenagem. Assim, o torque resultante é reduzido e a energia absorvida pelas pás é limitada. É interessante observar que no controle *stall* ideal, a potência aumenta com o vento até um valor máximo e permanece constante para valores do vento superiores ao nominal e na prática esta relação não é observada [Burton *et al.* \(2011\)](#). Basicamente, a Figura 2.12 mostra o perfil não ideal da potência, neste caso a potência elétrica, para o presente método de controle, conforme aumenta-se a velocidade do vento.

As vantagens deste método referem-se à robustez e à simplicidade [Ackermann \(2005\)](#). Já as desvantagens correspondem à instabilidade da potência elétrica gerada para velocidades do vento superiores à nominal e às vibrações nas pás que afetam as forças aerodinâmicas, visto que as pás são fixas e não podem alterar o ângulo de passo para aliviar o estresse mecânico, causando oscilações mecânicas e fadiga dos materiais constituintes das pás e consequentemente, exigindo pás mecanicamente mais robustas, aumentando os custos associados [Burton *et al.* \(2011\)](#). Outras desvantagens estão presentes na partida e na parada do aerogerador que emprega este tipo de controle do torque aerodinâmico.

2.3.2 Controle de *pitch*

O controle de *pitch* ou controle do ângulo de passo, é um método de controle ativo em que as pás ou parte destas são rotacionadas alterando-se o ângulo de passo β e assim, limitando-se a energia extraída do vento. É utilizado essencialmente em aerogeradores de velocidade variável. É necessário um sistema de controle que atue em velocidades do vento acima da nominal, isto é, para velocidades do vento abaixo da nominal, o sistema de controle do ângulo de passo da turbina não deve atuar, o ângulo de passo permanece em 0° ou muito próximo deste e a potência elétrica de saída varia conforme variações da velocidade do vento. Para velocidades deste acima da nominal, o sistema de controle atua de forma a alterar o torque aerodinâmico sobre as pás até atingir o valor específico que produza a potência nominal. O que o sistema de controle faz, é aumentar o ângulo de passo conforme aumenta-se a velocidade do vento, diminuindo-se o ângulo de ataque, através da rotação da turbina em torno de seu eixo longitudinal.

Para limitar a eficiência aerodinâmica da turbina e assim evitar danos físicos ao aerogerador, no controle de *pitch* geralmente utilizam-se mecanismos hidráulicos ou eletromecânicos. Aspectos construtivos e tecnológicos podem ser encontrados em maiores detalhes em

Burton *et al.* (2011). Um componente bastante utilizado consiste no servomotor. O sistema de controle produz um ângulo de referência e o servomotor atuará no movimento rotacional das pás, até um ângulo determinado. A faixa de variação consiste de 0° a $+90^\circ$, ou poucos graus negativos até $+90^\circ$. Normalmente, a taxa de variação do ângulo das pás é menor que 5° por segundo, atingindo até 10° por segundo para variações elevadas da velocidade do vento. Um exemplo de controlador factível de ser implementado é o controlador proporcional, P, cuja frequência de amostragem é baixa, da ordem de 1 Hz a 3 Hz Ackermann (2005). As Figuras 2.10 e 2.11 exemplificam a atuação do controle de *pitch*.

Figura 2.10: Atuação do sistema de controle de *pitch* e potência elétrica de saída.

Figura 2.11: Atuação do sistema de controle de *pitch* e ângulo de passo.

As principais vantagens deste tipo de controle referem-se à facilidade em controlar a potência, à maximização da energia capturada, à atuação em emergências e a não exigência de pás estruturalmente robustas, reduzindo-se os custos associados à estrutura mecânica. As principais desvantagens consistem em uma menor confiabilidade, aos custos associados ao sistema de controle e à vulnerabilidade às eventuais variações bruscas da velocidade do vento. É interessante observar aqui a diferença entre as curvas de potência para unidades eólicas com controle *stall* e controle de *pitch*, considerando as operações em velocidades fixa e variável. A Figura 2.12 mostra a diferença referente à potência elétrica gerada entre os

métodos de controle empregados, para turbinas de mesma potência nominal e velocidades de operação fixa e variável. Observa-se que o controle de *pitch* possibilita um aproveitamento maior da energia extraída do vento em comparação ao controle *stall*. No caso do controle de *pitch* para operação em velocidade variável, o aproveitamento da potência extraída do vento é também superior [Burton et al. \(2011\)](#).

Figura 2.12: Comparação entre métodos de controle aerodinâmico.

2.3.3 Controle *stall* ativo

O controle *stall* ativo, controle fixo ativo ou *combi-stall* atua da seguinte forma: conforme aumenta-se o vento, diminui-se o ângulo de passo β e consequentemente aumenta-se o ângulo de ataque. Evidentemente, o modo de operação é contrário ao controle de *pitch*, ou seja, a faixa de variação consiste de -90° a 0° , ou -90° até poucos graus positivos. Aumentando-se o ângulo de ataque, provoca-se a situação de turbulência na região atrás das pás, o que implica na redução da eficiência aerodinâmica da turbina. Este método de controle da potência mecânica é capaz de combinar o controle *stall* com o controle de *pitch*.

Os diagramas de bloco dos modelos do sistema aerodinâmico e dos sistemas de controle aerodinâmico utilizados nos aerogeradores em estudo nesta dissertação, são apresentados no Capítulo 4.

2.4 Sistema mecânico

O sistema mecânico é composto pelas massas rotóricas da turbina e do gerador, pelos eixos de baixa e alta velocidades e pela caixa de transmissão. A caixa de transmissão é necessária para as unidades eólicas compostas por geradores elétricos não multipólos. O modelo de duas massas é utilizado, pois variações do torque eletromagnético, provenientes de perturbações por contingências do sistema elétrico e variações do torque mecânico, oriundas de perturbações por flutuações da velocidade do vento, podem provocar oscilações consideráveis nas variáveis mecânicas e elétricas do gerador, influenciando diretamente na qualidade da energia elétrica gerada [Pereira \(2007\)](#).

Um modelo de três massas é citado em [Perdana \(2008\)](#). Outro modelo, ainda mais complexo e denominado modelo de seis massas, pode ser encontrado em [Muyeen et al. \(2009\)](#).

Estudos comparativos entre os diferentes modelos dos sistemas mecânicos citados, podem ser encontrados em [Muyeen *et al.* \(2007\)](#), onde se conclui que o modelo de duas massas é considerado suficiente para estudos de estabilidade, no contexto de grandes perturbações.

A seguir, a modelagem simplificada do sistema mecânico de duas massas é desenvolvida [Singh e Santoso \(2011\)](#) e [Bolik \(2004\)](#). As massas rotóricas da turbina e do gerador contribuem significativamente para a inércia do sistema, ao contrário da caixa de transmissão, que contribui muito pouco. Desconsidera-se portanto, nesta modelagem, a contribuição da inércia da caixa de transmissão.

O torque aerodinâmico T_a , $[Nm]$, aplicado a um disco com momento de inércia J , $[kgm^2]$, cujo eixo possui coeficiente de amortecimento D , $[Nms/rad]$, e uma constante de rigidez torsional k , $[Nm/rad]$, é calculado pela Equação (2.13):

$$T_a = J \frac{d^2\theta(t)}{dt^2} + D \frac{d\theta(t)}{dt} + k\theta(t) \quad (2.13)$$

onde $\theta(t)$, $[rad]$, representa o deslocamento angular, $\frac{d\theta(t)}{dt}$, $[rad/s]$, a velocidade angular e $\frac{d^2\theta(t)}{dt^2}$, $[rad/s^2]$, a aceleração angular do disco. A Figura 2.13 mostra as grandezas citadas.

Figura 2.13: Representação da massa rotórica e do torque aerodinâmico.

O sistema mecânico de duas massas é então representado pela Figura 2.14.

Figura 2.14: Representação das massas rotóricas, eixos e caixa de transmissão.

T_a , como já citado, é o torque aerodinâmico aplicado à massa rotórica da turbina, que possui momento de inércia J_t , $[kgm^2]$. T_t , $[Nm]$, é o torque de transmissão para a baixa velocidade, cuja engrenagem da caixa de transmissão possui N_t dentes e T_g , $[Nm]$, é o torque de transmissão para a alta velocidade, cuja engrenagem da caixa de transmissão possui N_g dentes. As grandezas k_t , $[Nm/rad]$, e D_t , $[Nms/rad]$, são a constante de rigidez torsional e o coeficiente de amortecimento, respectivamente, para o eixo entre a massa rotórica da turbina e a caixa de transmissão. Os deslocamentos angulares em cada extremidade do eixo são θ_{t1} , $[rad]$ e θ_{t2} , $[rad]$. As grandezas k_g , $[Nm/rad]$ e D_g , $[Nms/rad]$, são a constante de

rigidez torsional e o coeficiente de amortecimento, respectivamente, para o eixo entre a caixa de transmissão e a massa rotórica do gerador, que possui momento de inércia J_g , $[kgm^2]$. Os deslocamentos angulares em cada extremidade do eixo são θ_{g1} , $[rad]$ e θ_{g2} , $[rad]$. T_e , $[Nm]$, representa o torque eletromagnético.

Como a massa da caixa de transmissão é desprezada, o sistema mecânico de duas massas compreende a massa rotórica da turbina e a massa rotórica do gerador, além do eixo que une as duas massas. A fim de referenciar a constante de rigidez torsional e o coeficiente de amortecimento para um único lado, escolhe-se a representação por grandezas únicas, referenciadas aqui ao lado de baixa velocidade. Desta forma, tem-se a Figura 2.15, que representa o modelo do sistema mecânico de duas massas utilizado para o desenvolvimento das equações, onde k e D são a constante de rigidez torsional e o coeficiente de amortecimento equivalentes.

Figura 2.15: Representação da constante de rigidez torsional e do coeficiente de amortecimento equivalentes.

A diferença entre o torque de transmissão para a alta velocidade e o torque eletromagnético é dada pela Equação (2.14):

$$T_g - T_e = J_g \frac{d\omega_g(t)}{dt} \quad (2.14)$$

onde ω_g , $[rad/s]$, é a velocidade angular do rotor do gerador.

A diferença entre o torque aerodinâmico e o torque de transmissão para a baixa velocidade é dada pela Equação (2.15):

$$T_a - T_t = J_t \frac{d\omega_t(t)}{dt} \quad (2.15)$$

onde ω_t , $[rad/s]$, é a velocidade angular do rotor da turbina.

Sejam as seguintes relações:

$$\frac{d\omega_g(t)}{dt} = \frac{d^2\theta_{g2}(t)}{dt^2} \quad (2.16)$$

$$\frac{d\omega_t(t)}{dt} = \frac{d^2\theta_{t1}(t)}{dt^2} \quad (2.17)$$

$$T_g = \frac{T_t}{\eta} \quad (2.18)$$

onde η é a relação de velocidades, dada pela Equação (2.19):

$$\eta = \frac{N_t}{N_g} \quad (2.19)$$

A dinâmica do eixo pode ser descrita pela Equação (2.20):

$$T_t = k\Delta\theta(t) + D\Delta\omega(t) \quad (2.20)$$

onde $\Delta\theta(t)$ é a diferença entre os deslocamentos angulares $\theta_{t1}(t)$ e $\frac{\theta_{g2}(t)}{\eta}$ e $\Delta\omega(t)$ é a diferença entre as velocidades angulares $\omega_t(t)$ e $\frac{\omega_g(t)}{\eta}$, conforme a Equação (2.21):

$$\frac{d\Delta\theta(t)}{dt} = \Delta\omega(t) = \frac{d\theta_{t1}(t)}{dt} - \frac{d\theta_{g2}(t)}{dt\eta} = \omega_t(t) - \frac{\omega_g(t)}{\eta} \quad (2.21)$$

Utilizando-se das Equações (2.14) a (2.21), as Equações (2.22), (2.23) e (2.24) são então obtidas para descrever a dinâmica do sistema mecânico de duas massas:

$$\frac{d\omega_t(t)}{dt} = \frac{1}{J_t}(T_a - D\omega_t(t) + \frac{D}{\eta}\omega_g(t) - k \int (\omega_t(t) - \frac{\omega_g(t)}{\eta})dt) \quad (2.22)$$

$$\frac{d\omega_g(t)}{dt} = \frac{1}{J_g}(-T_e + \frac{D}{\eta}\omega_t(t) - \frac{D}{\eta^2}\omega_g(t) + \frac{k}{\eta} \int (\omega_t(t) - \frac{\omega_g(t)}{\eta})dt) \quad (2.23)$$

Fazendo $\Delta\theta(t) = \rho(t)$, o deslocamento angular entre as extremidades do eixo, tem-se a Equação (2.24):

$$\frac{d\rho(t)}{dt} = \omega_t(t) - \frac{\omega_g(t)}{\eta} \quad (2.24)$$

A Figura 2.16 representa o sistema mecânico de duas massas.

Figura 2.16: Representação das massas rotóricas e do eixo para o sistema mecânico de duas massas.

Para os modelos genéricos de unidades eólicas presentes no *software PSS/E*, é possível considerar o modelo de duas massas ou o modelo de apenas uma massa. Nesta dissertação, as simulações são realizadas para o sistema mecânico de duas massas, quando não especificado. O modelo de apenas uma massa elimina o eixo e a caixa de transmissão, concentrando as inércias da turbina e do gerador Schegner e La Seta (2004), J_{total} , $[kgm^2]$, cuja representação é dada pela Equação (2.25):

$$\frac{d\omega_t(t)}{dt} = \frac{d\omega_g(t)}{dt} = \frac{T_a - T_e}{J_{total}} \quad (2.25)$$

onde tem-se J_{total} representado pela Equação (2.26):

$$J_{total} = J_t + J_g \quad (2.26)$$

As Equações (2.27) a (2.29) se referem ao modelo de duas massas, cujas grandezas estão em pu [Perdana \(2006\)](#), exceto as constantes de inércia da turbina e do gerador H_t , H_g , [s], k , [pu/rad] e os deslocamentos angulares nas extremidades do eixo referentes a baixa e alta velocidades θ_{t1} , θ_{g2} , [rad]:

$$2H_t \frac{d\omega_t(t)}{dt} = T_a - k(\theta_{t1}(t) - \theta_{g2}(t)) - D(\omega_t(t) - \omega_g(t)) \quad (2.27)$$

$$2H_g \frac{d\omega_g(t)}{dt} = -T_e + k(\theta_{t1}(t) - \theta_{g2}(t)) + D(\omega_t(t) - \omega_g(t)) \quad (2.28)$$

$$\frac{d(\theta_{t1} - \theta_{g2})}{dt} = \omega_t(t) - \omega_g(t) \quad (2.29)$$

Para o modelo de uma massa, tem-se a Equação (2.30):

$$2(H_t + H_g) \frac{d\omega_g(t)}{dt} = T_a - T_e \quad (2.30)$$

Para a obtenção das grandezas em pu, verificar o Apêndice [A](#).

Os diagramas de blocos dos modelos do sistema mecânico utilizados nos aerogeradores em estudo nesta dissertação, são apresentados no Capítulo [4](#).

Capítulo 3

Modelagem matemática do gerador de indução

Uma máquina elétrica girante é uma máquina capaz de converter energia mecânica em energia elétrica e energia elétrica em energia mecânica [Kosow \(1982\)](#). A máquina elétrica girante possuirá função geradora se converter energia mecânica em energia elétrica, isto é, a rotação da máquina é suprida por uma fonte de energia mecânica a fim de provocar a rotação do eixo e assim estabelecer o movimento relativo entre os condutores e o campo magnético, gerando energia elétrica como produto final.

As máquinas elétricas de indução, também denominadas máquinas elétricas assíncronas, tiveram sua origem na década de 1880, com sua introdução na indústria. O conceito completo da máquina elétrica de indução polifásica, incluindo portanto, o gerador de indução e o motor de indução, foi elaborado por Nikola Tesla, cuja patente ocorreu em 1888. O termo indução se deve ao fato de as correntes surgirem nos enrolamentos rotóricos por tensões elétricas induzidas, de acordo com a Lei de Indução de Faraday. Já a denominação assíncrona corresponde à diferença de velocidade entre o campo magnético girante do estator e o campo magnético induzido no rotor. No modo de operação como gerador, a velocidade rotórica é superior à velocidade do campo magnético girante do estator, ou velocidade síncrona. Para a máquina operando como motor, a velocidade síncrona é superior à velocidade rotórica [McPherson e Laramore \(1990\)](#).

A principal aplicação da máquina elétrica de indução permaneceu durante muitos anos limitada à função motora, essencialmente nas indústrias, por uma série de características que fez e faz o motor de indução destacar-se dos demais, a exemplo da robustez e relação peso/potência, dentre outras [Franchi \(2009\)](#). Porém, nas últimas décadas, houve um aumento considerável da utilização das máquinas elétricas de indução como geradores, particularmente em unidades eólicas e micro centrais hidrelétricas. Como mencionado no Capítulo 1, o primeiro gerador elétrico de indução a ser utilizado em aerogeradores correspondeu ao gerador de indução em gaiola de esquilo. Este gerador elétrico é utilizado em unidades eólicas do tipo A. Tratando-se de unidades eólicas do tipo B e do tipo C, utiliza-se o gerador de indução com rotor bobinado. Para as unidades eólicas do tipo D, também é possível utilizar o gerador de indução, embora o gerador comumente empregado corresponda ao gerador síncrono. Aspectos construtivos das máquinas elétricas de indução e características de funcionamento podem ser encontrados em [Krause *et al.* \(1994\)](#), [McPherson e Laramore \(1990\)](#), [Kosow \(1982\)](#) e [Fitzgerald *et al.* \(2003\)](#).

Considerando a crescente aplicabilidade dos geradores de indução para a produção de energia elétrica, principalmente em unidades eólicas, faz-se necessário construir um modelo adequado para a incorporação destes nos modelos de tais unidades, a fim de realizar estudos

no contexto da estabilidade transitória, de tensão e de velocidade, a grandes perturbações. Assim, é possível efetuar simulações dos aerogeradores em programas computacionais e analisar a relação entre estes e os sistemas elétricos de potência. O modelo dinâmico do gerador de indução a ser desenvolvido neste capítulo é utilizado no *software* PSS/E.

A seguir, desenvolve-se a modelagem da máquina elétrica de indução trifásica. A modelagem é adequada para análises balanceadas e desbalanceadas e podem ser encontradas em Reginatto (2006), Krause *et al.* (1994), Barbi (1985), Vinha (2009) e Bim (2012). O desenvolvimento do modelo da máquina de indução operando como gerador por um modelo fasorial, pode ser encontrado em Reginatto (2011).

A máquina elétrica de indução trifásica pode ser representada pela Figura 3.1.

Figura 3.1: Representação da máquina elétrica de indução trifásica.

As considerações adotadas para a modelagem da máquina elétrica de indução trifásica são:

1. os três enrolamentos estatóricos são iguais entre si;
2. os três enrolamentos rotóricos são iguais entre si;
3. o deslocamento angular entre os enrolamentos estatóricos são iguais;
4. o deslocamento angular entre os enrolamentos rotóricos são iguais;
5. a soma das correntes estatóricas é igual a zero;
6. não ocorre saturação do material magnético;
7. desprezam-se as perdas magnéticas: correntes de Foucault e histerese;
8. desprezam-se as perdas mecânicas;
9. não se desprezam as perdas no cobre;

10. o entreferro é constante e a distribuição de fluxo em seu interior é radial e senoidal;
11. harmônicos são negligenciados;
12. a máquina é representada para dois pólos;
13. os enrolamentos rotóricos e estatóricos são ligados em estrela;
14. para a máquina operando como motor, as correntes estatóricas e rotóricas são positivas entrando na máquina;
15. para a máquina operando como gerador, as correntes estatóricas e rotóricas são negativas entrando na máquina.

O modelo simplificado da máquina elétrica de indução é adequado para estudos de estabilidade. É possível incluir outras características que aqui são desprezadas e assim considerar outros efeitos dinâmicos em um modelo mais detalhado. Exemplos que podem ser citados são: saturação do material magnético, efeito *skin* e perdas no núcleo. Porém, considerando-se tais características, o modelo torna-se demasiadamente complicado, exigindo-se inclusive elevado esforço computacional em simulações. Além disso, a inclusão de tais características não influenciam significativamente as análises de estabilidade [Perdana \(2008\)](#). Comparações entre diferentes modelos dinâmicos de geradores de indução podem ser observados em [Thiringer e Luomi \(2001\)](#). Admitindo-se as considerações citadas, desenvolvem-se as equações da máquina elétrica de indução.

3.1 Equações dos fluxos e tensões em coordenadas abc

A Figura 3.2 representa a máquina elétrica de indução trifásica, simétrica e com 2 pólos. Os eixos possuem um deslocamento angular de 120° e o sentido positivo é anti-horário para os eixos magnéticos. Os subscritos r e s referem-se ao rotor e ao estator, respectivamente. O símbolo θ corresponde à velocidade de rotação dos eixos rotóricos.

Figura 3.2: Sistema de eixos abc .

3.1.1 Equações dos fluxos

Adota-se a partir deste ponto a convenção da máquina operando como motor, isto é, as correntes entrando na máquina são consideradas positivas. Os fluxos produzidos pelos enrolamentos rotóricos ψ_{r_i} e os fluxos produzidos pelos enrolamentos estatóricos ψ_{s_i} , podem ser somados, resultando em ψ_{total} , conforme a Equação (3.1):

$$\psi_{total} = \sum_{i=a}^c \psi_{r_i} + \sum_{i=a}^c \psi_{s_i} \quad (3.1)$$

Sejam as indutâncias próprias dos enrolamentos rotóricos L_{ra}, L_{rb}, L_{rc} e L_r , conforme a Equação (3.2):

$$L_{ra} = L_{rb} = L_{rc} = L_r \quad (3.2)$$

Na forma matricial, tem-se para o rotor a matriz L_R , referente às indutâncias próprias rotóricas L_r , e às indutâncias mútuas rotóricas L_{mr} , conforme a Equação (3.3):

$$L_R = \begin{bmatrix} L_r & L_{mr} & L_{mr} \\ L_{mr} & L_r & L_{mr} \\ L_{mr} & L_{mr} & L_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{lr} + L_{mmr} & \frac{-1}{2}L_{mmr} & \frac{-1}{2}L_{mmr} \\ \frac{-1}{2}L_{mmr} & L_{lr} + L_{mmr} & \frac{-1}{2}L_{mmr} \\ \frac{-1}{2}L_{mmr} & \frac{-1}{2}L_{mmr} & L_{lr} + L_{mmr} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

A indutância própria de cada enrolamento rotórico L_r , é dada pela soma da indutância de dispersão rotórica L_{lr} , com a indutância de magnetização rotórica, esta conhecida também por indutância de entreferro L_{mmr} , conforme a Equação (3.4):

$$L_r = L_{lr} + L_{mmr} \quad (3.4)$$

Como a máquina é considerada simétrica, as indutâncias magnetizantes dos enrolamentos rotóricos são $L_{mra}, L_{mrb}, L_{mrc}$ e L_{mmr} , conforme a Equação (3.11):

$$L_{mra} = L_{mrb} = L_{mrc} = L_{mmr} \quad (3.5)$$

Também, as indutâncias mútuas entre os enrolamentos rotóricos são $L_{mrab}, L_{mrbc}, L_{mrca}$ e L_{mr} , conforme a Equação (3.12):

$$L_{mrab} = L_{mrbc} = L_{mrca} = L_{mr} \quad (3.6)$$

O fluxo magnético concatenado entre dois enrolamentos rotóricos são a projeção do fluxo magnético proveniente do outro enrolamento rotórico na direção dos eixos magnéticos dos dois primeiros enrolamentos. Desta forma, o fluxo de cada enrolamento que atravessa o entreferro é multiplicado por $\cos(2\pi/3)$. Assim, as indutâncias mútuas entre os enrolamentos rotóricos são dadas pela Equação (3.13):

$$L_{mr} = \frac{-1}{2}L_{mmr} \quad (3.7)$$

O sinal negativo se deve ao fato de os eixos estarem defasados de um ângulo superior a $\pi/2$ radianos elétricos, o que implica em fluxo magnético negativo concatenado com um enrolamento, quando corrente positiva está presente no outro enrolamento.

Sejam as indutâncias próprias dos enrolamentos estatóricos L_{sa}, L_{sb}, L_{sc} e L_s , conforme a Equação (3.8):

$$L_{sa} = L_{sb} = L_{sc} = L_s \quad (3.8)$$

Na forma matricial, tem-se para o estator a matriz L_S , referente às indutâncias próprias estatóricas L_s , e às indutâncias mútuas estatóricas L_{ms} , conforme a Equação (3.9):

$$L_S = \begin{bmatrix} L_s & L_{ms} & L_{ms} \\ L_{ms} & L_s & L_{ms} \\ L_{ms} & L_{ms} & L_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{ls} + L_{mms} & \frac{-1}{2} L_{mms} & \frac{-1}{2} L_{mms} \\ \frac{-1}{2} L_{mms} & L_{ls} + L_{mms} & \frac{-1}{2} L_{mms} \\ \frac{-1}{2} L_{mms} & \frac{-1}{2} L_{mms} & L_{ls} + L_{mms} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

A indutância própria de cada enrolamento estatórico L_s , é dada pela soma da indutância de dispersão estatórica L_{ls} , com a indutância de magnetização estatórica, esta conhecida também por indutância de entreferro L_{mms} , conforme a Equação (3.10):

$$L_s = L_{ls} + L_{mms} \quad (3.10)$$

Como a máquina é considerada simétrica, as indutâncias magnetizantes dos enrolamentos rotóricos são L_{mra} , L_{mrb} , L_{mrc} e L_{mmr} , conforme a Equação (3.11):

$$L_{msa} = L_{msb} = L_{msc} = L_{mms} \quad (3.11)$$

Também, as indutâncias mútuas entre os enrolamentos estatóricos são L_{msab} , L_{msbc} , L_{msca} e L_{ms} , conforme a Equação (3.12):

$$L_{msab} = L_{msbc} = L_{msca} = L_{ms} \quad (3.12)$$

O fluxo magnético concatenado entre dois enrolamentos estatóricos são a projeção do fluxo magnético proveniente do outro enrolamento estatórico na direção dos eixos magnéticos dos dois primeiros enrolamentos. Desta forma, o fluxo de cada enrolamento que atravessa o entreferro é multiplicado por $\cos(2\pi/3)$. Assim, as indutâncias mútuas entre os enrolamentos estatóricos são dadas pela Equação (3.13):

$$L_{ms} = \frac{-1}{2} L_{mms} \quad (3.13)$$

O sinal negativo se deve ao fato de os eixos estarem defasados de um ângulo superior a $\pi/2$ radianos elétricos, o que implica em fluxo magnético negativo concatenado com um enrolamento, quando corrente positiva está presente no outro enrolamento.

As indutâncias mútuas entre os enrolamentos rotóricos e estatóricos L_{msara} , L_{msarb} , L_{msarc} , L_{msbra} , L_{msbrb} , L_{msbrc} , L_{mscra} , L_{mscra} , L_{mscrb} e $L_{mscr c}$ são funções senoidais do deslocamento angular θ e são estabelecidas pelas Equações (3.14) a (3.22). O ângulo θ representa o deslocamento angular entre cada enrolamento rotórico e estatórico e L_{msr} representa a amplitude das indutâncias mútuas entre os enrolamentos rotóricos e estatóricos, conforme Equação (3.23):

$$L_{msara} = L_{msr} \cos(\theta) \quad (3.14)$$

$$L_{msarb} = L_{msr} \cos(\theta + (2\pi)/3) \quad (3.15)$$

$$L_{msarc} = L_{msr} \cos(\theta + (4\pi)/3) \quad (3.16)$$

$$L_{msbra} = L_{msr} \cos(\theta + (4\pi)/3) \quad (3.17)$$

$$L_{msbrb} = L_{msr} \cos(\theta) \quad (3.18)$$

$$L_{msbrc} = L_{msr} \cos(\theta + (2\pi)/3) \quad (3.19)$$

$$L_{mscra} = L_{msr} \cos(\theta + (2\pi)/3) \quad (3.20)$$

$$L_{mscrb} = L_{msr} \cos(\theta + (4\pi)/3) \quad (3.21)$$

$$L_{mscrc} = L_{msr} \cos(\theta) \quad (3.22)$$

$$L_{msr} = \frac{N_r}{N_s} L_{mms} \quad (3.23)$$

O número de espiras efetivas em série por fase para os enrolamentos rotóricos é N_r e para os enrolamentos estatóricos é N_s .

Então, as equações dos fluxos rotóricos e estatóricos podem ser escritas conforme as Equações (3.24) a (3.29):

$$\psi_{sa} = L_s i_{sa} + L_{ms} i_{sb} + L_{ms} i_{sc} + L_{msara} i_{ra} + L_{msarb} i_{rb} + L_{msarc} i_{rc} \quad (3.24)$$

$$\psi_{sb} = L_s i_{sb} + L_{ms} i_{sa} + L_{ms} i_{sc} + L_{msbra} i_{ra} + L_{msbrb} i_{rb} + L_{msbrc} i_{rc} \quad (3.25)$$

$$\psi_{sc} = L_s i_{sc} + L_{ms} i_{sb} + L_{ms} i_{sa} + L_{mscra} i_{ra} + L_{mscrb} i_{rb} + L_{mscrc} i_{rc} \quad (3.26)$$

$$\psi_{ra} = L_r i_{ra} + L_{mr} i_{rb} + L_{mr} i_{rc} + L_{mrasa} i_{sa} + L_{mrabs} i_{sb} + L_{mrasc} i_{sc} \quad (3.27)$$

$$\psi_{rb} = L_r i_{rb} + L_{mr} i_{ra} + L_{mr} i_{rc} + L_{mrbsa} i_{sa} + L_{mrbsb} i_{sb} + L_{mrbsc} i_{sc} \quad (3.28)$$

$$\psi_{rc} = L_r i_{rc} + L_{mr} i_{rb} + L_{mr} i_{ra} + L_{mrca} i_{sa} + L_{mrccb} i_{sb} + L_{mrcc} i_{sc} \quad (3.29)$$

Na forma matricial, tem-se as matrizes das indutâncias mútuas entre os enrolamentos rotóricos e estatóricos em função do deslocamento angular θ , L_{MSR} e L_{MRS} , representadas pelas Equações (3.30) e (3.31):

$$L_{MSR} = L_{msr} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta + (2\pi)/3) & \cos(\theta + (4\pi)/3) \\ \cos(\theta + (4\pi)/3) & \cos(\theta) & \cos(\theta + (2\pi)/3) \\ \cos(\theta + (2\pi)/3) & \cos(\theta + (4\pi)/3) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

$$L_{MRS} = L_{msr} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta + (4\pi)/3) & \cos(\theta + (2\pi)/3) \\ \cos(\theta + (2\pi)/3) & \cos(\theta) & \cos(\theta + (4\pi)/3) \\ \cos(\theta + (4\pi)/3) & \cos(\theta + (2\pi)/3) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

Os vetores das correntes rotóricas $\vec{i}_r$, e correntes estatóricas $\vec{i}_s$, são dados pelas Equações (3.32) e (3.33):

$$\vec{i}_r = \begin{bmatrix} i_{ra} \\ i_{rb} \\ i_{rc} \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

$$\vec{i}_s = \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

Assim, o vetor dos fluxos rotóricos $\vec{\psi}_r$, é expresso pelas Equações (3.34) e (3.35) e dos fluxos estatóricos $\vec{\psi}_s$, pelas Equações (3.36) e (3.37):

$$\vec{\psi}_r = L_{MRS}\vec{i}_s + L_R\vec{i}_r \quad (3.34)$$

$$\vec{\psi}_r = \begin{bmatrix} \psi_{ra} \\ \psi_{rb} \\ \psi_{rc} \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

$$\vec{\psi}_s = L_S\vec{i}_s + L_{MSR}\vec{i}_r \quad (3.36)$$

$$\vec{\psi}_s = \begin{bmatrix} \psi_{sa} \\ \psi_{sb} \\ \psi_{sc} \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

A seguir, serão desenvolvidas as equações das tensões rotóricas e estatóricas.

3.1.2 Equações das tensões

Pela Lei de Indução de Faraday, o vetor das tensões rotóricas $\vec{V}_r$, é representado pelas Equações (3.38) e (3.39) e das tensões estatóricas $\vec{V}_s$, representado pelas Equações (3.40) e (3.41):

$$\vec{V}_r = R_R\vec{i}_r + \frac{d\vec{\psi}_r}{dt} \quad (3.38)$$

$$\vec{V}_r = \begin{bmatrix} V_{ra} \\ V_{rb} \\ V_{rc} \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

$$\vec{V}_s = R_S\vec{i}_s + \frac{d\vec{\psi}_s}{dt} \quad (3.40)$$

$$\vec{V}_s = \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} \quad (3.41)$$

As resistências rotóricas R_{ra} , R_{rb} , R_{rc} e R_r , são dadas pela Equação (3.42):

$$R_{ra} = R_{rb} = R_{rc} = R_r \quad (3.42)$$

Na forma matricial, tem-se para o rotor a Equação (3.43):

$$R_R = \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \quad (3.43)$$

As resistências estatóricas R_{sa} , R_{sb} , R_{sc} e R_s , são dadas pela Equação (3.44):

$$R_{sa} = R_{sb} = R_{sc} = R_s \quad (3.44)$$

Na forma matricial, tem-se para o estator a Equação (3.45):

$$R_S = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

Tem-se para o rotor as Equações (3.46) e (3.47):

$$\frac{d\vec{\psi}_r}{dt} = \frac{L_{MRS}\vec{i}_s + dL_R\vec{i}_r}{dt} \quad (3.46)$$

$$\frac{d\vec{\psi}_r}{dt} = L_R \frac{d\vec{i}_r}{dt} + L_{MRS} \frac{d\vec{i}_s}{dt} + \frac{\partial L_{MRS}}{\partial \theta} \vec{i}_s \frac{d\theta}{dt} \quad (3.47)$$

Portanto, a expressão da tensão rotórica é representada pela Equação (3.48):

$$\vec{V}_r = R_R \vec{i}_r + L_R \frac{d\vec{i}_r}{dt} + L_{MRS} \frac{d\vec{i}_s}{dt} + \frac{\partial L_{MRS}}{\partial \theta} \vec{i}_s \frac{d\theta}{dt} \quad (3.48)$$

Tem-se para o estator as Equações (3.49) e (3.50):

$$\frac{d\vec{\psi}_s}{dt} = \frac{dL_S\vec{i}_s + L_{MSR}\vec{i}_r}{dt} \quad (3.49)$$

$$\frac{d\vec{\psi}_s}{dt} = L_S \frac{d\vec{i}_s}{dt} + L_{MSR} \frac{d\vec{i}_r}{dt} + \frac{\partial L_{MSR}}{\partial \theta} \vec{i}_r \frac{d\theta}{dt} \quad (3.50)$$

Portanto, a expressão da tensão estatórica é representada pela Equação (3.51):

$$\vec{V}_s = R_S \vec{i}_s + L_S \frac{d\vec{i}_s}{dt} + L_{MSR} \frac{d\vec{i}_r}{dt} + \frac{\partial L_{MSR}}{\partial \theta} \vec{i}_r \frac{d\theta}{dt} \quad (3.51)$$

A seguir, serão desenvolvidas as equações da máquina elétrica de indução no sistema de coordenadas $\alpha\beta 0$.

3.2 A transformação de Clarke: equações dos fluxos e tensões no sistema de coordenadas $\alpha\beta 0$

A transformação de Clarke possibilita a representação das equações da máquina elétrica de indução trifásica em um sistema de dois vetores ortogonais e estacionários. Ou seja, transforma-se o sistema trifásico variável em coordenadas abc em um sistema bifásico de dois vetores estacionários em coordenadas $\alpha\beta$, conforme pode ser observado na Figura 3.3. O eixo α possui a mesma direção do eixo a e β é ortogonal a α .

A componente de sequência zero, também denominada componente homopolar, somente existirá para os casos de sistemas desequilibrados ou desbalanceados. Para a presente modelagem, considera-se que a corrente homopolar é nula. No desenvolvimento das próximas equações, a notação do subscrito $\alpha\beta$ indica que a componente homopolar é desprezada.

Figura 3.3: Sistema de eixos $\alpha\beta 0$ para o estator.

3.2.1 A matriz de transformação $\alpha\beta 0$

Seja o vetor das forças magnetomotrizes referentes aos enrolamentos estatóricos em coordenadas abc $\vec{F}_{sabc}$, conforme a Equação (3.52):

$$\vec{F}_{sabc} = \begin{bmatrix} F_{sa} \\ F_{sb} \\ F_{sc} \end{bmatrix} \quad (3.52)$$

Para as forças magnetomotrizes referentes aos enrolamentos estatóricos em coordenadas $\alpha\beta$ $\vec{F}_{s\alpha\beta}$, tem-se a Equação (3.53):

$$\vec{F}_{s\alpha\beta} = \begin{bmatrix} F_{s\alpha} \\ F_{s\beta} \end{bmatrix} \quad (3.53)$$

Decompondo-se as forças magnetomotrizes em coordenadas $\alpha\beta$, tem-se as Equações (3.54) e (3.55):

$$F_{s\alpha} = F_{sa} + F_{sb}\cos(2\pi/3) + F_{sc}\cos(4\pi/3) \quad (3.54)$$

$$F_{s\beta} = 0 + F_{sb}\sin(2\pi/3) + F_{sc}\sin(4\pi/3) \quad (3.55)$$

Define-se então o vetor das forças magnetomotrizes referente aos enrolamentos estatóricos $\vec{F}_{s\alpha\beta}$, conforme a Equação (3.56):

$$\vec{F}_{s\alpha\beta} = \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \vec{F}_{sabc} \quad (3.56)$$

A Figura 3.4 representa os sistemas de eixos abc e $\alpha\beta 0$, assim como as forças magnetomotrizes. N_1 e N_2 são o número de espiras do enrolamento estatórico em coordenadas abc e $\alpha\beta 0$, respectivamente.

Sejam as relações entre as forças magnetomotrizes e as correntes estatóricas representadas pelas Equações (3.57) e (3.58):

$$\vec{F}_{s\alpha\beta} = N_2 \vec{i}_{s\alpha\beta} \quad (3.57)$$

$$\vec{F}_{sabc} = N_1 \vec{i}_s \quad (3.58)$$

Figura 3.4: Sistema de eixos abc e $\alpha\beta 0$ para o estator.

O vetor das correntes estatóricas $\vec{i}_{s\alpha\beta}$, é dado pela Equação (3.59):

$$\vec{i}_{s\alpha\beta} = \begin{bmatrix} i_{s\alpha} \\ i_{s\beta} \end{bmatrix} \quad (3.59)$$

Substituindo-se as Equações (3.57), (3.58) e (3.59) na Equação (3.56), obtém-se a Equação (3.60):

$$\vec{i}_{s\alpha\beta} = N_1/N_2 \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \vec{i}_s \quad (3.60)$$

É necessário que a corrente i_{s0} seja inserida na equação anterior, de forma a possibilitar a inversão da matriz. Então, define-se a Equação (3.61):

$$i_{s0} = \zeta \frac{N_1}{N_2} (i_{sa} + i_{sb} + i_{sc}) \quad (3.61)$$

onde ζ será determinado a seguir.

Introduzindo-se a corrente i_{s0} na matriz citada, tem-se a Equação (3.62):

$$\vec{i}_{s\alpha\beta 0} = N_1/N_2 \begin{bmatrix} \zeta & \zeta & \zeta \\ 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \vec{i}_s \quad (3.62)$$

E a matriz de transformação K é representada pela Equação (3.63):

$$K = N_1/N_2 \begin{bmatrix} \zeta & \zeta & \zeta \\ 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \quad (3.63)$$

Para que a potência seja invariante, esta matriz deve satisfazer a Equação (3.64), onde I é a matriz identidade:

$$KK^T = I \quad (3.64)$$

Assim, é possível obter a partir da Equação (3.64), a relação entre o número de espiras, conforme a Equação (3.65):

$$N_1/N_2 = \sqrt{\frac{2}{3}} \quad (3.65)$$

onde ζ é determinado conforme a Equação (3.66):

$$\zeta = \frac{1}{\sqrt{2}} \quad (3.66)$$

Assim, a matriz de transformação de Clarke $K_{\alpha\beta 0}$, ou matriz de transformação $\alpha\beta 0$ é dada pela Equação (3.67):

$$K_{\alpha\beta 0} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \\ 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \quad (3.67)$$

A seguir, serão desenvolvidas as equações dos fluxos.

3.2.2 Equações dos fluxos

A matriz das indutâncias cíclicas e homopolares para o rotor $L_{r\alpha\beta 0}$, é dada pela Equação (3.68):

$$L_{r\alpha\beta 0} = K_{\alpha\beta 0} L_R K_{\alpha\beta 0}^{-1} \quad (3.68)$$

Na forma matricial, tem-se a Equação (3.69):

$$L_{r\alpha\beta 0} = \begin{bmatrix} L_{cr0} & 0 & 0 \\ 0 & L_{cr} & 0 \\ 0 & 0 & L_{cr} \end{bmatrix} \quad (3.69)$$

A indutância cíclica do rotor L_{cr} , e a indutância cíclica homopolar do rotor L_{cr0} , são dadas pelas Equações (3.70) e (3.71):

$$L_{cr} = L_r - L_{mr} = L_{lr} + \frac{3}{2} L_{mmr} \quad (3.70)$$

$$L_{cr0} = L_r + 2L_{mr} = L_{lr} \quad (3.71)$$

A matriz das indutâncias cíclicas e homopolares para o estator $L_{s\alpha\beta 0}$, é dada pela Equação (3.72):

$$L_{s\alpha\beta 0} = K_{\alpha\beta 0} L_S K_{\alpha\beta 0}^{-1} \quad (3.72)$$

Na forma matricial, tem-se para o estator a Equação (3.73):

$$L_{s\alpha\beta 0} = \begin{bmatrix} L_{cs0} & 0 & 0 \\ 0 & L_{cs} & 0 \\ 0 & 0 & L_{cs} \end{bmatrix} \quad (3.73)$$

A indutância cíclica do estator L_{cs} , e a indutância cíclica homopolar do estator L_{cs0} , são dadas pelas Equações (3.74) e (3.75):

$$L_{cs} = L_s - L_{ms} = L_{ls} + \frac{3}{2} L_{mms} \quad (3.74)$$

$$L_{cs0} = L_s + 2L_{ms} = L_{ls} \quad (3.75)$$

Aplicando-se a transformação $\alpha\beta 0$ nas matrizes das indutâncias mútuas entre enrolamentos rotóricos e estatóricos em função de θ , conforme as Equações (3.76) e (3.77), tem-se as matrizes das indutâncias mútuas entre enrolamentos rotóricos e estatóricos em função de θ para as coordenadas $\alpha\beta 0$, $L_{MSR\alpha\beta 0}$ e $L_{MRS\alpha\beta 0}$, representadas pelas Equações (3.78) e (3.79):

$$L_{MSR\alpha\beta 0} = K_{\alpha\beta 0} L_{MSR} K_{\alpha\beta 0}^{-1} \quad (3.76)$$

$$L_{MRS\alpha\beta 0} = K_{\alpha\beta 0} L_{MRS} K_{\alpha\beta 0}^{-1} \quad (3.77)$$

$$L_{MSR\alpha\beta 0} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & L_m \cos(\theta) & -L_m \sin(\theta) \\ 0 & L_m \sin(\theta) & L_m \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (3.78)$$

$$L_{MRS\alpha\beta 0} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & L_m \cos(\theta) & L_m \sin(\theta) \\ 0 & -L_m \sin(\theta) & L_m \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (3.79)$$

A indutância mútua cíclica é definida conforme a Equação (3.80):

$$L_m = \frac{3}{2} L_{msr} \quad (3.80)$$

Para o rotor, o vetor dos fluxos rotóricos $\vec{\psi}_{r\alpha\beta 0}$, é representado pelas Equações (3.81) e (3.82) e o vetor das correntes rotóricas $\vec{i}_{r\alpha\beta 0}$, pela Equação (3.83):

$$\vec{\psi}_{r\alpha\beta 0} = L_{r\alpha\beta 0} \vec{i}_{r\alpha\beta 0} + L_{MRS\alpha\beta 0} \vec{i}_{s\alpha\beta 0} \quad (3.81)$$

$$\vec{\psi}_{r\alpha\beta 0} = \begin{bmatrix} \psi_{r0} \\ \psi_{r\alpha} \\ \psi_{r\beta} \end{bmatrix} \quad (3.82)$$

$$\vec{i}_{r\alpha\beta 0} = \begin{bmatrix} i_{r0} \\ i_{r\alpha} \\ i_{r\beta} \end{bmatrix} \quad (3.83)$$

Para o estator, o vetor dos fluxos rotóricos $\vec{\psi}_{s\alpha\beta 0}$, é representado pelas Equações (3.84) e (3.85) e o vetor das correntes rotóricas $\vec{i}_{s\alpha\beta 0}$, pela Equação (3.86):

$$\vec{\psi}_{s\alpha\beta 0} = L_{s\alpha\beta 0} \vec{i}_{s\alpha\beta 0} + L_{MSR\alpha\beta 0} \vec{i}_{r\alpha\beta 0} \quad (3.84)$$

$$\vec{\psi}_{s\alpha\beta 0} = \begin{bmatrix} \psi_{s0} \\ \psi_{s\alpha} \\ \psi_{s\beta} \end{bmatrix} \quad (3.85)$$

$$\vec{i}_{s\alpha\beta 0} = \begin{bmatrix} i_{s0} \\ i_{s\alpha} \\ i_{s\beta} \end{bmatrix} \quad (3.86)$$

A seguir, serão desenvolvidas as equações das tensões.

3.2.3 Equações das tensões

Sejam as tensões em coordenadas abc $\vec{V}_r$ e $\vec{V}_s$, dadas pelas Equações (3.87) e (3.88):

$$\vec{V}_r = R_R \vec{i}_r + L_R \frac{d\vec{i}_r}{dt} + L_{MRS} \frac{d\vec{i}_s}{dt} + \frac{\partial L_{MRS}}{\partial \theta} \vec{i}_s \frac{d\theta}{dt} \quad (3.87)$$

$$\vec{V}_s = R_S \vec{i}_s + L_S \frac{d\vec{i}_s}{dt} + L_{MSR} \frac{d\vec{i}_r}{dt} + \frac{\partial L_{MSR}}{\partial \theta} \vec{i}_r \frac{d\theta}{dt} \quad (3.88)$$

Aplicando-se a matriz de transformação $K_{\alpha\beta 0}$, nas Equações (3.87) e (3.88), obtêm-se as Equações (3.89) e (3.90):

$$\begin{aligned} K_{\alpha\beta 0} \vec{V}_r &= K_{\alpha\beta 0} R_R K_{\alpha\beta 0}^{-1} \vec{i}_{r\alpha\beta 0} + K_{\alpha\beta 0} L_R K_{\alpha\beta 0}^{-1} \frac{d\vec{i}_{r\alpha\beta 0}}{dt} + \\ &+ K_{\alpha\beta 0} L_{MRS} K_{\alpha\beta 0}^{-1} \frac{d\vec{i}_{s\alpha\beta 0}}{dt} + \frac{\partial K_{\alpha\beta 0} L_{MRS} K_{\alpha\beta 0}^{-1}}{\partial \theta} \vec{i}_{s\alpha\beta 0} \frac{d\theta}{dt} \end{aligned} \quad (3.89)$$

$$\begin{aligned} K_{\alpha\beta 0} \vec{V}_s &= K_{\alpha\beta 0} R_S K_{\alpha\beta 0}^{-1} \vec{i}_{s\alpha\beta 0} + K_{\alpha\beta 0} L_S K_{\alpha\beta 0}^{-1} \frac{d\vec{i}_{s\alpha\beta 0}}{dt} + \\ &+ K_{\alpha\beta 0} L_{MSR} K_{\alpha\beta 0}^{-1} \frac{d\vec{i}_{r\alpha\beta 0}}{dt} + \frac{\partial K_{\alpha\beta 0} L_{MSR} K_{\alpha\beta 0}^{-1}}{\partial \theta} \vec{i}_{r\alpha\beta 0} \frac{d\theta}{dt} \end{aligned} \quad (3.90)$$

Transformando-se as matrizes seguintes para o rotor e o estator, conforme as Equações (3.91) a (3.94):

$$R_{r\alpha\beta 0} = K_{\alpha\beta 0} R_R K_{\alpha\beta 0}^{-1} \quad (3.91)$$

$$R_{s\alpha\beta 0} = K_{\alpha\beta 0} R_S K_{\alpha\beta 0}^{-1} \quad (3.92)$$

$$L_{MRS\alpha\beta 0} = K_{\alpha\beta 0} L_{MRS} K_{\alpha\beta 0}^{-1} \quad (3.93)$$

$$L_{MSR\alpha\beta 0} = K_{\alpha\beta 0} L_{MSR} K_{\alpha\beta 0}^{-1} \quad (3.94)$$

Fazendo-se as substituições nas Equações (3.89) e (3.90), as tensões em coordenadas $\alpha\beta 0$ $\vec{V}_{r\alpha\beta 0}$ e $\vec{V}_{s\alpha\beta 0}$, são expressas pelas Equações (3.95) e (3.96):

$$\vec{V}_{r\alpha\beta 0} = R_{r\alpha\beta 0} \vec{i}_{r\alpha\beta 0} + L_{r\alpha\beta 0} \frac{d\vec{i}_{r\alpha\beta 0}}{dt} + L_{MRS\alpha\beta 0} \frac{d\vec{i}_{s\alpha\beta 0}}{dt} + \frac{\partial L_{MRS\alpha\beta 0}}{\partial \theta} \vec{i}_{s\alpha\beta 0} \frac{d\theta}{dt} \quad (3.95)$$

$$\vec{V}_{s\alpha\beta 0} = R_{s\alpha\beta 0} \vec{i}_{s\alpha\beta 0} + L_{s\alpha\beta 0} \frac{d\vec{i}_{s\alpha\beta 0}}{dt} + L_{MSR\alpha\beta 0} \frac{d\vec{i}_{r\alpha\beta 0}}{dt} + \frac{\partial L_{MSR\alpha\beta 0}}{\partial \theta} \vec{i}_{r\alpha\beta 0} \frac{d\theta}{dt} \quad (3.96)$$

A seguir, serão desenvolvidas as equações da máquina elétrica de indução no sistema de coordenadas $dq0$.

3.3 A transformação de Park: equações dos fluxos e tensões no sistema de coordenadas $dq0$

A transformação de Park foi introduzida por R. H. Park, em meados de 1920. Esta transformação permite que as equações da máquina elétrica, de um sistema de dois vetores ortogonais e estacionários, passe para um sistema de dois vetores ortogonais girantes d e q . As variáveis rotóricas e estatóricas são relacionadas a um sistema de referência que pode rotacionar em qualquer velocidade angular e inclusive permanecer em estado estacionário. Em outras palavras, para a máquina elétrica de indução, as variáveis da máquina, tensões, correntes e fluxos, associadas ao estator, são referenciadas a um sistema de referência que pode ser fixo no estator, fixo no rotor ou fixo em um referencial genérico e assim, todas as indutâncias dependentes do deslocamento angular θ tornam-se então independentes. A mudança entre os sistemas realiza-se com o objetivo de reduzir a complexidade das equações diferenciais e facilitar a implementação computacional [Krause et al. \(1994\)](#).

A Figura 3.5 ilustra o sistema de eixos $\alpha\beta$, sendo que os eixos α_r e β_r giram à velocidade $\dot{\theta}$ e os eixos d e q giram à velocidade $\dot{\phi}$.

Figura 3.5: Sistema de eixos dq .

3.3.1 A matriz de transformação $dq0$

Para obter a matriz de transformação de Park, seja a Equação (3.97):

$$\vec{i}_{rdq0} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ 0 & \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \vec{i}_{r\alpha\beta0} \quad (3.97)$$

O vetor das correntes rotóricas $\vec{i}_{rdq0}$, é dado conforme a Equação (3.98):

$$\vec{i}_{rdq0} = \begin{bmatrix} i_{r0} \\ i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix} \quad (3.98)$$

Tem-se então a matriz de transformação de Park K_{dq0} , ou matriz de transformação $dq0$, conforme a Equação (3.99):

$$K_{dq0} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ 0 & \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (3.99)$$

Na forma compacta, ignorando-se a componente homopolar, tem-se a Equação (3.100):

$$K_{dq} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (3.100)$$

A seguir, serão desenvolvidas as equações dos fluxos.

3.3.2 Equações dos fluxos

Ignorando-se a componente homopolar, o fluxo rotórico em coordenadas $\alpha\beta$ $\vec{\psi}_{r\alpha\beta}$, é dado pela Equação (3.101):

$$\vec{\psi}_{r\alpha\beta} = L_{r\alpha\beta} \vec{i}_{r\alpha\beta} + L_{MRS\alpha\beta} \vec{i}_{s\alpha\beta} \quad (3.101)$$

Aplicando-se a transformação K_{dq} na Equação (3.101), tem-se a Equação (3.102):

$$K_{dq} \vec{\psi}_{r\alpha\beta} = K_{dq} L_{r\alpha\beta} \vec{i}_{r\alpha\beta} + K_{dq} L_{MRS\alpha\beta} \vec{i}_{s\alpha\beta} \quad (3.102)$$

Utilizando-se da Equação (3.103):

$$L_{MRS\alpha\beta} = L_m K_{dq}^{-1} \quad (3.103)$$

Substituindo a equação anterior na Equação (3.102), tem-se a Equação (3.104):

$$K_{dq} \vec{\psi}_{r\alpha\beta} = L_{r\alpha\beta} K_{dq} \vec{i}_{r\alpha\beta} + L_m K_{dq} K_{dq}^{-1} \vec{i}_{s\alpha\beta} \quad (3.104)$$

E o fluxo rotórico é expresso pela Equação (3.105):

$$\vec{\psi}_{rdq} = L_{r\alpha\beta} \vec{i}_{rdq} + L_m I \vec{i}_{s\alpha\beta} \quad (3.105)$$

O vetor do fluxo rotórico $\vec{\psi}_{rdq}$, é expresso pela Equação (3.106):

$$\vec{\psi}_{rdq} = \begin{bmatrix} \psi_{rd} \\ \psi_{rq} \end{bmatrix} \quad (3.106)$$

Ignorando-se a componente homopolar, o fluxo estatórico em coordenadas $\alpha\beta$ $\vec{\psi}_{s\alpha\beta}$, é dado pela Equação (3.107):

$$\vec{\psi}_{s\alpha\beta} = L_{s\alpha\beta} \vec{i}_{s\alpha\beta} + L_{MSR\alpha\beta} \vec{i}_{r\alpha\beta} \quad (3.107)$$

Aplicando-se a transformação K_{dq} na Equação (3.107), tem-se a Equação (3.108):

$$K_{dq} \vec{\psi}_{s\alpha\beta} = K_{dq} L_{s\alpha\beta} \vec{i}_{s\alpha\beta} + K_{dq} L_{MSR\alpha\beta} \vec{i}_{r\alpha\beta} \quad (3.108)$$

Utilizando-se da Equação (3.109):

$$L_{MSR\alpha\beta} = L_m K_{dq} \quad (3.109)$$

Substituindo a equação anterior na Equação (3.108), tem-se a Equação (3.110):

$$K_{dq} \vec{\psi}_{s\alpha\beta} = L_{s\alpha\beta} K_{dq} \vec{i}_{s\alpha\beta} + L_m K_{dq} K_{dq} \vec{i}_{r\alpha\beta} \quad (3.110)$$

E o fluxo estatórico é expresso pela Equação (3.111):

$$\vec{\psi}_{s\alpha\beta} = L_{s\alpha\beta} \vec{i}_{s\alpha\beta} + L_m I \vec{i}_{rdq} \quad (3.111)$$

Observa-se que somente as variáveis rotóricas sofreram ação pela transformação de Park. A seguir, serão desenvolvidas as equações das tensões.

3.3.3 Equações das tensões

Adotando-se um referencial genérico para o sistema de eixos d e q , tem-se a matriz de transformação dq rotórica K_{rdq} , representada pela Equação (3.112) e a matriz de transformação dq estatórica, representada pela Equação (3.113):

$$K_{rdq} = \begin{bmatrix} \cos(\phi - \theta) & \sin(\phi - \theta) \\ -\sin(\phi - \theta) & \cos(\phi - \theta) \end{bmatrix} \quad (3.112)$$

$$K_{sdq} = \begin{bmatrix} \cos(\phi) & \sin(\phi) \\ -\sin(\phi) & \cos(\phi) \end{bmatrix} \quad (3.113)$$

Sejam as tensões em variáveis $\alpha\beta$ para o rotor $V_{r\alpha\beta}^{\rightarrow}$, conforme a Equação (3.114):

$$V_{r\alpha\beta}^{\rightarrow} = R_R i_{r\alpha\beta}^{\rightarrow} + \frac{d\psi_{r\alpha\beta}^{\rightarrow}}{dt} \quad (3.114)$$

Aplicando-se a transformação K_{rdq} na Equação (3.114), tem-se as Equações (3.115) e (3.116):

$$K_{rdq} V_{r\alpha\beta}^{\rightarrow} = K_{rdq} R_R i_{r\alpha\beta}^{\rightarrow} + K_{rdq} \frac{d\psi_{r\alpha\beta}^{\rightarrow}}{dt} \quad (3.115)$$

$$V_{rdq}^{\rightarrow} = K_{rdq} R_R K_{rdq}^{-1} i_{rdq}^{\rightarrow} + K_{rdq} \frac{dK_{rdq}^{-1} \psi_{rdq}^{\rightarrow}}{dt} \quad (3.116)$$

Portanto, a tensão rotórica é representada pela Equação (3.117):

$$V_{rdq}^{\rightarrow} = R_R i_{rdq}^{\rightarrow} + \frac{d\psi_{rdq}^{\rightarrow}}{dt} + \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \psi_{rdq}^{\rightarrow} \left(\frac{d\phi}{dt} - \frac{d\theta}{dt} \right) \quad (3.117)$$

Sejam as tensões em variáveis $\alpha\beta$ para o estator $V_{s\alpha\beta}^{\rightarrow}$, conforme a Equação (3.118):

$$V_{s\alpha\beta}^{\rightarrow} = R_S i_{s\alpha\beta}^{\rightarrow} + \frac{d\psi_{s\alpha\beta}^{\rightarrow}}{dt} \quad (3.118)$$

Aplicando-se a transformação K_{sdq} na Equação (3.118), tem-se as Equações (3.119) e (3.120):

$$K_{sdq} V_{s\alpha\beta}^{\rightarrow} = K_{sdq} R_S i_{s\alpha\beta}^{\rightarrow} + K_{sdq} \frac{d\psi_{s\alpha\beta}^{\rightarrow}}{dt} \quad (3.119)$$

$$V_{sdq}^{\rightarrow} = K_{sdq} R_S K_{sdq}^{-1} i_{sdq}^{\rightarrow} + K_{sdq} \frac{dK_{sdq}^{-1} \psi_{sdq}^{\rightarrow}}{dt} \quad (3.120)$$

Portanto, a tensão estatórica $V_{sdq}^{\rightarrow}$ é representada pela Equação (3.121):

$$V_{sdq}^{\rightarrow} = R_S i_{sdq}^{\rightarrow} + \frac{d\psi_{sdq}^{\rightarrow}}{dt} + \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \psi_{sdq}^{\rightarrow} \frac{d\phi}{dt} \quad (3.121)$$

O vetor do fluxo estatórico $\vec{\psi}_{sdq}$, é expresso pela Equação (3.122) e o vetor das correntes estatóricas $\vec{i}_{sdq}$, pela Equação (3.123):

$$\vec{\psi}_{sdq} = \begin{bmatrix} \psi_{sd} \\ \psi_{sq} \end{bmatrix} \quad (3.122)$$

$$\vec{i}_{sdq} = \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} \quad (3.123)$$

Seja a velocidade angular do rotor do gerador ω_g , e a velocidade angular síncrona ω_s . O escorregamento da máquina de indução é definido pela Equação (3.124):

$$s = 1 - \frac{\omega_g}{\omega_s} \quad (3.124)$$

Se o sistema de coordenadas dq rotaciona à velocidade angular síncrona ω_s , tem-se a Equação (3.125):

$$\frac{d\phi}{dt} = \omega_s \quad (3.125)$$

E assumindo que o sistema de coordenadas $\alpha\beta$ rotaciona à velocidade angular ω_g , tem-se a Equação (3.126):

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega_g \quad (3.126)$$

Substituindo o escorregamento s e as velocidades angulares ω_s e ω_g nas Equações (3.117) e (3.121), obtêm-se as Equações (3.127) a (3.130):

$$V_{sd} = R_s i_{sd} - \omega_s \psi_{sq} + \frac{d\psi_{sd}}{dt} \quad (3.127)$$

$$V_{sq} = R_s i_{sq} + \omega_s \psi_{sd} + \frac{d\psi_{sq}}{dt} \quad (3.128)$$

$$V_{rd} = R_r i_{rd} - s\omega_s \psi_{rq} + \frac{d\psi_{rd}}{dt} \quad (3.129)$$

$$V_{rq} = R_r i_{rq} + s\omega_s \psi_{rd} + \frac{d\psi_{rq}}{dt} \quad (3.130)$$

Adotando-se a partir deste ponto a convenção da máquina operando como gerador, isto é, as correntes entrando na máquina são consideradas negativas, as tensões da máquina elétrica de indução são escritas conforme as Equações (3.131) a (3.134) Sloodweg (2003) e Ackermann (2005):

$$V_{sd} = -R_s i_{sd} - \omega_s \psi_{sq} + \frac{d\psi_{sd}}{dt} \quad (3.131)$$

$$V_{sq} = -R_s i_{sq} + \omega_s \psi_{sd} + \frac{d\psi_{sq}}{dt} \quad (3.132)$$

$$V_{rd} = -R_r i_{rd} - s\omega_s \psi_{rq} + \frac{d\psi_{rd}}{dt} \quad (3.133)$$

$$V_{rq} = -R_r i_{rq} + s\omega_s \psi_{rd} + \frac{d\psi_{rq}}{dt} \quad (3.134)$$

3.4 Relação entre os sistemas de coordenadas abc e $dq0$

Outra possibilidade de transformação de variáveis, consiste na relação direta entre o sistema de coordenadas abc e o sistema de coordenadas $dq0$, como pode ser observado na Figura 3.6. Considera-se que o deslocamento angular γ ocorre entre o eixo a estático e o eixo q estático. E o deslocamento angular σ entre o eixo a rotórico e o eixo q rotórico.

Figura 3.6: Relação entre os sistemas de coordenadas abc e $dq0$.

Seja a matriz de transformação K_s , que transforma as variáveis estacionárias da máquina em coordenadas abc para o sistema de coordenadas $dq0$ em um referencial arbitrário, representada pela Equação (3.135):

$$K_s = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\gamma) & \cos(\gamma - (2\pi)/3) & \cos(\gamma + (2\pi)/3) \\ \sin(\gamma) & \sin(\gamma - (2\pi)/3) & \sin(\gamma + (2\pi)/3) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (3.135)$$

Seja a matriz de transformação K_r , que transforma as variáveis rotóricas da máquina em coordenadas abc para o sistema de coordenadas $dq0$ em um referencial arbitrário, representada pela Equação (3.136):

$$K_r = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\sigma) & \cos(\sigma - (2\pi)/3) & \cos(\sigma + (2\pi)/3) \\ \sin(\sigma) & \sin(\sigma - (2\pi)/3) & \sin(\sigma + (2\pi)/3) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (3.136)$$

Seja a matriz de transformação K_s^{-1} a matriz inversa de K_s , representada pela Equação (3.137):

$$K_s^{-1} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\gamma) & \sin(\gamma) & 1 \\ \cos(\gamma - (2\pi)/3) & \sin(\gamma - (2\pi)/3) & 1 \\ \cos(\gamma + (2\pi)/3) & \sin(\gamma + (2\pi)/3) & 1 \end{bmatrix} \quad (3.137)$$

Seja a matriz de transformação K_r^{-1} a matriz inversa de K_r , representada pela Equação (3.138):

$$K_r^{-1} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\sigma) & \sin(\sigma) & 1 \\ \cos(\sigma - (2\pi)/3) & \sin(\sigma - (2\pi)/3) & 1 \\ \cos(\sigma + (2\pi)/3) & \sin(\sigma + (2\pi)/3) & 1 \end{bmatrix} \quad (3.138)$$

3.4.1 Equações em coordenadas abc referenciadas ao estator

Até este momento, as equações foram desenvolvidas considerando-se que os parâmetros do estator são obtidos por medição no estator e os parâmetros do rotor são obtidos por medição no rotor. No caso de máquinas de indução em gaiola de esquilo, não é possível ter acesso ao rotor. Portanto, todos os parâmetros são referidos ao estator. Para obter as variáveis rotóricas da máquina elétrica de indução em coordenadas abc referenciadas ao estator, tem-se as Equações (3.139) a (3.147):

$$\vec{i}'_r = \frac{N_r}{N_s} \vec{i}_r \quad (3.139)$$

$$\vec{V}'_r = \frac{N_s}{N_r} \vec{V}_r \quad (3.140)$$

$$\vec{\psi}'_r = \frac{N_s}{N_r} \vec{\psi}_r \quad (3.141)$$

$$L'_{lr} = \left(\frac{N_s}{N_r}\right)^2 L_{lr} \quad (3.142)$$

$$R'_R = \left(\frac{N_s}{N_r}\right)^2 R_R \quad (3.143)$$

$$L'_R = \left(\frac{N_s}{N_r}\right)^2 L_R \quad (3.144)$$

$$L'_{mmr} = \left(\frac{N_r}{N_s}\right)^2 L_{mms} \quad (3.145)$$

$$L'_{MSR} = \frac{N_s}{N_r} L_{MSR} \quad (3.146)$$

$$L_{mms} = \frac{N_s}{N_r} L_{msr} \quad (3.147)$$

A partir das Equações (3.146) e (3.147), a indutância mútua cíclica é dada pela Equação (3.148), utilizada nas Equações (3.158) a (3.161):

$$L_m = \frac{3}{2} L_{mms} = \frac{3}{2} L'_{mmr} = \frac{3}{2} L'_{msr} \quad (3.148)$$

3.4.2 Equações em coordenadas $dq0$ referenciadas ao estator

Para obter as variáveis rotóricas da máquina elétrica de indução em coordenadas $dq0$ referenciadas ao estator, tem-se as Equações (3.149) a (3.151):

$$\vec{i}'_{rdq0} = \frac{N_r}{N_s} \vec{i}_{rdq0} \quad (3.149)$$

$$\vec{V}'_{rdq0} = \frac{N_s}{N_r} \vec{V}_{rdq0} \quad (3.150)$$

$$\vec{\psi}'_{rdq0} = \frac{N_s}{N_r} \vec{\psi}_{rdq0} \quad (3.151)$$

3.4.3 Equações dos fluxos

Aplicando-se as transformações K_s e K_r nas Equações (3.152) e (3.153), referente aos fluxos em coordenadas abc , tem-se as Equações (3.154) e (3.155):

$$\vec{\psi}_r' = -L_{MRS}' \vec{i}_s - L_R' \vec{i}_r' \quad (3.152)$$

$$\vec{\psi}_s = -L_S \vec{i}_s - L_{MSR}' \vec{i}_r' \quad (3.153)$$

$$K_r \vec{\psi}_r' = -K_r L_{MRS}' K_s^{-1} \vec{i}_s - K_r L_R' K_r^{-1} \vec{i}_r' \quad (3.154)$$

$$K_s \vec{\psi}_s = -K_s L_S K_s^{-1} \vec{i}_s - K_s L_{MSR}' K_r^{-1} \vec{i}_r' \quad (3.155)$$

Obtém-se os fluxos em coordenadas $dq0$, representados pelas Equações (3.156) e (3.157):

$$\vec{\psi}_{rdq0}' = -K_r L_{MRS}' K_s^{-1} \vec{i}_s - K_r L_R' K_r^{-1} \vec{i}_r' \quad (3.156)$$

$$\vec{\psi}_{sdq0} = -K_s L_S K_s^{-1} \vec{i}_s - K_s L_{MSR}' K_r^{-1} \vec{i}_r' \quad (3.157)$$

Com as matrizes acima representadas pelas Equações (3.158) a (3.161):

$$K_s L_S K_s^{-1} = \begin{bmatrix} L_{ls} + L_m & 0 & 0 \\ 0 & L_{ls} + L_m & 0 \\ 0 & 0 & L_{ls} \end{bmatrix} \quad (3.158)$$

$$K_r L_R' K_r^{-1} = \begin{bmatrix} L_{lr}' + L_m & 0 & 0 \\ 0 & L_{lr}' + L_m & 0 \\ 0 & 0 & L_{lr}' \end{bmatrix} \quad (3.159)$$

$$K_s L_{MSR}' K_r^{-1} = \begin{bmatrix} L_m & 0 & 0 \\ 0 & L_m & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.160)$$

$$K_r L_{MRS}' K_s^{-1} = \begin{bmatrix} L_m & 0 & 0 \\ 0 & L_m & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.161)$$

Os fluxos são expressos de acordo com as Equações (3.162) a (3.165):

$$\psi_{sq} = -L_{ls} i_{sq} - L_m (i_{sq} + i_{rq}') \quad (3.162)$$

$$\psi_{sd} = -L_{ls} i_{sd} - L_m (i_{sd} + i_{rd}') \quad (3.163)$$

$$\psi_{rq}' = -L_{lr}' i_{rq}' - L_m (i_{sq} + i_{rq}') \quad (3.164)$$

$$\psi_{rd}' = -L_{lr}' i_{rd}' - L_m (i_{sd} + i_{rd}') \quad (3.165)$$

3.4.4 Torque eletromagnético

Utilizando-se do método da energia armazenada [Krause *et al.* \(1994\)](#), encontra-se o torque eletromagnético em coordenadas abc , conforme a Equação (3.166):

$$T_e = \frac{p}{2} [\vec{i}_s]^t \frac{\partial L'_{MSR}}{\partial \theta} [\vec{i}_r] \quad (3.166)$$

Aplicando-se as matrizes de transformação K_s^{-1} e K_r^{-1} na Equação (3.166):

$$T_e = \frac{p}{2} [K_s^{-1} \vec{i}_{sqd0}]^t \frac{\partial L'_{MSR}}{\partial \theta} K_r^{-1} \vec{i}_{rqd0} \quad (3.167)$$

Obtém-se o torque eletromagnético em função das correntes conforme a Equação (3.168):

$$T_e = \frac{3p}{2} L_m (i_{sq} i'_{rd} - i_{sd} i'_{rq}) \quad (3.168)$$

Ainda, o torque eletromagnético pode ser escrito conforme as Equações (3.169) e (3.170):

$$T_e = \frac{3p}{2} (\psi'_{rq} i'_{rd} - \psi'_{rd} i'_{rq}) \quad (3.169)$$

$$T_e = \frac{3p}{2} (\psi_{sd} i_{sq} - \psi_{sq} i_{sd}) \quad (3.170)$$

Dividindo-se a expressão do torque eletromagnético pela velocidade angular base ω_{base} , resulta-se nas Equações (3.171) e (3.172):

$$T_e = \frac{3p}{2} \frac{1}{\omega_{base}} (\Psi'_{rq} i'_{rd} - \Psi'_{rd} i'_{rq}) \quad (3.171)$$

$$T_e = \frac{3p}{2} \frac{1}{\omega_{base}} (\Psi_{sd} i_{sq} - \Psi_{sq} i_{sd}) \quad (3.172)$$

Para representar o torque eletromagnético em pu, dividem-se as Equações (3.171) e (3.172) pelo torque eletromagnético base, representado pela Equação (3.173):

$$T_{base} = \frac{p P_{base}}{2 \omega_{base}} \quad (3.173)$$

A potência ativa base é P_{base} , dada pela Equação (3.174), em coordenadas abc :

$$P_{base} = 3 V_{base} i_{base} \quad (3.174)$$

Em coordenadas $dq0$, tem-se P_{base} representada pela Equação (3.175):

$$P_{base} = \frac{3}{2} V_{base} i_{base} \quad (3.175)$$

Dividindo-se as Equações (3.171) e (3.172) pelo torque eletromagnético base, tem-se o torque eletromagnético em pu, conforme as Equações (3.176) e (3.177):

$$T_e = \psi'_{rq} i'_{rd} - \psi'_{rd} i'_{rq} \quad (3.176)$$

$$T_e = \psi_{sd} i_{sq} - \psi_{sq} i_{sd} \quad (3.177)$$

3.4.5 Equações finais e circuito equivalente

As equações elétricas finais para o gerador de indução operando como gerador são dadas pelas Equações (3.178) a (3.183):

$$V_{sd} = -R_s i_{sd} - \omega_s \psi_{sq} + \frac{d\psi_{sd}}{dt} \quad (3.178)$$

$$V_{sq} = -R_s i_{sq} + \omega_s \psi_{sd} + \frac{d\psi_{sq}}{dt} \quad (3.179)$$

$$V'_{rd} = -R'_r i'_{rd} - s\omega_s \psi'_{rq} + \frac{d\psi'_{rd}}{dt} \quad (3.180)$$

$$V'_{rq} = -R'_r i'_{rq} + s\omega_s \psi'_{rd} + \frac{d\psi'_{rq}}{dt} \quad (3.181)$$

$$T_e = \psi_{sd} i_{sq} - \psi_{sq} i_{sd} \quad (3.182)$$

$$T_e = \psi'_{rd} i'_{rd} - \psi'_{rq} i'_{rq} \quad (3.183)$$

O circuito elétrico equivalente que representa o modelo dinâmico do gerador de indução é representado pela Figura 3.7:

(a) Eixo q .

(b) Eixo d .

Figura 3.7: Circuito elétrico equivalente para as coordenadas dq .

3.5 Modelo de quinta ordem

O modelo de quinta ordem, também denominado modelo eletromagnético transitório, para o gerador de indução, é representado por cinco equações: quatro equações de origem elétrica, Equações (3.184) a (3.187), envolvendo a dinâmica rotórica e estatórica, e uma equação de origem mecânica, Equação (3.188), envolvendo o movimento do gerador [Slootweg \(2003\)](#).

$$V_{sd} = -R_s i_{sd} - \omega_s \psi_{sq} + \frac{d\psi_{sd}}{dt} \quad (3.184)$$

$$V_{sq} = -R_s i_{sq} + \omega_s \psi_{sd} + \frac{d\psi_{sq}}{dt} \quad (3.185)$$

$$V'_{rd} = -R'_r i'_{rd} - s\omega_s \psi'_{rq} + \frac{d\psi'_{rd}}{dt} \quad (3.186)$$

$$V'_{rq} = -R'_r i'_{rq} + s\omega_s \psi'_{rd} + \frac{d\psi'_{rq}}{dt} \quad (3.187)$$

$$\frac{d\omega_g}{dt} = \frac{1}{2H_g}(T_m - T_e) \quad (3.188)$$

O torque mecânico é T_m e a constante de inércia do gerador é H_g . A Equação (3.188) pode ser verificada em [Reginatto \(2006\)](#) e [Almeida \(2010\)](#).

3.6 Modelo de terceira ordem

Para o modelo de terceira ordem, também denominado de modelo eletromecânico transitório, as dinâmicas dos fluxos do estator são ignoradas, igualando-se a zero as derivadas destes nas Equações (3.184) e (3.185). O *software PSS/E* utiliza este modelo de gerador de indução para os modelos genéricos de unidades eólicas. As Equações (3.189) a (3.193) representam o modelo de terceira ordem:

$$V_{sd} = -R_s i_{sd} - \omega_s \psi_{sq} \quad (3.189)$$

$$V_{sq} = -R_s i_{sq} + \omega_s \psi_{sd} \quad (3.190)$$

$$V'_{rd} = -R'_r i'_{rd} - s\omega_s \psi'_{rq} + \frac{d\psi'_{rd}}{dt} \quad (3.191)$$

$$V'_{rq} = -R'_r i'_{rq} + s\omega_s \psi'_{rd} + \frac{d\psi'_{rq}}{dt} \quad (3.192)$$

$$\frac{d\omega_g}{dt} = \frac{1}{2H_g}(T_m - T_e) \quad (3.193)$$

3.7 Gerador de indução em gaiola de esquilo

Para o gerador de indução em gaiola de esquilo, o rotor está em curto-circuito. Considerando que o gerador representa um sistema equilibrado e balanceado, as tensões rotóricas são nulas. Portanto, as Equações (3.194) a (3.198) expressam o modelo de terceira ordem para o presente gerador:

$$V_{sd} = -R_s i_{sd} - \omega_s \psi_{sq} \quad (3.194)$$

$$V_{sq} = -R_s i_{sq} + \omega_s \psi_{sd} \quad (3.195)$$

$$0 = -R'_r i'_{rd} - s\omega_s \psi'_{rq} + \frac{d\psi'_{rd}}{dt} \quad (3.196)$$

$$0 = -R'_r i'_{rq} + s\omega_s \psi'_{rd} + \frac{d\psi'_{rq}}{dt} \quad (3.197)$$

$$\frac{d\omega_g}{dt} = \frac{1}{2H_g} (T_m - T_e) \quad (3.198)$$

As equações das potências ativa e reativa são dadas pelas Equações (3.199) e (3.200):

$$P_s = V_{sd} i_{sd} + V_{sq} i_{sq} \quad (3.199)$$

$$Q_s = V_{sq} i_{sd} - V_{sd} i_{sq} \quad (3.200)$$

As potências possuem apenas a parcela estatórica, pois o rotor está em curto-circuito.

3.8 Gerador de indução com rotor bobinado

Para o gerador de indução com rotor bobinado, as tensões rotóricas não podem ser consideradas nulas. O presente modelo é válido para o gerador de indução com resistência do rotor variável e para o gerador de indução duplamente alimentado. As Equações (3.201) a (3.205) expressam o modelo de terceira ordem para o presente gerador:

$$V_{sd} = -R_s i_{sd} - \omega_s \psi_{sq} \quad (3.201)$$

$$V_{sq} = -R_s i_{sq} + \omega_s \psi_{sd} \quad (3.202)$$

$$V'_{rd} = -R'_r i'_{rd} - s\omega_s \psi'_{rq} + \frac{d\psi'_{rd}}{dt} \quad (3.203)$$

$$V'_{rq} = -R'_r i'_{rq} + s\omega_s \psi'_{rd} + \frac{d\psi'_{rq}}{dt} \quad (3.204)$$

$$\frac{d\omega_g}{dt} = \frac{1}{2H_g} (T_m - T_e) \quad (3.205)$$

As equações das potências ativa e reativa são dadas pelas Equações (3.206) e (3.207), cujas potências rotóricas são então adicionadas:

$$P = P_s + P_r = V_{sd}i_{sd} + V_{sq}i_{sq} + V'_{rd}i'_{rd} + V'_{rq}i'_{rq} \quad (3.206)$$

$$Q = Q_s + Q_r = V_{sq}i_{sd} - V_{sd}i_{sq} + V'_{rq}i'_{rd} - V'_{rd}i'_{rq} \quad (3.207)$$

Para o gerador de indução duplamente alimentado, é importante ressaltar que a potência reativa Q entregue à rede depende da estratégia de controle proveniente do conversor eletrônico de potência. A potência ativa P corresponde à potência ativa total gerada, desconsiderando-se as perdas elétricas no conversor [Slootweg \(2003\)](#).

Capítulo 4

Tipos de unidades eólicas e modelos genéricos

4.1 Tipos de unidades eólicas

Um trabalho pioneiro em modelagem de sistemas de conversão de energia eólica pode ser encontrado em [Akhmatov \(2003\)](#). Neste trabalho, um estudo de modelos de aerogeradores para estudos de estabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência é apresentado. Outro trabalho importante em modelagem de unidades eólicas para estudos de estabilidade pode ser encontrado em [Slootweg \(2003\)](#). Também, modelagens e análises de aerogeradores de velocidade variável podem ser encontradas em [Salles \(2009\)](#).

4.1.1 Unidades eólicas de velocidade fixa e velocidade variável

Aerogeradores de velocidade fixa, ou *FSWT, Fixed Speed Wind Turbines*, se caracterizam pela velocidade fixa do rotor da turbina e do rotor do gerador, independentemente das variações da velocidade do vento. A velocidade do rotor do gerador é determinada pela frequência da rede elétrica e pelo número de pólos do gerador. O gerador rotaciona a uma velocidade constante em regime permanente, embora pequenas variações ocorram, em torno de 1%, devido ao escorregamento do gerador. Aerogeradores dos tipos A e B são considerados como de velocidade fixa. Estes aerogeradores utilizam-se de um gerador de indução, sendo este conectado diretamente à rede, com o emprego de um *soft-starter* [Perdana \(2006\)](#), a fim de limitar a corrente de partida, que tem origem na potência reativa absorvida para magnetização em sua inicialização, assim como um banco de capacitores, para compensar a potência reativa necessária para este tipo de gerador elétrico.

Estas unidades eólicas são projetadas para obter máxima eficiência aerodinâmica para uma velocidade específica do vento [Ackermann \(2005\)](#) e [Pinto \(2013\)](#). Os geradores de indução utilizados referem-se ao gerador de indução em gaiola de esquilo ou *SCIG, Squirrel Cage Induction Generator*, para o aerogerador do tipo A e ao gerador de indução com rotor bobinado ou *WRIG, Wound Rotor Induction Generator*, para o aerogerador do tipo B. O aerogerador do tipo B, oferece uma faixa de velocidades de operação superior em relação ao aerogerador do tipo A, porém esta faixa de velocidades é considerada ainda limitada. Esta característica dá origem a outra classificação: aerogeradores de velocidade variável limitada [Li e Chen \(2008\)](#). Nesta dissertação, considera-se a unidade eólica do tipo B como de velocidade fixa. A modelagem dos aerogeradores dos tipos A e B assumem particularidades que são descritas na seção 4.2.

Aerogeradores de velocidade variável, ou *VSWT, Variable Speed Wind Turbines*, se ca-

racterizam pela velocidade variável do rotor da turbina. É permitido nesta classificação de aerogerador, alterar a velocidade do rotor da turbina para diferentes velocidades do vento. Assim, a relação de velocidades é mantida constante em correspondência ao máximo coeficiente de potência. Desta forma, para o torque do gerador praticamente constante, variações do vento são absorvidas por variações de velocidade do rotor do gerador. A operação em velocidade variável se deve ao emprego do conversor eletrônico de potência, que converte a tensão e frequência gerada para a frequência e tensão da rede elétrica. Estes aerogeradores podem ser equipados com geradores de indução ou geradores síncronos.

Estas unidades eólicas são projetadas para obter máxima eficiência aerodinâmica para uma ampla faixa de velocidades do vento Ackermann (2005) e Pinto (2013). Aerogeradores dos tipos C e D são considerados como de velocidade variável. Para o aerogerador do tipo C, utiliza-se o gerador de indução com rotor bobinado duplamente alimentado ou *DFIG*, *Doubly Fed Induction Generator*, cujo conversor eletrônico de potência é utilizado em escala parcial. Para o aerogerador do tipo D, é permitida a operação com a caixa de transmissão ou sem a caixa de transmissão. Com a caixa de transmissão, pode-se utilizar o *SCIG*, o *WRIG* e o gerador síncrono a ímã permanente ou *PMSG*, *Permanent Magnet Synchronous Generator*. Sem a caixa de transmissão, pode-se utilizar o gerador síncrono com rotor bobinado multipólos ou *WRSG*, *Multipole Wound Rotor Synchronous Generator* e o gerador síncrono a ímã permanente multipólos ou *MPMG*, *Multipole Permanent Magnet Generator* Abad *et al.* (2011), Ackermann (2005), Li e Chen (2008) e Pinto (2013). Vantagens, desvantagens e comparações entre os diferentes geradores utilizados, tanto para unidades eólicas de velocidade fixa como para unidades eólicas de velocidade variável, podem ser encontradas nas referências desta subseção. O aerogerador do tipo D emprega o conversor eletrônico de potência em escala total, que corresponde à potência nominal do gerador elétrico. A modelagem dos aerogeradores dos tipos C e D assumem particularidades que são descritas na seção 4.2.

4.1.2 Unidades eólicas do tipo A

As unidades eólicas equipadas com o *SCIG*, cujo rotor está em curto-circuito e o estator é conectado diretamente à rede elétrica via um transformador, são denominadas do tipo A. A Figura 4.1 mostra a configuração típica para este aerogerador. Um exemplo de aerogerador real deste tipo pode ser visto em Ueda *et al.* (2003).

Figura 4.1: Configuração típica de unidades eólicas do tipo A.

As primeiras unidades eólicas produzidas para a geração de energia elétrica referem-se ao conceito dinamarquês, isto é, o modelo com três pás, eixo horizontal e controle *stall*. Este

aerogerador é denominado do tipo A0, cujas pás da turbina são fixadas ao *hub* e projetadas para que o fluxo de ar que passa pelas pás seja alterado de um perfil laminar para um perfil turbulento, para altas velocidades do vento, fazendo com que a energia extraída do vento seja reduzida. Estas unidades eólicas tiveram aplicação em larga escala a partir da década de 1980. Hoje, outros modelos de controle para regular a potência extraída do vento são aplicados. Aerogeradores do tipo A1 empregam o controle de *pitch* e do tipo A2 empregam o controle *stall* ativo. No controle de *pitch*, as pás podem rotacionar de forma a alterar o ângulo de incidência do vento, modificando a potência extraída deste.

Estas unidades caracterizam-se pela operação à velocidade fixa, ou seja, tais aerogeradores foram desenvolvidos para rendimento máximo para uma velocidade específica do vento, que na realidade se traduz em uma faixa de velocidades muito pequena, isto é, as unidades deste tipo operam geralmente com menos de 1% de variação na velocidade do rotor do gerador. A velocidade do rotor da turbina é fixada e determinada pela frequência da rede, pela relação de transmissão e pelo escorregamento do gerador de indução, onde, para baixas velocidades do vento, o gerador possui tipicamente 8 pólos e para médias e altas velocidades, 6 e 4 pólos. Como exemplo, para a velocidade do gerador de 1200 rpm e 1800 rpm para a frequência de 60 Hz, o gerador apresenta 6 e 4 pólos, respectivamente. Como a velocidade de rotação do rotor do gerador é muito superior à velocidade do rotor da turbina, é necessário introduzir-se uma caixa de transmissão, que implica na relação de transmissão de velocidades entre a turbina e o gerador. A Tabela 4.1 mostra exemplos de aerogeradores reais com estas características. Outros exemplos podem ser encontrados em Ackermann (2005) e Burton *et al.* (2011).

Tabela 4.1: Unidades eólicas e velocidades da turbina e do gerador.

Fabricante	Modelo	Gerador	f (Hz)	V_{ger}	V_{tur}	η
Bonus	Bonus 82, 2,3 MW	SCIG	50	1500 rpm	17 rpm	1:91
Mitsubishi	MWT-1000a	SCIG	60	1800 rpm	19,8 rpm	1:92

A velocidade do rotor do gerador é V_{ger} , a velocidade do rotor da turbina é V_{tur} e a relação de velocidades é η .

As principais vantagens dos aerogeradores do tipo A consistem em:

- sistema robusto e confiável;
- manutenção reduzida;
- custos menores em relação aos outros tipos;
- modelagem mais simples.

As principais desvantagens dos aerogeradores do tipo A consistem em:

- a velocidade não é controlável. A potência não é controlável na partida;
- necessita-se da caixa de transmissão, o que provoca ruídos e exige manutenção;
- as flutuações do vento são diretamente transmitidas ao torque da turbina, que por sua vez provoca variações do torque elétrico, impactando negativamente na qualidade da energia elétrica gerada (acoplamento direto à rede: efeitos de oscilações do vento na máquina e na rede);

- as flutuações da rede elétrica provocam oscilações e vibrações mecânicas, o que remete ao estresse mecânico e à fadiga dos componentes que compõem a nacelle (acoplamento direto à rede: efeitos de oscilações da rede na máquina);
- necessita-se de um *soft-starter* para suavizar a conexão com a rede e um banco de capacitores para compensação de potência reativa. O controle da tensão não é viabilizado.

Desde a introdução do conceito dinamarquês nos anos 1980, muitas unidades eólicas que operam à velocidade fixa foram instaladas ao redor do mundo e até hoje provam ser bastante utilizadas, o que indica a sua permanência futura nos sistemas elétricos de potência. As unidades à velocidade variável, essencialmente os aerogeradores com geradores de indução duplamente alimentados, são hoje as unidades eólicas mais utilizadas [Tsourakis et al. \(2009\)](#). Este fato se deve ao desempenho superior proporcionado pelo emprego do conversor eletrônico de potência e também à redução dos custos referentes ao mesmo.

4.1.3 Unidades eólicas do tipo B

As unidades eólicas equipadas com o *WRIG*, cujo rotor está conectado a uma resistência variável e o estator é conectado diretamente à rede elétrica via um transformador, são denominadas do tipo B. Neste tipo de aerogerador, é possível conectar ao circuito rotórico do *WRIG* um conversor eletrônico de potência [Akhmatov \(2003\)](#) e [Pinto \(2013\)](#). A Figura 4.2 mostra a configuração típica para este aerogerador.

Figura 4.2: Configuração típica de unidades eólicas do tipo B.

A principal característica deste tipo de unidade eólica, que difere do aerogerador do tipo A, consiste no emprego de uma resistência variável ao circuito rotórico, o que implica em um sistema de controle associado. É importante ressaltar que o presente aerogerador necessita, como no caso anterior, de um banco de capacitores para a compensação de potência reativa. É possível aqui ampliar a faixa de velocidades em até 10%, empregando-se o controle de resistências variáveis no circuito do rotor, o que resulta em uma maior variação do escorregamento. Quanto maior a resistência, maior o escorregamento. Portanto, para variar o escorregamento do gerador, basta variar a resistência aplicada ao circuito rotórico. Para isto, utilizam-se em determinados geradores, escovas e anéis coletores. O inconveniente de utilizar tais tecnologias, consiste na constante manutenção destas, o que implica no desenvolvimento de novos conceitos de controle.

O fabricante de aerogeradores *Vestas Wind Systems* utiliza a tecnologia *OptiSlip Systems* (2003), que consiste em um sistema de controle eletrônico que comunica o escorregamento necessário ao gerador através de comunicação por fibra óptica, em que a resistência externa é adicionada ao rotor internamente ao gerador. Devido ao acoplamento óptico existente, é possível variar a resistência em série com o rotor do gerador sem a necessidade de escovas e anéis coletores, assim a potência de saída pode ser controlada de forma mais eficaz Ehrenberg *et al.* (2001a) e Ehrenberg *et al.* (2001b). Estudos sobre modelagem deste conceito podem ser encontrados em Bolik (2004). Emprega-se aqui tipicamente o controle de *pitch* para limitar o torque aerodinâmico da turbina. Ainda que exista a possibilidade de controle para uma faixa de velocidades maior, o controle empregado não possibilita a operação do aerogerador para faixas de velocidades consideravelmente amplas, o que leva esta unidade eólica a ser classificada como de velocidade fixa Ackermann (2005). Ainda, é importante observar que neste tipo de unidade eólica perde-se muita energia elétrica em forma de calor no circuito rotórico.

A relação desta unidade eólica com a rede elétrica, assim como as vantagens e desvantagens deste tipo de aerogerador, são semelhantes comparativamente ao aerogerador do tipo A. A principal diferença, consiste no controle, ainda que limitado, da velocidade do aerogerador, o que permite uma maior produção de energia elétrica. Evidentemente, o emprego de resistências variáveis, escovas e anéis coletores implica em manutenção e custos associados.

4.1.4 Unidades eólicas do tipo C

As unidades eólicas equipadas com o *DFIG* são denominadas do tipo C. A Figura 4.3 mostra a configuração típica para este aerogerador. Um exemplo corresponde aos modelos fabricados pela *Vestas Wind Systems* Systems (2012) e Systems (2008), que criou a tecnologia *OptiSpeed*, capaz de possibilitar a variação da velocidade em uma faixa de 60% da velocidade nominal, o que significa que a velocidade rotórica pode estar 30% acima ou 30% abaixo da velocidade síncrona, resultando na maximização da energia elétrica gerada.

Figura 4.3: Configuração típica de unidades eólicas do tipo C.

O projeto das unidades eólicas de velocidade variável foi concebido para extrair a máxima eficiência aerodinâmica em uma ampla faixa de velocidades do vento. Isto significa que é possível adaptar a velocidade angular do gerador e da turbina às velocidades do vento,

mantido o coeficiente de potência em um valor máximo. Pode-se dizer que os avanços tecnológicos e os modos de controle proporcionados pelos sistemas de controle do conversor eletrônico de potência, possibilitam a produção de energia elétrica de forma mais eficiente, tornando-se tais unidades uma solução não somente viável economicamente em larga escala, em virtude da redução dos custos em relação ao conversor, mas também uma oportunidade de gerar energia elétrica com melhor rendimento e qualidade para o sistema elétrico de potência. Como o gerador elétrico não é conectado diretamente à rede elétrica, é possível controlar independentemente a frequência angular do gerador, pois a mesma está desacoplada da rede. Consequentemente, é possível separar as frequências provenientes das flutuações do vento das frequências provenientes da rede elétrica, o que possibilita, além da redução do estresse mecânico, um controle adequado para reduzir as contribuições das oscilações na energia entregue ao sistema [Bolik \(2004\)](#). Desta forma, as flutuações decorrentes do perfil do vento e das perturbações no sistema elétrico são absorvidas, essencialmente, por variações na velocidade rotórica do gerador e consequentemente na velocidade do rotor da turbina.

Ainda, o conversor eletrônico de potência possibilita o controle das potências ativa e reativa geradas e o controle da tensão. Isto contribui para a regulação do fator de potência e à possibilidade de manter a tensão em níveis adequados, além de um melhor desempenho na suportabilidade a afundamentos de tensão [Camm *et al.* \(2009\)](#) e [Singh e Santoso \(2011\)](#). Como o gerador elétrico é um gerador de indução, é necessário uma caixa de transmissão para relacionar as velocidades da turbina e do gerador. Para o controle do torque aerodinâmico, utiliza-se o controle de *pitch*.

As principais vantagens da unidade eólica do tipo C em relação às unidades anteriores são:

- controle independente das potências ativa e reativa e viabilidade do controle da tensão;
- a faixa de velocidades para a operação do aerogerador é consideravelmente superior às unidades eólicas de velocidade fixa;
- a extração da energia do vento é maximizada;
- suporte de potência reativa é superior às unidades dos tipos A e B;
- maior suportabilidade a afundamentos de tensão;
- ocorre o desacoplamento parcial entre as frequências oriundas da interação vento/turbina/rotor das frequências oriundas da rede, devido ao emprego do conversor;
- o estresse mecânico é reduzido e a conexão com a rede é mais suave.

As principais desvantagens da unidade eólica do tipo C em relação às unidades anteriores são:

- custos adicionais devido ao emprego do conversor eletrônico de potência e sistemas de controle associados;
- necessita-se de um sistema de proteção para o conversor eletrônico de potência;
- modelagem é mais complicada.

Seja a Equação (4.1), que estabelece a relação entre o escorregamento s , a velocidade angular do gerador ω_g e a velocidade síncrona ω_s :

$$s = 1 - \frac{\omega_g}{\omega_s} \quad (4.1)$$

O fluxo de potência que flui pelo circuito apresentado na Figura 4.3 é dependente do escorregamento do gerador Salles (2009) e Bolik (2004). A Equação (4.2) estabelece que a potência elétrica total de saída P_T corresponde à potência que flui pelo circuito estatórico P_s somada à potência que flui pelo circuito rotórico P_r :

$$P_T = P_s + P_r \quad (4.2)$$

Desconsiderando-se as perdas no processo de conversão de energia mecânica em energia elétrica e as perdas elétricas nos circuitos rotórico e estatórico, as Equações (4.3) a (4.5) estabelecem a relação entre a potência elétrica total de saída e a potência mecânica no rotor do gerador P_m :

$$P_m = P_s + P_r \quad (4.3)$$

$$P_s = \frac{P_m}{1 - s} = P_m \frac{\omega_s}{\omega_g} \quad (4.4)$$

$$P_r = P_m - P_s = \frac{-P_m s}{1 - s} = -s P_s \quad (4.5)$$

Dependendo do sinal do escorregamento, é possível ter três modos de operação distintos para a máquina de indução:

- $\omega_g < \omega_s \rightarrow s > 0 \rightarrow$ Operação subsíncrona $\rightarrow$ O rotor consome potência ativa da rede
- $\omega_g > \omega_s \rightarrow s < 0 \rightarrow$ Operação sobressíncrona $\rightarrow$ O rotor fornece potência ativa à rede
- $\omega_g = \omega_s \rightarrow s = 0 \rightarrow$ Operação síncrona

As regiões de operação de uma unidade eólica do tipo C podem ser observadas na Figura 4.4.

Figura 4.4: Curva de velocidade típica de uma unidade eólica do tipo C.

A região de mínima velocidade de operação corresponde à operação da turbina para baixas velocidades do vento. No ponto de velocidade mínima, o gerador opera em velocidade subsíncrona, geralmente em torno de 30% abaixo da velocidade síncrona. Na região compreendida pela curva de velocidade, a velocidade da turbina é ajustada à velocidade do vento de forma a extrair a máxima energia contida neste. Consequentemente, os pontos sobre a curva correspondem ao modo de operação otimizado da unidade eólica. A região de máxima velocidade de operação compreende a operação do gerador em velocidades elevadas do vento. No ponto de velocidade máxima, os sistemas de controle do conversor mantêm a velocidade do gerador em cerca de 30% acima da velocidade síncrona. Os pontos de velocidade mínima e máxima são possibilitados pelo conversor eletrônico de potência e controlados por este, pois o gerador, assim como o conversor, possuem limites de operação que devem ser respeitados. Evidentemente, nos casos em que a velocidade do vento ultrapasse o ponto de velocidade máxima, o conversor eletrônico não limitará a velocidade do gerador. Assim a limitação da velocidade ocorrerá pela diminuição da potência extraída do vento, o que reduz a potência mecânica no eixo do gerador, reduzindo a velocidade do mesmo. Esta redução de velocidade é proporcionada pelo controle do ângulo das pás, de forma a manter a unidade eólica operando em velocidade e potência nominais [Perdana \(2008\)](#).

O conversor e os sistemas de controle associados evitam que o gerador entre em modo de operação como motor quando em operação subssíncrona. Este fato se deve à capacidade do conversor eletrônico de potência e aos sistemas de controle associados em possibilitar o controle das potências ativa e reativa a serem fornecidas pelo gerador elétrico. Na seção [4.1.5](#), são desenvolvidas as equações que mostram o controle independente das potências ativa e reativa estatórica através do controle das correntes rotóricas. Ainda, são descritas características gerais sobre os conversores eletrônicos de potência empregados em unidades eólicas.

4.1.5 Conversor eletrônico de potência

Unidades eólicas de velocidade variável requerem a utilização do conversor eletrônico de potência. Este é capaz de ajustar a frequência de operação do gerador, viabilizar o sistema de controle das potências ativa e reativa, assim como a regulação da tensão terminal. Dois tópicos principais a respeito do emprego do conversor são destacados: o controle da frequência e o impacto provocado na rede elétrica. Algumas vantagens do controle da frequência são: possibilidade em otimizar a operação do aerogerador; absorção de oscilações, provenientes de variações oriundas da rede elétrica e redução dos ruídos em baixas velocidades do vento. A principal desvantagem consiste na maior complexidade dos controles envolvidos, além dos custos associados. Em relação ao impacto provocado na rede elétrica, algumas características positivas do emprego do conversor são: os fluxos de potência ativa e reativa podem ser controlados, o que auxilia na regulação da tensão; melhoras significativas na estabilidade da rede elétrica; redução do fenômeno *flicker*; limitação da potência de curto-circuito e redução das oscilações na energia elétrica gerada, provenientes das variações do vento. A principal desvantagem consiste na produção de harmônicos de elevada ordem [Ackermann \(2005\)](#).

Diversos elementos constituem os conversores eletrônicos de potência. Exemplos são: diodos, capacitores, resistores e chaves eletrônicas, como transistores e tiristores. Chaves eletrônicas permitem a seleção do momento exato para a condução de corrente elétrica pelo diodo. O tipo mais comum corresponde ao transistor *IGBT*, *Insulated Gate Bipolar Transistor*. A utilização dos transistores *IGBT* possibilitam a operação em quatro quadrantes e o controle vetorial. Em unidades eólicas, dois conceitos de conversores são normalmente empregados: *CSC*, *Current Source Converter*, que corresponde a um conversor do tipo fonte

de corrente ou *VSC*, *Voltage Source Converter*, que corresponde a um conversor do tipo fonte de tensão Ackermann (2005). Em estudos de estabilidade, é aceitável ignorar os efeitos dinâmicos dos chaveamentos dos transistores Perdana (2008). A modelagem completa dos conversores eletrônicos de potência, incluindo portanto as chaves eletrônicas, pode ser encontrada em Abad *et al.* (2011).

O conversor mais utilizado refere-se à topologia *back-to-back*, que permite o fluxo de potência bidirecional. O aerogerador fornece energia elétrica com tensão e frequência nominais da rede, independentemente da velocidade do rotor do gerador. O escorregamento, o torque do gerador, as potências ativa e reativa do rotor e estator são controladas pelo ajuste da amplitude, fase, frequência e tensão introduzidas no rotor Abad *et al.* (2011). Como apenas uma parte do fluxo de potência flui pelo circuito rotórico, a potência requerida pelo conversor corresponde a cerca de 25-30% da potência elétrica de saída do gerador Li e Chen (2008).

O conversor referente ao lado do rotor, ou *RSC*, *Rotor Side Converter*, gera uma tensão trifásica com amplitude e frequência variáveis, no sentido de controlar o torque do gerador e a troca de potência reativa entre o estator e a rede elétrica. O conversor referente ao lado da rede, ou *GSC*, *Grid Side Converter*, troca com a rede elétrica a potência ativa extraída ou injetada pelo *RSC* através do circuito rotórico. A frequência de saída é constante, mas a tensão é alterada a fim de controlar as potências ativa e reativa entregues à rede. A potência ativa é indiretamente controlada pelo controlador do barramento CC e pela potência reativa. Explicações detalhadas acerca da modelagem de geradores de indução duplamente alimentados, estratégias de controle, topologias e características de construção e funcionamento podem ser encontradas em Abad *et al.* (2011) e Salles (2009). Diferentes estratégias de controle podem ser vistas em Cagnano *et al.* (2012), Muñoz e Cañizares (2011), Hou *et al.* (2010), Gautam *et al.* (2009) e Hughes *et al.* (2005). Verifica-se que os sistemas de controle associados ao conversor (*RSC* e *GSC*), possibilitam diferentes modos de controle.

O método de controle geralmente adotado consiste no controle vetorial ou controle de campo orientado. O método do controle de torque direto também é utilizado. O controle vetorial permite o desacoplamento do controle da potência ativa da potência reativa, isto é, a potência ativa pode ser controlada sem afetar a produção da potência reativa, assim como o contrário também é válido Singh e Santoso (2011).

Aerogeradores do tipo C possuem o estator conectado diretamente à rede elétrica, em uma tensão tipicamente inferior a 1 kV e o rotor conectado ao conversor. Sendo o gerador de indução de rotor bobinado, escovas e anéis coletores são em geral utilizados, porém como explicado e exemplificado em Systems *et al.* (2014) e Systems (2012), novas tecnologias permitem um acesso otimizado ao circuito rotórico.

A representação do gerador e do conversor eletrônico de potência por uma fonte regulada de corrente é uma simplificação dos modelos completos do gerador e do conversor, que pode ser considerada uma aproximação adequada Singh e Santoso (2011). Assume-se, no entanto, que os parâmetros da máquina são conhecidos, os dispositivos eletrônicos operam em sua região linear, a modulação vetorial é utilizada e a tensão terminal é a nominal. Para representar o conversor eletrônico de potência como uma fonte de corrente regulada, será necessário recorrer à modelagem do gerador de indução em coordenadas $dq\theta$, presente no Capítulo 3. Resumidamente, as equações necessárias para mostrar o controle independente entre as potências ativa e reativa são expostas a seguir.

4.1.6 Equações referentes ao controle vetorial

Determinadas equações aqui apresentadas estão presentes no Capítulo 3, porém são repetidas aqui a fim de facilitar o entendimento do desenvolvimento. Adota-se a convenção de motor para o desenvolvimento das equações. Em coordenadas abc , as tensões rotóricas são representadas pelas Equações (4.6) a (4.8):

$$V'_{ar} = R'_r i'_{ra} + \frac{d\psi'_{ra}}{dt} \quad (4.6)$$

$$V'_{br} = R'_r i'_{rb} + \frac{d\psi'_{rb}}{dt} \quad (4.7)$$

$$V'_{cr} = R'_r i'_{rc} + \frac{d\psi'_{rc}}{dt} \quad (4.8)$$

A resistência de cada enrolamento rotórico é R_r . As correntes estatóricas são, i_{ra} , i_{rb} e i_{rc} e os fluxos estatóricos são ψ_{ra} , ψ_{rb} e ψ_{rc} .

Em coordenadas abc , as tensões estatóricas são dadas pelas Equações (4.9) a (4.11):

$$V_{as} = R_s i_{sa} + \frac{d\psi_{sa}}{dt} \quad (4.9)$$

$$V_{bs} = R_s i_{sb} + \frac{d\psi_{sb}}{dt} \quad (4.10)$$

$$V_{cs} = R_s i_{sc} + \frac{d\psi_{sc}}{dt} \quad (4.11)$$

A resistência de cada enrolamento estatórico é R_s . As correntes estatóricas são, i_{sa} , i_{sb} e i_{sc} e os fluxos estatóricos são ψ_{sa} , ψ_{sb} e ψ_{sc} .

Na forma matricial, as tensões e os fluxos são dados pelas Equações (4.12) e (4.13):

$$\vec{V}'_r = R'_r \vec{i}'_r + \frac{d\vec{\psi}'_r}{dt} \quad (4.12)$$

$$\vec{V}_s = R_s \vec{i}_s + \frac{d\vec{\psi}_s}{dt} \quad (4.13)$$

O vetor das tensões rotóricas é $\vec{V}'_r$, o vetor das tensões estatóricas é $\vec{V}_s$, a matriz da resistências rotóricas é R'_r , a matriz das resistências estatóricas é R_s , o vetor das correntes rotóricas é $\vec{i}'_r$, o vetor das correntes estatóricas é $\vec{i}_s$, o vetor dos fluxos rotóricos é $\vec{\psi}'_r$ e o vetor dos fluxos estatóricos é $\vec{\psi}_s$.

Os fluxos são expressos pelas Equações (4.14) e (4.15):

$$\vec{\psi}'_r = L'_{MRS} \vec{i}_s + L'_{Rr} \vec{i}'_r \quad (4.14)$$

$$\vec{\psi}_s = L_s \vec{i}_s + L_{MSR} \vec{i}'_r \quad (4.15)$$

A matriz das indutâncias próprias rotóricas é L_R' , dada pela Equação (4.16):

$$L_R' = \begin{bmatrix} L_{lr}' & L_{mr}' & L_{mr}' \\ L_{mr}' & L_r' & L_{mr}' \\ L_{mr}' & L_{mr}' & L_r' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{lr}' + L_{mmr}' & \frac{-1}{2}L_{mmr}' & \frac{-1}{2}L_{mmr}' \\ \frac{-1}{2}L_{mmr}' & L_{lr}' + L_{mmr}' & \frac{-1}{2}L_{mmr}' \\ \frac{-1}{2}L_{mmr}' & \frac{-1}{2}L_{mmr}' & L_{lr}' + L_{mmr}' \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

A indutância própria de cada enrolamento rotórico é L_r' , a indutância mútua entre enrolamentos rotóricos é L_{mr}' , a indutância magnetizante rotórica é L_{mmr}' e a indutância de dispersão rotórica é L_{lr}' . A matriz L_S é a matriz das indutâncias próprias estatóricas, dada pela Equação (4.17):

$$L_S = \begin{bmatrix} L_s & L_{ms} & L_{ms} \\ L_{ms} & L_s & L_{ms} \\ L_{ms} & L_{ms} & L_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{ls} + L_{mms} & \frac{-1}{2}L_{mms} & \frac{-1}{2}L_{mms} \\ \frac{-1}{2}L_{mms} & L_{ls} + L_{mms} & \frac{-1}{2}L_{mms} \\ \frac{-1}{2}L_{mms} & \frac{-1}{2}L_{mms} & L_{ls} + L_{mms} \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

A indutância própria de cada enrolamento estatórico é L_s , a indutância mútua entre enrolamentos estatóricos é L_{ms} , a indutância magnetizante estatórica é L_{mms} e a indutância de dispersão estatórica é L_{ls} . As matrizes L_{MSR}' e L_{MRS}' são as matrizes das indutâncias mútuas entre enrolamentos rotóricos e estatóricos em função de θ , dadas pelas Equações (4.18) e (4.19):

$$L_{MSR}' = L_{msr}' \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta + (2\pi)/3) & \cos(\theta + (4\pi)/3) \\ \cos(\theta + (4\pi)/3) & \cos(\theta) & \cos(\theta + (2\pi)/3) \\ \cos(\theta + (2\pi)/3) & \cos(\theta + (4\pi)/3) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

$$L_{MRS}' = L_{msr}' \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta + (4\pi)/3) & \cos(\theta + (2\pi)/3) \\ \cos(\theta + (2\pi)/3) & \cos(\theta) & \cos(\theta + (4\pi)/3) \\ \cos(\theta + (4\pi)/3) & \cos(\theta + (2\pi)/3) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

A amplitude das indutâncias mútuas entre enrolamentos rotóricos e estatóricos é L_{msr}' .

As tensões podem ser escritas como as Equações (4.20) e (4.21):

$$\vec{V}_s = R_S \vec{i}_s + L_S \frac{d\vec{i}_s}{dt} + L_{MSR} \frac{d\vec{i}_r}{dt} + \frac{\partial L_{MSR}}{\partial \theta} \vec{i}_r \frac{d\theta}{dt} \quad (4.20)$$

$$\vec{V}_r = R_R \vec{i}_r + L_R \frac{d\vec{i}_r}{dt} + L_{MRS} \frac{d\vec{i}_s}{dt} + \frac{\partial L_{MRS}}{\partial \theta} \vec{i}_s \frac{d\theta}{dt} \quad (4.21)$$

Utilizando a transformação de Park, é possível obter as Equações (4.23) a (4.24):

$$V_{sd} = R_s i_{sd} - \omega_s \psi_{sq} + \frac{d\psi_{sd}}{dt} \quad (4.22)$$

$$V_{sq} = R_s i_{sq} + \omega_s \psi_{sd} + \frac{d\psi_{sq}}{dt} \quad (4.23)$$

$$V_{rd}' = R_r' i_{rd}' - (\omega_s - \omega_g) \psi_{rq}' + \frac{d\psi_{rd}'}{dt} \quad (4.24)$$

$$V_{rq}' = R_r' i_{rq}' + (\omega_s - \omega_g) \psi_{rd}' + \frac{d\psi_{rq}'}{dt} \quad (4.25)$$

E os fluxos são expressos conforme as Equações (4.26) a (4.29):

$$\psi_{sq} = (L_{ls} + L_m)i_{sq} + L_m i'_{rq} \quad (4.26)$$

$$\psi_{sd} = (L_{ls} + L_m)i_{sd} + L_m i'_{rd} \quad (4.27)$$

$$\psi'_{rq} = (L'_{lr} + L_m)i'_{rq} + L_m i_{sq} \quad (4.28)$$

$$\psi'_{rd} = (L'_{lr} + L_m)i'_{rd} + L_m i_{sd} \quad (4.29)$$

O torque eletromagnético é dado pela Equação (4.30):

$$T_e = \frac{3p}{2} L_m (\psi_{sd} i_{sq} - \psi_{sq} i_{sd}) \quad (4.30)$$

O número de pólos do gerador é p .

As correntes estatóricas são consideradas balanceadas e as mesmas produzem um campo magnético estatórico total que possui magnitude constante e rotaciona à velocidade síncrona. O sistema de coordenadas dq também rotaciona à velocidade síncrona. O vetor campo magnético do estator é fixo em relação aos eixos d e q , sendo o eixo d alinhado ao campo magnético total do estator. Como os fluxos são considerados vetores, a soma vetorial resulta no vetor fluxo estatórico total, alinhado ao eixo d . A Figura 4.5 mostra o alinhamento entre o vetor campo magnético total do estator e o eixo d estatórico.

Figura 4.5: Sistema de coordenadas abc e dq : eixo d em velocidade síncrona alinhado ao campo magnético total do estator.

Os resultados provenientes das considerações adotadas são representados na Figura 4.5 e são apresentados nas Equações (4.31) e (4.32):

$$\psi_{sq} = 0 \quad (4.31)$$

$$\psi_{sd} = \psi_{total} \quad (4.32)$$

Substituindo as Equações (4.31) e (4.32) nas Equações (4.23) e (4.22) e considerando R_S nula, obtêm-se as tensões estatóricas nos eixos d e q , representadas pelas Equações (4.33) e (4.34):

$$V_{sq} = \omega_s \psi_{sd} = \omega_s \psi_{total} \quad (4.33)$$

$$V_{sd} = 0 \quad (4.34)$$

É possível concluir então, que a tensão estatórica no eixo q V_{sq} , é invariante no tempo. As correntes estatóricas podem ser controladas utilizando as correntes rotóricas nos eixos d e q . Recorrendo às equações dos fluxos rotóricos e estatóricos e considerando $\psi_{sq} = 0$, obtêm-se as correntes para cada eixo, expressas pelas Equações (4.35) e (4.36):

$$i_{sq} = -\frac{L_m i'_{rq}}{L_{ls} + L_m} \quad (4.35)$$

$$i_{sd} = \frac{\psi_{sd} - L_m i'_{rd}}{L_{ls} + L_m} \quad (4.36)$$

Como as indutâncias são invariantes, as correntes estatóricas podem ser controladas pelas correntes rotóricas. As potências ativa e reativa são dadas pelas Equações (4.37) e (4.38):

$$P_s = \frac{3}{2}(V_{sd} i_{sd} + V_{sq} i_{sq}) \quad (4.37)$$

$$Q_s = \frac{3}{2}(V_{sd} i_{sq} - V_{sq} i_{sd}) \quad (4.38)$$

Como a tensão estatórica no eixo d é nula, as potências ativa e reativa estatóricas são relacionadas pelas Equações (4.39) e (4.40):

$$P_s = \frac{3}{2} V_{sq} i_{sq} \quad (4.39)$$

$$Q_s = -\frac{3}{2} V_{sq} i_{sd} \quad (4.40)$$

E como as correntes estatóricas podem ser controladas pelas correntes rotóricas, as potências ativa e reativa estatóricas podem ser escritas conforme as Equações (4.41) e (4.42):

$$P_s = -\frac{3}{2} \left(\frac{\omega_s \psi_{sd} L_m}{L_{ls} + L_m} \right) i'_{rq} \quad (4.41)$$

$$Q_s = \left(\frac{\omega_s \psi_{sd}}{L_{ls} + L_m} \right) (\psi_{sd} - L_m i'_{rd}) \quad (4.42)$$

De acordo com as Equações (4.41) e (4.42), as potências ativa e reativa estatóricas podem ser controladas a partir do controle das correntes rotóricas. Como as correntes rotóricas i'_{rq} e i'_{rd} podem ser alteradas separadamente, o método de controle vetorial possibilita o controle independente entre as potências ativa e reativa estatóricas. Como observado em Sloodweg (2003), a potência reativa trocada com a rede depende não somente do controle do gerador, mas também da estratégia de controle do conversor referente ao lado rede. Se este lado do conversor opera com fator de potência unitário, o que normalmente ocorre, a potência reativa total trocada com a rede elétrica é somente a potência referente à Equação (4.42).

4.1.7 Unidades eólicas do tipo D

As unidades eólicas do tipo D podem utilizar como gerador elétrico os diferentes modelos citados na introdução deste capítulo. A Figura 4.6 mostra a configuração típica para o aerogerador do tipo D. Ressalta-se que a caixa de transmissão pode ou não estar presente, pois depende-se do modelo do gerador elétrico utilizado. Um exemplo de aerogerador real deste tipo pode ser visto em Goldwind (2012).

Figura 4.6: Configuração típica de unidades eólicas do tipo D.

Emprega-se aqui o controle de *pitch* para limitar o torque aerodinâmico da turbina. Tratando-se de uma unidade eólica de velocidade variável, consegue-se via emprego do conversor eletrônico de potência e sistemas de controle associados, que o aerogerador forneça energia elétrica com tensão e frequência nominais da rede, independentemente da velocidade do rotor do gerador. Permite-se neste tipo de aerogerador, a operação em uma faixa total de velocidades Li e Chen (2008). Como exemplo, permite-se uma variação de 2,5 vezes a velocidade nominal do gerador Pinto (2013).

O estator do gerador é conectado ao conversor referente ao lado da máquina ou *MSC*, *Machine Side Converter* e o *GSC* é conectado diretamente à rede elétrica. Esta topologia caracteriza a utilização do conversor em escala total, o que significa que o mesmo é dimensionado para 100 % da potência elétrica de saída do gerador. A configuração comumente utilizada para o conversor refere-se à topologia *back-to-back*, que permite o fluxo de potência bidirecional e o controle vetorial, cujas potências ativa e reativa podem ser controladas separadamente e a regulação da tensão é viabilizada.

De acordo com a Figura 4.6, o gerador é totalmente desacoplado da rede elétrica e a faixa de operação do mesmo é determinada completamente pelos parâmetros do conversor eletrônico de potência. Normalmente, análises de velocidade não são realizadas para este tipo de aerogerador, devido ao desacoplamento entre o gerador e a rede elétrica. Desta forma, as velocidades dos rotores do aerogerador dificilmente apresentam influência negativa na qualidade da energia elétrica gerada, isto é, oscilações provenientes do gerador não são repassadas à rede elétrica. Também, alterações na frequência oriundas da rede elétrica não afetam a velocidade dos rotores do aerogerador. A potência reativa trocada com a rede, não é determinada pelas propriedades do gerador, mas pelas características do *GSC*. Devido ao desacoplamento ser total, a troca de potência ativa e reativa entre o gerador e o *MSC*, assim como entre o *GSC* e a rede elétrica são também desacopladas. O resultado é que o fator de potência do gerador e do *GSC* podem ser controlados separadamente, de forma que o *GSC* apresenta a capacidade de regular a entrega de potência ativa e reativa do aerogerador ao sistema elétrico [Slootweg \(2003\)](#).

Estas unidades foram concebidas com o objetivo de proporcionar melhores respostas perante a distúrbios que ocorram na rede elétrica. Em unidades eólicas do tipo D, é possível conseguir um suporte de potência reativa superior às demais unidades [Perdana \(2008\)](#). Diferentes estratégias de controle são passíveis de implementação, em que os sistemas de controle do conversor *MSC* e *GSC* assumem modos de controle diversos [Akhmatov \(2003\)](#) e [Salles \(2009\)](#).

As principais vantagens da unidade eólica do tipo D em relação às unidades anteriores são:

- permite-se a operação em faixa total de velocidades, o que aumenta a potência extraída do vento;
- possibilita-se a não utilização de escovas e anéis coletores, o que reduz a manutenção e custos associados;
- dependendo do gerador elétrico, dispensa-se a caixa de transmissão, o que reduz a manutenção e custos associados;
- dependendo do gerador elétrico, não é necessário o circuito de excitação para o rotor, o que reduz a manutenção e custos associados;
- o suporte de potência reativa é superior às unidades dos tipos A, B e C;
- maior suportabilidade a afundamentos de tensão;
- ocorre o desacoplamento total entre as frequências oriundas da interação vento/turbina/rotor das frequências oriundas da rede;
- o estresse mecânico é reduzido e a conexão com a rede é mais suave.

As principais desvantagens da unidade eólica do tipo D em relação às unidades anteriores são:

- devido ao conversor ser dimensionado para 100 % da potência elétrica de saída do gerador, o custo associado torna-se elevado;
- geradores multipólos possuem grande diâmetro, o que eleva o custo associado e torna-se um elemento de grande peso para a nacelle.

Comparações para o presente aerogerador, incluindo vantagens e desvantagens de diferentes configurações, podem ser encontradas em [Li e Chen \(2008\)](#).

Os aerogeradores de velocidade fixa perdem espaço no mercado para os aerogeradores de velocidade variável, devido, essencialmente, à eficiência superior destes últimos aerogeradores, aos avanços tecnológicos e à diminuição dos custos associados à eletrônica de potência [Ackermann \(2005\)](#) e [Burton et al. \(2011\)](#). No ano de 2010, os tipos C e D compreenderam cerca de 100 % das vendas para o mercado [Pinto \(2013\)](#).

4.2 Modelos genéricos de unidades eólicas

Historicamente, modelos de aerogeradores para estudos dinâmicos são desenvolvidos pelos próprios fabricantes. Estes modelos, de origem proprietária, apresentam características específicas para as unidades eólicas construídas. Os modelos genéricos são modelos não proprietários, que podem ser utilizados para representar aerogeradores de distintos fabricantes com características de topologia e controle similares. Dentre os principais objetivos do desenvolvimento de modelos genéricos, destacam-se:

- divulgar os modelos para a comunidade acadêmica e industrial;
- possibilitar a troca de informações entre usuários;
- facilitar as comparações entre os aerogeradores e a implementação dos modelos em diferentes *softwares*;
- possibilitar aos fabricantes a representação de seus aerogeradores através de parametrização adequada.

O desenvolvimento destes modelos é liderado pela *WECC, Western Electricity Coordinating Council*, através de seus grupos de pesquisa *WGMG, Wind Generation Modeling Group* e *REMTF, Renewable Energy Modeling Task Force* em conjunto à instituições como a *PES/IEEE, Power and Energy Society* e a *IEC International Electrotechnical Commission*, além de empresas líderes na área de sistemas elétricos de potência, *NREL, National Renewable Energy Laboratory*, *EnerNex Electric Power Research, Engineering and Consulting*, *Sandia National Laboratories*, *EPRI, Electrical Power Research Institute*, *Siemens PTI, Power Technologies International*, *ABB*, *Asea Brown Boveri* e *GE, General Electric Company*. Em [WECC \(2014b\)](#) e [WECC \(2014a\)](#), é possível encontrar documentos que são atualizados constantemente acerca do desenvolvimento de modelos genéricos, incluindo os modelos de aerogeradores dos tipos A, B, C e D, além de testes realizados para a validação dos modelos e especificações acerca da modelagem de plantas eólicas.

Para estudos de estabilidade em sistemas elétricos de potência, os modelos genéricos apresentam as seguintes características [Siemens \(2010\)](#), [Kazachkov et al. \(2009\)](#) e [IEEE \(2011b\)](#):

- o comportamento dinâmico dos componentes eletrônicos não são modelados;
- os modelos foram desenvolvidos para simulações de curto prazo (até 20 segundos), para grandes perturbações;
- os modelos foram desenvolvidos para simulações em sistemas de transmissão, para perturbações oriundas da rede elétrica, não do vento (o vento é mantido constante);

- não são aplicados em simulações que envolvam variações elevadas de frequência;
- permite-se que o sistema mecânico seja representado por uma ou duas massas;
- permite-se simular apenas um aerogerador, vários aerogeradores individualmente ou um aerogerador equivalente (o modelo equivalente consiste em um aerogerador com potência equivalente do parque eólico, resultado da soma das potências individuais);
- não são incluídos modelos de sistemas de proteção, embora seja passível de implementação/adição pelo usuário um modelo específico, assim como um modelo para o vento.

Os modelos genéricos estão presentes em dois *softwares* comerciais: *PSS/E*, *Power System Simulator for Engineering*, de propriedade da *Siemens PTI* e *PSLF*, *Positive Sequence Load Flow*, de propriedade da *General Electric Company*.

4.2.1 Modelos genéricos utilizados no *software PSS/E*

O *software PSS/E* disponibiliza modelos específicos e modelos genéricos de unidades eólicas. Os modelos genéricos foram validados perante simulações realizadas para diferentes aerogeradores existentes no mercado, o que significa que os modelos reproduzem de forma fiel o comportamento dos aerogeradores reais testados. Muitos fabricantes, a exemplo de: *Acciona Energy*, *Vestas Wind Systems*, *DeWind Company*, *Gamesa Corporation*, *Clipper WindPower* e *Suzlon Group* reconhecem a importância de seus aerogeradores possuírem suporte da *Siemens PTI*, para que assim os modelos de suas unidades eólicas sejam elaborados e disponibilizados aos usuários do *PSS/E* Kazachkov (2011). Segundo Kazachkov et al. (2009), 25 modelos foram criados até o ano de 2009. Exemplos de modelos e parâmetros disponibilizados para aerogeradores reais são:

- *Acciona AW15/30*;
- *Enercon ExF2, E-44, E-48, E53, E-70, E-82, E-101 e E-126*;
- *Fuhrländer FL2500*;
- *General Electric 1.5/2.5/3.6 MW*;
- *Mitsubishi MWT 92/95/100/1000a*;
- *Vestas V47/V80/V82/NM72*;
- *Siemens WT4, 2.3/3.6 MW*.

Os aerogeradores escolhidos para estudos a serem realizados nesta dissertação podem ser observados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Tipos de aerogeradores e modelos de fabricantes.

Modelo	Tipo
Mitsubishi MWT-1000a (Industries (2003))	A
Vestas V80 (Systems (2006))	B
General Electric 1.5 (GE (2009), Clark et al. (2010))	C
General Electric 2.5 (GE (2010), Clark et al. (2010))	D

Cada modelo genérico de unidade eólica possui módulos de controle próprios, que representam o gerador, os sistemas mecânico, aerodinâmico e de controle aerodinâmico, o conversor eletrônico de potência e sistemas de controle associados, a serem especificados na sequência e cujos parâmetros, diagramas de bloco e testes realizados para validação podem ser encontrados em [Siemens \(2010\)](#), [IEEE \(2011a\)](#), [IEEE \(2011b\)](#), [UVIG *et al.* \(2013\)](#), [WECC \(2010\)](#) e [Kazachkov *et al.* \(2009\)](#). Os modelos que compõem cada tipo de aerogerador são:

- Tipo A
 - WT1G** - Modelo do Gerador (*SCIG*)
 - WT12A** - Modelo do Sistema de Controle Aerodinâmico
 - WT12T** - Modelo do Sistema Mecânico
- Tipo B
 - WT2G** - Modelo do Gerador (*WRIG*)
 - WT2E** - Modelo do Sistema de Controle da Resistência do Rotor
 - WT12A** - Modelo do Sistema de Controle Aerodinâmico
 - WT12T** - Modelo do Sistema Mecânico
- Tipo C
 - WT3G** - Modelo do Sistema do Gerador/Conversor
 - WT3E** - Modelo do Sistema de Controle do Conversor
 - WT3T** - Modelo do Sistema Mecânico
 - WT3P** - Modelo do Sistema de Controle de *Pitch*
- Tipo D
 - WT4G** - Modelo do Sistema do Gerador/Conversor
 - WT4E** - Modelo do Sistema de Controle do Conversor

A seguir, apresenta-se a conectividade entre os modelos de cada tipo de aerogerador, assim como os diagramas de bloco destes modelos. A Tabela 4.3 mostra as variáveis algébricas que o *software* permite a visualização, sendo que algumas estão presentes nos diagramas de bloco. As variáveis de estado, (K) , $(K+1)$, $(K+2) \dots (K+N)$ e todos os parâmetros podem ser encontrados em [Siemens \(2010\)](#), [WECC \(2010\)](#), [UVIG *et al.* \(2013\)](#) e no Apêndice E.

Em [UVIG *et al.* \(2013\)](#), disponibilizam-se inúmeras informações a respeito dos modelos genéricos, simulações dinâmicas e modelagens realizadas ¹.

4.2.2 Representação para o fluxo de carga

Os aerogeradores do tipo A e do tipo B são representados em regime permanente como um gerador cujo fator de potência é constante. Isto significa que os limites superior e inferior da potência reativa são negativos e iguais. Necessita-se introduzir separadamente um capacitor para compensar a potência reativa absorvida pelo gerador de indução. Os aerogeradores do tipo C e do tipo D são representados em regime permanente como um gerador para o qual os limites de potência reativa são determinados pelo fator de potência do gerador, cujos valores são iguais em módulo, porém de sinal contrário. Não necessita-se de um capacitor para a compensação estática de potência reativa para estes aerogeradores.

¹Neste sentido, possibilita-se a implementação computacional em quaisquer *softwares* que suportem simulações de sistemas elétricos de potência. Esta observação é válida, pois *softwares* comerciais disponibilizam informações em materiais próprios. Desta forma, é oferecido ao usuário a utilização de tais modelos de forma independente.

Tabela 4.3: *Variáveis algébricas.*

Variável	Descrição	Unidade
ANGLE	Ângulo do rotor do gerador	Graus
PELEC	Potência ativa da máquina	pu
QELEC	Potência reativa da máquina	pu
ETERM	Tensão terminal da máquina	pu
EFD	Tensão de campo do gerador	pu
PMECH	Potência mecânica da turbina	pu
SPEED	Desvio da velocidade nominal da máquina	pu
XADIFD	Corrente de campo da máquina	pu
ECOMP	Tensão compensada do regulador de tensão	pu
VREF	Setpoint do regulador de tensão	pu
VUEL	Sinal limitador de excitação mínima	pu
VOEL	Sinal limitador de excitação máxima	pu
GREF	Referência do regulador de velocidade	pu
LCREF	Referência do controlador de carga da turbina	pu
WVLCTY	Velocidade do vento	pu
WTRBSP	Velocidade da turbina	pu
WPITCH	Ângulo de passo/ <i>pitch</i>	Graus
WAEROT	Torque aerodinâmico	pu
WROTRV	Tensão no rotor do gerador	pu
WROTRI	Corrente no rotor do gerador	pu
WPCMND	Comando de potência ativa	pu
WQCMND	Comando de potência reativa	pu
WAUXSG	Saída de controle auxiliar	pu

4.2.3 Modelo genérico do tipo A

O modelo da unidade eólica do tipo A é composto por três modelos particulares, que são: o modelo do gerador, o modelo do sistema mecânico e o modelo do sistema de controle aerodinâmico. A conectividade entre os modelos pode ser observada na Figura 4.7.

Figura 4.7: Conectividade entre modelos - tipo A. Fonte: *UVIG et al. (2013)* (modificado).

Este modelo foi concebido para simular uma unidade eólica composta por um gerador elétrico de indução em gaiola de esquilo cujo estator é conectado diretamente à rede elétrica. O modelo do gerador de indução corresponde ao modelo de terceira ordem em que se considera a dinâmica do fluxo rotórico, cujas equações que representam o modelo estão presentes no Capítulo 3.

- Modelo do sistema mecânico

O sistema mecânico compreende a representação do eixo, da caixa de transmissão e das massas do rotor da turbina e do rotor do gerador. Este modelo pode representar o sistema de uma massa ou de duas massas. A constante de inércia H é a soma das constantes de inércia do gerador H_g e da turbina H_t . As Equações (4.43) a (4.45) mostram que se $H_{tfrac} = 0$, o sistema mecânico é representado por uma massa e se $0 < H_{tfrac} < 1$, o sistema mecânico é representado por duas massas, em que $H = H_t + H_g$. Verifica-se que K_{shaft} é uma função da frequência torsional do eixo, $Freq1$, resultante das oscilações mecânicas. A velocidade inicial do rotor do gerador é ω_0 ($VAR(L+1)$), [pu], cujo valor pode ser verificado nos gráficos da velocidade do rotor do gerador, presentes no Capítulo 6 (valor na situação pré-falta).

$$H_t = HH_{tfrac} \quad (4.43)$$

$$H_g = H - H_t \quad (4.44)$$

$$K_{shaft} = \frac{2H_tH_g(2\pi Freq1)^2}{H\omega_0} \quad (4.45)$$

Este modelo utiliza como entradas, o torque aerodinâmico ($WAEROT$), proveniente do modelo do sistema de controle aerodinâmico e o torque elétrico (T_{elec}), proveniente do modelo do gerador. Como saídas, o modelo calcula os desvios de velocidade do rotor da turbina ($WTRBSP$), do rotor do gerador ($SPEED$), o ângulo de torção do eixo (K) e o desvio de ângulo do rotor do gerador ($K+3$). A Figura 4.8 mostra o diagrama de blocos do modelo do sistema mecânico para os aerogeradores dos tipos A e B.

Figura 4.8: Modelo do sistema mecânico - tipos A e B. Fonte: UVIG et al. (2013).

O torque aerodinâmico refere-se ao torque presente nas pás da turbina. Em regime permanente, este torque é constante, pois o vento é aqui considerado constante. Os objetivos principais deste modelo são:

- simplificar o cálculo do torque aerodinâmico;
- tornar o cálculo do torque aerodinâmico independente de dados proprietários, como curvas de coeficiente de potência.

Este modelo foi elaborado após investigação de características aerodinâmicas e de controle de *pitch* de inúmeros aerogeradores de distintos fabricantes. As entradas referem-se ao desvio de velocidade do rotor da turbina ($WTRBSP$), cuja referência de velocidade é ($VAR(L)$) e à potência ativa do gerador (P_{elec}), cuja referência é ($VAR(L+1)$). As duas entradas combinadas são processadas por um controlador PI, cuja saída compreende o torque aerodinâmico ($WAEROT$).

4.2.4 Modelo genérico do tipo B

O modelo da unidade eólica do tipo B é composto por quatro modelos particulares, que são: o modelo do gerador, o modelo do sistema de controle da resistência do rotor, o modelo do sistema mecânico e o modelo do sistema de controle aerodinâmico. A conectividade entre os modelos pode ser observada na Figura 4.10.

Figura 4.10: Conectividade entre modelos - tipo B. Fonte: *UVIG et al. (2013)* (modificado).

Este modelo foi concebido para simular uma unidade eólica composta por um gerador elétrico de indução com rotor bobinado, cujo rotor é conectado a uma resistência variável e o estator é conectado diretamente à rede elétrica.

O modelo do gerador de indução corresponde ao modelo de terceira ordem em que se considera a dinâmica do fluxo rotórico, cujas equações que representam o modelo estão presentes no Capítulo 3. Os sistemas mecânico e de controle aerodinâmico são os mesmos do aerogerador do tipo A.

- Modelo do sistema de controle da resistência do rotor

A Figura 4.11 mostra o diagrama de blocos do modelo do sistema de controle da resistência do rotor.

Figura 4.11: Modelo do sistema de controle da resistência do rotor - tipo B. Fonte: *UVIG et al. (2013)*.

O modelo do sistema de controle da resistência do rotor foi desenvolvido de acordo com valores pré-definidos de escorregamento do gerador. As entradas deste modelo referem-se ao desvio de velocidade do rotor do gerador (*SPEED*) e à potência ativa do gerador (*P_{elec}*). A saída compreende a tensão a ser entregue ao rotor do gerador (*WROTRV*). A tensão indica a quantidade de resistência a ser adicionada ao rotor (variações da tensão rotórica simulam variações de resistência). Esta forma de controle não é comum na literatura, mas mostra-se coerente com o que de fato ocorre ao variar a resistência externa adicionada ao rotor.

4.2.5 Modelo genérico do tipo C

O modelo da unidade eólica do tipo C é composto por quatro modelos particulares, que são: o modelo do sistema do gerador/conversor, o modelo do sistema de controle do conversor, o modelo do sistema mecânico e o modelo do sistema de controle de *pitch*. Este modelo é baseado nos aerogeradores presentes em *Clark et al. (2010)*. A conectividade entre os modelos pode ser observada na Figura 4.12.

Figura 4.12: Conectividade entre modelos - tipo C. Fonte: *UVIG et al. (2013)* (modificado).

- Modelo do sistema do gerador/conversor

O modelo genérico do tipo C foi concebido para simular uma unidade eólica composta por um gerador elétrico de indução duplamente alimentado, cujo rotor é conectado ao conversor eletrônico de potência e o estator é conectado diretamente à rede elétrica. A Figura 4.13 mostra o diagrama de blocos do modelo do sistema do gerador/conversor.

Figura 4.13: Modelo do sistema do gerador/conversor - tipo C. Fonte: *UVIG et al. (2013)*.

O modelo do sistema do gerador/conversor é um modelo equivalente do gerador e do conversor eletrônico de potência. Este modelo estabelece a interface entre o aerogerador e a rede elétrica. As dinâmicas dos fluxos são eliminadas para refletir as rápidas respostas provenientes dos comandos do conversor. O resultado é uma fonte de corrente controlada que calcula a corrente elétrica a ser inserida em resposta aos comandos de tensão e corrente provenientes do modelo do sistema de controle do conversor. As entradas são a tensão terminal (V_{term}), e os comandos de corrente (I_{Pcmd}) e tensão (E_{Qcmd}), estes provenientes do modelo do sistema de controle do conversor. O módulo T realiza a transformação das variáveis de entrada (variáveis decompostas em parcelas de origem ativa e reativa) em valores complexos (na referência da rede), como a tensão terminal (V_{term}) e a corrente inserida na rede (I_{sorc}). Em regime permanente, X_{eq} é a reatância do gerador, $V_Y = 0$, $V_x = V_{term}$ e $\delta = \theta$.

- Modelo do sistema mecânico

Este modelo apresenta como diferença para o modelo do sistema mecânico dos tipos A e B, a introdução de um sistema de controle aerodinâmico simplificado. Considerando-se o vento constante, verifica-se que a curva do coeficiente de potência C_p , a relação de velocidades λ e o ângulo de passo β , mostram uma relação aproximadamente linear para a taxa da mudança da potência mecânica com respeito ao ângulo de passo *Price e Sanchez-Gasca (2006)*.

Este sistema simplificado processa o ângulo de passo (*WPITCH*), cujas referências são o ângulo de passo inicial ($VAR(L + 3)$) e a potência mecânica inicial (P_{aero}) e como saída fornece ao modelo do sistema mecânico o torque aerodinâmico (*WAEROT*). As Equações (4.43) a (4.45) também são válidas para este modelo. A Figura 4.14 mostra o diagrama de blocos do modelo do sistema mecânico.

Figura 4.14: Modelo do sistema mecânico - tipo C. Fonte: UVIG et al. (2013).

- Modelo do sistema de controle de *pitch*

A Figura 4.15 mostra o diagrama de blocos do modelo do sistema de controle de *pitch*.

Figura 4.15: Modelo do sistema de controle de pitch - tipo C. Fonte: UVIG et al. (2013).

Para este modelo, a posição das pás são limitadas e existe uma constante de tempo associada com a mudança do ângulo de passo das pás e a potência mecânica de saída.

O modelo apresenta dois controladores PI. O primeiro controlador PI atua no erro de velocidade, em que a entrada é o desvio de velocidade do rotor do gerador ($SPEED$), cuja referência é ($WNDSP1$), proveniente do modelo do sistema de controle do conversor.

O segundo controlador PI atua no erro de potência, em que a entrada é o comando de potência ativa proveniente do sistema de controle do conversor ($WPCMND$), cuja referência é (P_{MX}). A saída compreende o ângulo de passo das pás ($WPITCH$) [WGMG \(2009\)](#).

- Modelo do sistema de controle do conversor

O modelo do sistema de controle do conversor rege o fornecimento das potências ativa e reativa ao sistema elétrico. Este modelo possui dois módulos, referentes às potências ativa e reativa. A Figura 4.16 mostra o diagrama de blocos do modelo do sistema de controle do conversor.

Em relação ao módulo da potência ativa, a função não linear $f(P_{elec})$ é usada para determinar a velocidade desejada do rotor da turbina ($WNDSP1$) em função do nível de potência ativa fornecida pelo gerador (P_{elec}). Os dados de entrada para esta função são valores desejados de velocidade para valores específicos de potência ativa. Utiliza-se interpolação linear entre os valores escolhidos. Outra entrada para este módulo refere-se ao desvio de velocidade do rotor do gerador ($SPEED$). Como saída, resulta-se o comando de potência ativa ($WPCMND$), a ser entregue ao modelo do sistema do gerador/conversor. A curva que representa $f(P_{elec})$ pode ser observada em [WECC \(2010\)](#), [WGMG \(2009\)](#) e no Apêndice E.

Em relação ao módulo da potência reativa, três modos de controle podem ser utilizados, cuja saída é o comando de potência reativa ($WEQMND$) a ser entregue ao modelo do sistema do gerador/conversor. Os valores de referência são provenientes do fluxo de carga.

- *Constant Q Control* - Potência reativa constante - ($VARFLG = 0$)

Neste modo de controle a potência reativa de referência é constante ($VAR(L + 2)$).

- *Constant Power Factor Control* - Fator de potência constante - ($VARFLG = -1$)

Neste modo de controle utiliza-se como entrada a potência ativa do gerador (P_{elec}), cuja referência é o ângulo do fator de potência ($VAR(L + 3)$), que é mantido constante.

- *Wind Plant Reactive Power Control* - Controle da tensão - ($VARFLG = 1$)

A tensão de referência pode ser uma barra qualquer do sistema elétrico ($VAR(L)$). As entradas se referem à tensão da barra controlada ($|V|$), que pode ser uma barra qualquer, correspondente à ($VAR(L)$) e à queda de tensão (IX_c). Esta queda de tensão compensa a tensão de referência ($VAR(L)$), cuja corrente (I) refere-se à corrente que flui no ramo em que se encontra a tensão de referência ou a partir desta, ($|V| = |VAR(L) - jX_c I|$) [WGMG \(2009\)](#). Se $VAR(L)$ = tensão terminal, $X_c = 0$ e a tensão terminal não é regulada.

Figura 4.16: Modelo do sistema de controle do conversor - tipo C. Fonte: UVIG et al. (2013).

4.2.6 Modelo genérico do tipo D

O modelo da unidade eólica do tipo D é composto por dois modelos particulares, que são: o modelo do sistema do gerador/conversor e o modelo do sistema de controle do conversor. A conectividade entre os modelos pode ser observada na Figura 4.17.

Figura 4.17: Conectividade entre modelos - tipo D. Fonte: *UVIG et al. (2013)* (modificado).

Este modelo foi concebido considerando-se que as variáveis mecânicas do aerogerador não são relevantes, devido ao desacoplamento entre o aerogerador e a rede elétrica, proporcionado pelo conversor eletrônico de potência. O sistema de controle do conversor determina o impacto do aerogerador na rede. Desta forma, o desempenho mecânico do aerogerador não é importante do ponto de vista do impacto provocado ao sistema elétrico. Como somente o *GSC* é representado neste modelo, ignorando-se portanto o sistema mecânico e aerodinâmico, as oscilações provenientes dos elementos torsionais não são reproduzidas. Mesmo assim, o modelo é capaz de reproduzir um comportamento muito aproximado de um aerogerador real, conforme validação realizada em *IEEE (2011a)* e *WECC (2010)*.

- Modelo do sistema do gerador/conversor

A Figura 4.18 mostra o diagrama de blocos do modelo do sistema do gerador/conversor.

Figura 4.18: Modelo do sistema do gerador/conversor - tipo D. Fonte: *UVIG et al. (2013)*.

O modelo do sistema do gerador/conversor calcula a corrente a ser inserida na rede elétrica (I_{sorc}) baseado nos comandos de potência ativa ($WIPCMD$) e potência reativa ($WIQCMD$) provenientes do modelo do sistema de controle do conversor. Ambas as componentes da corrente são processadas sob condições de alta/baixa tensão, por uma lógica específica.

O módulo *Low Voltage Reactive Current Logic* captura a corrente de origem ativa sob condição de tensão muito baixa. O módulo *LVPL*, *Low Voltage Power Logic*, tem por finalidade reproduzir a corrente de origem ativa seguindo um perfil linear. O módulo *High Voltage Reactive Current Logic* limita a corrente de origem reativa sob condição de alta tensão, de tal forma que a tensão terminal do gerador nunca exceda o limite estabelecido.

- Modelo do sistema de controle do conversor

O comando de potência ativa (P_{ord}) tem como referência a potência externa ($VAR(L + 3)$), cujo controle é processado por um controlador PI. Existem três possibilidades de controle de potência reativa, como para o aerogerador anterior: controle por potência reativa constante, controle por fator de potência constante e controle da tensão.

O controle por fator de potência constante calcula a referência de potência reativa baseado na potência ativa do gerador e no ângulo do fator de potência. O controle da tensão é possibilitado via o controle da potência reativa por um controlador PI.

As correntes no conversor são limitadas por uma lógica específica, presente no módulo *Converter Current Limiter*. Este módulo apresenta dois modos de limitar a corrente, cuja prioridade ($PQFLG$) é dada à corrente de origem reativa (I_Q) ou à corrente de origem ativa (I_P). O objetivo é evitar que a combinação de ambas as correntes ultrapassem os limites do conversor. A Figura 4.19 mostra o diagrama de blocos do modelo do sistema de controle do conversor.

Conforme mostra a Tabela 4.4, quatro configurações são passíveis de implementação Siemens (2010):

Tabela 4.4: Configurações de controle do modelo genérico do tipo D.

Configuração	VARFLG	PFAFLG	K_{QI}	K_{VI}
<i>Current North American with WindVar</i>	1	0	0,1	corrente
<i>Current North American without WindVar</i>	0	0	<i>muito peg. ou 0</i>	corrente
<i>European with WindVar</i>	1	0	<i>grande</i>	<i>maior</i>
<i>European without WindVar</i>	0	1	<i>grande</i>	<i>maior</i>

Os módulos *Converter Current Limiter*, *High Voltage Reactive Current Logic* e *Low Voltage Reactive Current Logic* podem ser observados nas Figuras 4.20, 4.21 e 4.22 UVIG *et al.* (2013), Muljadi e Ellis (2009) e Pourbeik (2013).

Os algoritmos das Figuras 4.21 e 4.22 representam as lógicas empregadas no modelo do sistema do gerador/conversor. Estes algoritmos representam a interação entre o modelo dinâmico do conversor e a solução das equações que modelam o sistema elétrico.

Figura 4.19: Modelo do sistema de controle do conversor - tipo D. Fonte: UVIG et al. (2013).

Figura 4.20: Converter current limiter. Fonte: UVIG et al. (2013).

Figura 4.21: High voltage reactive current logic. Fonte: *UVIG et al. (2013)*.

Figura 4.22: Low voltage reactive current logic. Fonte: *UVIG et al. (2013)*.

Capítulo 5

Conexão de parques eólicos aos sistemas elétricos de potência

5.1 Sistema Interligado

Um sistema elétrico de potência é composto por quatro elementos principais: as unidades geradoras, as linhas de transmissão, as linhas de distribuição e as cargas individuais. As linhas de transmissão estabelecem a ligação entre as unidades geradoras e os sistemas de distribuição, além da condução a outros sistemas elétricos de potência através de interconexões. Já o sistema de distribuição conecta as cargas individuais às linhas de transmissão em subestações, onde estas realizam funções de chaveamento e transformações de tensão [Stevenson \(1986\)](#). Uma característica interessante dos sistemas elétricos de potência modernos é a interligação entre as unidades geradoras. O sistema recebe então o nome de sistema interligado. Características positivas e negativas de um sistema interligado são [Slootweg \(2003\)](#), [Ackermann \(2005\)](#) e [Stevenson \(1986\)](#):

Vantagens:

- redução da margem de reserva de unidades individuais, que se traduz em menor número de geradores de reserva para operação em picos de carga, capacidade de reserva, e menor número de geradores operando a vazio, reserva girante;
- possibilidade de utilização em regime de complementariedade entre unidades geradoras distintas;
- achatamento da curva de carga, que se traduz em melhor aproveitamento das unidades geradoras;
- redução de custos associados aos sistemas de geração;
- maior confiabilidade no fornecimento;
- facilidade em relações comerciais, compra e venda de energia.

Desvantagens:

- aumento da corrente de curto-circuito;
- efeitos das contingências podem se estender a grandes regiões do sistema;

- maior complexidade de operação;
- maior complexidade dos sistemas de proteção.

A principal função de um sistema elétrico de potência é entregar a energia elétrica aos consumidores da melhor forma possível, nos planos econômico, ambiental, de segurança e de confiabilidade. As unidades geradoras do sistema são desenvolvidas a fim de se obter o melhor aproveitamento do processo de conversão de energia, da fonte primária até a energia elétrica como produto final, minimizando-se os danos ambientais e os custos envolvidos, além do desenvolvimento de tecnologias que proporcionem um desempenho seguro e confiável. Uma das tecnologias de conversão de energia que apresenta aspectos positivos neste sentido, se refere ao sistema de conversão de energia eólica. As vantagens das unidades eólicas são mencionadas na introdução deste trabalho, assim como o crescimento da presença das mesmas no SIN.

5.2 A presença de parques eólicos nos sistemas elétricos de potência

Sistemas de conversão de energia de uma fonte primária para a produção de energia elétrica existem para energias primárias de várias naturezas. Exemplos de fontes primárias são IEA (2010): óleo, gás, carvão, biomassa, nuclear, hidráulica, eólica, solar, marés, ondas e geotérmica. Predominantemente, nos sistemas que envolvem conversão de energia mecânica, o gerador elétrico utilizado é o gerador síncrono Sloodweg (2003) e Burton *et al.* (2011). Em unidades eólicas, como já mencionado, geradores de indução podem ser utilizados e são estes presentes na maior parte dos aerogeradores existentes Akhmatov (2003), Ackermann (2005), Cagnano *et al.* (2012) e Lin *et al.* (2010). As diferenças fundamentais entre os sistemas de conversão de energia eólica e os sistemas de geração convencionais, podem ser resumidas em:

- unidades eólicas podem utilizar-se de geradores assíncronos, o que implica em diferentes estratégias de controle para fornecimento de potência ativa, reativa, regulação de tensão e regulação de frequência;
- unidades eólicas utilizam-se de uma fonte de energia primária não armazenável e fluente, o vento, o que exige modelos e métodos de previsão do mesmo para efetuar o despacho de energia elétrica ao longo do dia Schubert (2012) e Ernst *et al.* (2007);
- unidades eólicas proporcionam impactos ambientais bastante reduzidos;
- o tempo de implementação é bem menor que muitos outros sistemas de geração;
- historicamente, a produção de energia elétrica é proveniente de geradores síncronos e a experiência com grandes quantidades de energia elétrica proveniente de geradores assíncronos ainda é escassa Bolik (2004) e Akhmatov (2003);
- modelos de unidades eólicas são desenvolvidos constantemente, agregando características específicas para diferentes análises.

Unidades eólicas individuais e pequenos parques eólicos foram inicialmente conectados aos sistemas de distribuição de energia elétrica, cujo novo sistema elétrico recebeu a denominação de sistema de geração distribuída. Em sistemas de transmissão, grandes parques

eólicos são conectados e a transferência de potência para grandes centros consumidores é balanceada com outras fontes de energia, de naturezas distintas. Geralmente, parques eólicos cujas potências ultrapassam 200 MW são conectados ao sistema de transmissão por transformadores próprios. O controle da tensão em um sistema de transmissão interligado é determinado primariamente pelo fluxo de potência reativa, o que exige dos aerogeradores a capacidade do fornecimento controlado da mesma. Como já mencionado neste trabalho, cada tipo de unidade eólica apresenta diferentes possibilidades de controle.

Parques eólicos que produzem elevadas quantidades de energia elétrica são desenvolvidos para conectarem-se a um sistema elétrico trifásico estável e a operação de forma isolada é dificultada. A rede elétrica fornece a referência de tensão e frequência para operação dos aerogeradores e tais referências são utilizadas para o controle do sistema de geração e a garantia da estabilidade dos geradores [Burton *et al.* \(2011\)](#). Em relação aos impactos provocados por unidades eólicas, os mesmos podem ser locais ou extensos. Impactos locais ocorrem nas vizinhanças do aerogerador, ou nas vizinhanças do parque eólico, cuja causa pode ser facilmente localizada. Impactos extensos atingem uma região maior do sistema. Características dos diferentes impactos citados podem ser observados em [Slootweg \(2003\)](#).

Em sistemas de transmissão, os parques eólicos afetam o fluxo de potência e portanto as tensões nas barras do sistema. Em geral, a tensão no POI, Ponto de Interconexão, aumenta [Pinto \(2013\)](#). A capacidade de suporte de potência reativa pelos parques eólicos é fundamental para compensar o impacto dos aerogeradores no sistema e assim manter as tensões em níveis adequados. As linhas de transmissão possuem uma relação entre resistência e reatância, R/X , muito baixa e o fluxo de potência reativa afeta significativamente a diferença entre as tensões terminais de cada linha. O controle da tensão é dificultado pelo fato dos parques eólicos instalarem-se em regiões geralmente distantes do POI com a rede elétrica, o que proporciona elevadas perdas elétricas e exige das unidades eólicas habilidades próprias em controlar a tensão. Ainda, medições distribuídas na rede elétrica são necessárias, além de eventuais dispositivos que controlem a tensão, independentes das unidades eólicas, em virtude das longas distâncias das instalações, a exemplo de parques eólicos *offshore*. Estudos indicam que sistemas de alta tensão em corrente contínua, *HVDC, High Voltage Direct Current*, são os melhores sistemas para conectar grandes parques eólicos na rede elétrica [Wang *et al.* \(2012\)](#) e [Livermore *et al.* \(2010\)](#). Evidentemente, além dos dispositivos de controle existentes no sistema elétrico de potência, para a manutenção das tensões nodais em valores estáveis, é fundamental o suporte de potência reativa proveniente das unidades geradoras e os métodos de controle associados, para assim evitar a instabilidade de tensão.

A conexão de parques eólicos à rede elétrica exige estudos preliminares para que a instalação dos mesmos seja validada no POI. Dentre os fatores principais, destaca-se o desvio da tensão provocado pelo parque eólico neste ponto. A potência de curto-circuito no POI é fundamental para viabilizar ou não a conexão do parque eólico ao sistema elétrico. Independentemente do tipo de aerogerador, no POI injeta-se potência ativa. Neste sentido, faz-se necessário verificar os limites de corrente em regime permanente para o parque eólico, para as linhas de transmissão e equipamentos associados. Também, deve-se analisar os diversos efeitos da conexão tanto para o parque eólico como para a rede elétrica, pois problemas de estabilidade podem ocorrer, a exemplo da instabilidade de tensão. Estudos em regime permanente e em regime dinâmico são fundamentais para verificar se o sistema elétrico possui capacidade em suportar o fluxo de potência proporcionado pelo parque, assim como se o sistema será estável perante a distúrbios que eventualmente ocorram na rede elétrica.

Para garantir a qualidade da energia elétrica disponibilizada pelas unidades geradoras e também a confiabilidade de tais unidades, são elaboradas normas a fim de estabelecer as diretrizes operativas do setor elétrico. Procedimentos técnicos são estabelecidos pelos

órgãos competentes de cada país a fim de regular a operação do sistema elétrico de forma correta e coerente aos requisitos técnicos exigidos. No Brasil, o ONS elaborou o documento PROREDE, Procedimentos de Rede [ONS \(2010\)](#), cujo foco é dado à conexão à rede básica com tensão igual ou superior à tensão de 230 kV, compreendendo os sistemas de transmissão. Para os sistemas de distribuição, existe o documento elaborado pela ANEEL, denominado PRODIST, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional [ANEEL \(2012\)](#). Exemplos de requisitos técnicos são [Pinto \(2013\)](#), [Zanchettin \(2012\)](#), [Ackermann \(2005\)](#) e [ONS \(2010\)](#):

- Regulação de potência ativa

Relaciona-se fundamentalmente à estabilidade de frequência do sistema, a fim de prevenir sobrecargas em linhas de transmissão, variações bruscas de tensão e correntes elevadas, tanto na inicialização do aerogerador, como no desligamento do mesmo. As correntes elevadas provocam tensões transitórias que provocam desvios consideráveis de tensão. Também, variações na produção de potência ativa ocorrem por variações do vento, o que exige métodos de controle para evitar oscilações.

- Regulação de potência reativa

Relaciona-se à habilidade que o aerogerador ou parque eólico possui de regular a potência reativa, contribuindo-se portanto para o controle da tensão. Normalmente a regulação da potência reativa pode ser realizada por três maneiras distintas: mantendo-se o fator de potência constante, mantendo-se a potência reativa constante e permitindo-se a variação da potência reativa dentro dos limites estabelecidos pelo fator de potência, controlando-se a tensão.

- Regulação de tensão

Relaciona-se à operação do aerogerador ou parque eólico em limites de tensão pré-estabelecidos. Limites de tensão também são definidos para o POI do parque eólico à rede elétrica, assim como nas barras do sistema elétrico, pois o parque eólico deve contribuir com o controle da tensão a fim de evitar a instabilidade de tensão. Tratando-se de aerogeradores de velocidade variável, a regulação de potência reativa é viabilizada pelo conversor eletrônico de potência e pelos sistemas de controle associados. Tratando-se de aerogeradores de velocidade fixa, capacitores devem ser empregados para a compensação estática da potência reativa absorvida pelo gerador de indução.

- Regulação de frequência

Relaciona-se ao balanço entre a geração de potência ativa e a demanda pela carga. Se a demanda pela carga excede a geração de potência ativa existente, a frequência será reduzida e para o oposto, a frequência aumentará. O fluxo de potência entre regiões distintas deve considerar a todo instante o balanço entre a carga e a geração, o que torna-se particularmente diferente em sistemas de conversão de energia eólica, pois estes variam o fornecimento de potência elétrica de acordo com variações do vento, caracterizando-se como uma produção de energia inerentemente flutuante. Parques eólicos devem contribuir com controles primário e/ou secundário de frequência de acordo com os procedimentos de rede de cada país.

- Suportabilidade a afundamentos de tensão

Relaciona-se à habilidade que os aerogeradores apresentam em permanecerem conectados ao sistema elétrico durante a ocorrência de grandes distúrbios. Até aproximadamente antes do ano de 2001, todos os aerogeradores deveriam ser imediatamente desligados na ocorrência de uma perturbação. Não era permitido inclusive, a permanência da conexão do aerogerador com a concessionária quando a tensão no POI atingisse um valor inferior a 85 %. Estas exigências se justificam para evitar o ilhamento em sistemas elétricos com baixa penetração de aerogeradores.

Com o aumento da presença de aerogeradores nos sistemas elétricos de potência, a desconexão dos mesmos torna-se altamente indesejada, pois prejudica-se a estabilidade do sistema sob vários aspectos. Neste sentido, tem-se a suportabilidade às situações de falta ou *TFRT*, *Transient Fault Ride Through*, que varia de acordo com os procedimentos de rede de cada país. Ainda, cada aerogerador apresenta a própria *TFRT*, determinada pelo fabricante. Uma particularidade da *TFRT* refere-se à suportabilidade a afundamentos de tensão ou *LVRT*, *Low Voltage Ride Through*, cuja curva pode ser observada na Figura 5.1.

Conforme encontra-se em [ONS \(2010\)](#) (Submódulo 3.6 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão):

- Caso haja afundamento de tensão em uma ou mais fases no ponto de conexão da central de geração eólica na rede básica, a central deve continuar operando se a tensão nos seus terminais permanecer acima da curva indicada na Figura 5.1.

Figura 5.1: Curva de suportabilidade a afundamentos de tensão aprovada pelo ONS.

Desta forma, a área escura indica a região em que o parque eólico deve permanecer em operação e a área clara indica a região em que o parque eólico pode ou não permanecer conectado ao sistema elétrico. Dividindo-se a curva em quatro regiões, conforme pode ser observado em maiores detalhes em [Pinto \(2013\)](#):

- A - região mais crítica, pois o parque eólico deve permanecer conectado mesmo com uma queda de tensão de 80 %, cuja duração da falta é de 500 ms;
- B - região que indica a restauração do sistema, cuja queda de tensão varia de 80 % para 15 % em 500 ms, de forma linear;

- C - região que indica a restauração do sistema, cuja queda de tensão é de 15 % até o instante de 5 s;
- D - região que indica a normalização do sistema, cuja queda de tensão é de 10 % a partir do instante de 5 s.

- Presença de harmônicos

Relaciona-se à distorção da componente fundamental da tensão/corrente senoidal. Para unidades eólicas, fundamentalmente associa-se àquelas que possuem conversor eletrônico de potência, cujos elementos eletrônicos, a exemplo de transistores e tiristores, geram harmônicos que prejudicam a qualidade da energia elétrica gerada.

- *Flicker*

Relaciona-se às oscilações luminosas oriundas de flutuações rápidas de tensão em frequências entre 0,1 Hz e 35 Hz. Tais variações de tensão tem origem nas variações de velocidade do gerador e da turbina, provocada por variações do vento.

Características e aspectos sobre a qualidade da energia elétrica e aos requisitos de inserção ao sistema elétrico de unidades eólicas podem ser encontrados em [Pinto \(2013\)](#), [Zanchettin \(2012\)](#), [Akhmatov \(2003\)](#), [Carvalho \(2006\)](#), [Ackermann \(2005\)](#) e [Burton et al. \(2011\)](#). Em relação aos limites de inserção de aerogeradores no sistema elétrico, aspectos estáticos e transitórios podem ser estudados em [Zanchettin \(2012\)](#).

As Tabelas 5.1 e 5.2 mostram os requisitos técnicos mínimos para a conexão de parques eólicos aos sistemas de transmissão [ONS \(2010\)](#).

Tabela 5.1: *Requisitos técnicos.*

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
1. Operação em regime de frequência não nominal	(a) Operação entre 56,5 e 63Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobre-frequência instantâneos; (b) Operação abaixo de 58,5Hz por até 10s; (c) Operação entre 58,5 e 61,5Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobre-frequência temporizados; (d) Operação acima de 61,5Hz por até 10s.	Evitar o desligamento dos geradores quando do déficit de geração, antes que o esquema de alívio de carga atue completamente ou em condições de sobre-frequência controláveis.
2. Geração/absorção de reativos	No ponto de conexão, a central geradora eólica deve propiciar os recursos necessários para, em potência ativa nominal e quando solicitado pelo ONS, operar com fator de potência indutivo ou capacitivo dentro da faixa especificada abaixo: (a) Mínimo de 0,95 capacitivo; (b) Mínimo de 0,95 indutivo.	Participação efetiva no controle da tensão, aumentando as margens de estabilidade de tensão.
3. Operação em regime de tensão não nominal	No ponto de conexão da central geradora: (a) Operação entre 0,90 e 1,10pu da tensão nominal sem atuação dos relés de sub-tensão e sobretensão temporizados; (b) Operação entre 0,85 e 0,90pu da tensão nominal por até 5s.	Evitar o desligamento da usina quando há variações de tensão no sistema.

Tabela 5.2: *Requisitos técnicos.*

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
4. Participação em SEP, Sistema Especial de Proteção	Possibilidade de desconexão automática ou de redução de geração mediante controle de passo e/ou de <i>stall</i> das pás.	Minimizar consequências de perturbações no sistema, incluindo sobrefrequência no caso de ilhamento.
5. Potência ativa de saída	Para tensões no ponto de conexão entre 0,90 e 1,10pu, para a central geradora eólica não será admitida a redução na sua potência de saída, na faixa de frequências entre 58,5 e 60,0Hz. Para frequências na faixa entre 57 e 58,5Hz é admitida a redução na potência de saída em até 10%. Estes requisitos aplicam-se em condições de operação de regime permanente, quase-estáticas.	Garantir a disponibilidade de potência das centrais de geração eólica em situações de subfrequência de modo a evitar/minimizar os cortes de carga por atuação do ERAC, Esquema Regional de Alívio de Carga.

5.3 Sistemas fracos e sistemas fortes

A potência aparente de curto-circuito, S_{cc} , no ponto de interconexão do parque eólico ao sistema elétrico, é fundamental para determinar a instalação dos aerogeradores. A S_{cc} em um ponto específico da rede elétrica determina a sua rigidez e influencia significativamente na qualidade da tensão gerada.

Aproximando-se uma rede elétrica por um circuito elétrico simplificado equivalente e aplicando-se um curto-circuito nos terminais, conforme mostra a Figura 5.2, é possível calcular a S_{cc} para um sistema trifásico, conforme a Equação (5.1):

Figura 5.2: *Circuito elétrico simplificado equivalente.*

$$S_{cc} = \sqrt{3}U_n I_{cc} \quad (5.1)$$

onde U_n é a tensão nominal, R_{ecc} e X_{ecc} são a resistência e a reatância de curto-circuito e I_{cc} é a corrente de curto-circuito, sem a presença de aerogeradores.

É possível estabelecer uma relação entre a S_{cc} e a potência aparente nominal do aerogerador ou do parque eólico S_n . Esta relação recebe o nome de relação de curto-circuito R_{cc} , representada pela Equação (5.2):

$$R_{cc} = \frac{S_{cc}}{S_n} \quad (5.2)$$

Uma rede elétrica é considerada forte se a R_{cc} estiver entre 20 e 25 e fraca se estiver entre 8 e 10. Uma rede fraca tende a proporcionar piores respostas dos aerogeradores, principalmente os aerogeradores de velocidade fixa [Pinto \(2013\)](#). A avaliação da R_{cc} é fundamental para avaliar a conexão de parques eólicos em sistemas elétricos de potência. Em [Zanchettin e Reginatto \(2013\)](#), é possível encontrar estudos que avaliam a inserção de aerogeradores de velocidade fixa considerando-se diferentes valores de R_{cc} .

5.4 Apresentação do parque eólico em estudo

Um parque eólico é constituído por um determinado número de unidades eólicas individuais em paralelo, cuja configuração normalmente assume a topologia *daisy-chain*, que interliga grupos de aerogeradores até um alimentador final de maior potência.

Um parque eólico moderno consiste de dezenas ou até centenas de unidades eólicas do mesmo tipo ou de diferentes tipos. A potência nominal de cada aerogerador situa-se, tipicamente, entre 1 MW e 5 MW. Considera-se a potência total gerada pelo parque eólico como a soma das potências das unidades eólicas individuais. Normalmente, as unidades eólicas possuem geradores elétricos cuja tensão nominal varia entre 480 V e 690 V. Cada aerogerador é conectado a um transformador elevador, cuja finalidade é elevar a tensão entre 12 kV e 34,5 kV para o sistema coletor. O sistema coletor representa as impedâncias e susceptâncias dos alimentadores individuais. Os alimentadores individuais são normalmente subterrâneos, cuja relação X/R tende a ser baixa e a susceptância *shunt* elevada, comparativamente aos alimentadores aéreos. Fatores para a determinação do sistema coletor incluem aspectos econômicos, limites para perdas elétricas e limites para a queda de tensão nos condutores. Os projetos normalmente consideram que as perdas elétricas devem estar abaixo de 2 %. Um método simples para a modelagem do sistema coletor pode ser encontrado em [Muljadi et al. \(2006\)](#). Este método é representado pelas Equações (5.3) e (5.4):

$$Z_{eq} = R_{eq} + jX_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^I Z_i n_i^2}{N^2} \quad (5.3)$$

$$B_{eq} = \sum_{i=1}^I B_i \quad (5.4)$$

onde I é o número total de ramos no sistema coletor, Z_i e n_i é a impedância $R_i + jX_i$ para cada i -ésimo ramo, N é o total de aerogeradores e B_i é a susceptância *shunt* de cada ramo. Como exemplo, tem-se a Figura 5.3(a). Para este caso, $I = 21$ e $N = 18$. A Figura 5.3(b) mostra a topologia básica do sistema elétrico do parque eólico em estudo.

Os alimentadores finais são ligados a uma subestação elevadora, para assim atingir-se o nível de tensão adequado para o sistema de transmissão. As linhas de transmissão estabelecem a interconexão entre o parque eólico e o POI. Exemplos e diferentes aspectos de métodos de agregação de unidades eólicas podem ser estudados em [Akhmatov \(2003\)](#) e [Ackermann \(2005\)](#). Em [Muljadi et al. \(2008\)](#), é possível encontrar um método de cálculo para a representação de diferentes tipos de aerogeradores. Em [Brochu et al. \(2011\)](#), apresenta-se um sistema coletor equivalente genérico, isto é, um sistema coletor cujos parâmetros podem ser utilizados para diferentes potências do parque eólico. O sistema elétrico equivalente do parque eólico em estudo pode ser observado na Figura 5.4.

Figura 5.3: Sistema elétrico do parque eólico. Fonte: *Muljadi e Ellis (2010)* (modificado).

Figura 5.4: Sistema elétrico equivalente do parque eólico.

Este sistema refere-se ao *WGMG Test System* *Muljadi e Ellis (2010)*. Os parâmetros podem ser encontrados em *Muljadi e Ellis (2009)* e no Apêndice B.

Capítulo 6

Estabilidade transitória, de tensão e de velocidade em sistemas elétricos de potência na presença de unidades eólicas

6.1 Estudos de estabilidade

Um sistema elétrico de potência convencional é constituído, essencialmente, por geradores síncronos, cargas e linhas de transmissão. Em regime permanente, todas as máquinas síncronas possuem a mesma velocidade angular e a potência elétrica gerada é igual à soma das potências absorvidas pelas cargas, além das perdas no processo de transmissão. O ponto de operação é estável nesta condição e somente ocorrerá uma mudança no equilíbrio após alguma perturbação [Bretas e Alberto \(2000\)](#).

Estabilidade de um sistema elétrico de potência pode ser definida como uma propriedade que o mesmo apresenta em se manter operacionalmente em equilíbrio sob condições normais e após perturbações. A estabilidade depende das condições iniciais do sistema e da severidade da perturbação [Kundur \(1994\)](#). De acordo com [IEEE/CIGRE \(2004\)](#): a estabilidade de um sistema elétrico de potência, é a habilidade do sistema, para uma determinada condição de operação, de atingir um estado de equilíbrio após estar sujeito a alguma perturbação física com a maioria de suas variáveis limitadas, isto é, dentro de limites operacionais, de tal forma que praticamente todo o sistema permaneça intacto.

Estabilidade transitória pode ser definida como a habilidade que o sistema apresenta em manter os geradores síncronos em sincronismo quando sujeito a severas perturbações [Kundur \(1994\)](#). A estabilidade transitória está associada a grandes perturbações no sistema elétrico, provocadas, por exemplo, por curto-circuitos, perda de um ou mais geradores, perda de uma ou mais linhas de transmissão, perda de uma ou mais barras do sistema e aumento ou diminuição significativos de carga [Machado *et al.* \(2012\)](#) e [Slootweg \(2003\)](#). Como as perturbações são severas, as não-linearidades presentes nas equações dos geradores e nas equações do sistema elétrico não podem ser desprezadas. Logo, o modelo é não-linear. A análise de estabilidade transitória tem por principal objetivo verificar a manutenção do sincronismo entre os geradores síncronos em um curto período de tempo após a perturbação. Para um distúrbio de grande magnitude, caso o sistema não consiga alcançar um estado de equilíbrio após o distúrbio, o sistema é dito transitoriamente instável. Se após a ocorrência da perturbação, o sistema alcançar um ponto de equilíbrio estável, que se traduz em uma condição de operação estável, o sistema é dito transitoriamente estável [Bretas e Alberto \(2000\)](#).

Para Cutsem e Vournas (1998), a estabilidade de tensão é a habilidade que o sistema elétrico de potência apresenta em manter estáveis as tensões em todas as barras do sistema sob condições normais de operação e após a ocorrência de uma perturbação. A instabilidade ocorre na forma de progressivos aumento ou diminuição das tensões em algumas barras do sistema sem a perda de sincronismo entre os geradores. O principal fator que causa a instabilidade de tensão é a incapacidade de fornecimento de potência reativa nas situações de contingência. Essencialmente, a instabilidade de tensão é um fenômeno local, mas suas consequências podem atingir regiões maiores do sistema. Já o colapso de tensão é o resultado de uma série de eventos acompanhados pela instabilidade de tensão, que reduz as magnitudes de tensão em parte do sistema elétrico, alterando o perfil da mesma e provocando o desligamento de equipamentos e cargas.

Conforme mostra a Figura 6.1, o problema de estabilidade de sistemas elétricos de potência pode ser dividido em diferentes subproblemas.

Figura 6.1: Classificação do problema de estabilidade. Fonte: Theodoro (2013).

As diferentes divisões de estabilidade mostradas na Figura 6.1, são classificadas segundo três vertentes:

1 - O tempo

- Curto prazo (*short-term stability analysis*)
- Médio prazo (*mid-term stability analysis*)
- Longo prazo (*long-term stability analysis*)

2 - As variáveis de interesse

- Ângulo
- Tensão
- Frequência

3 - O tipo de perturbação

- Grandes perturbações
- Pequenas perturbações
- Variações lentas e previsíveis de cargas

As definições e divisões do problema de estabilidade apresentadas são embasadas em sistemas elétricos de potência com geração essencialmente síncrona. No caso da utilização de geradores assíncronos, cujos comportamentos são diferentes dos geradores síncronos, estas definições não englobam fenômenos relativos aos geradores de indução. Assim, novas definições são necessárias para um sistema elétrico com geração de origem assíncrona. A estabilidade deve então ser estudada para sistemas elétricos de potência que contemplem diferentes sistemas de geração de energia elétrica e não somente sistemas de geração convencionais. Em um gerador síncrono, se o torque mecânico é superior ao torque elétrico, o gerador aumentará a sua velocidade, assim como a posição angular do vetor do fluxo rotórico. Visto o aumento do ângulo rotórico aumentar o torque do gerador, um mecanismo de controle é aplicado a fim de equalizar este torque ao torque da turbina. O torque necessário para a estabilização é denominado torque sincronizante. Utilizando-se como exemplo as unidades eólicas duplamente alimentadas, que são equipadas com geradores assíncronos, a posição do fluxo rotórico não é dependente da posição física do rotor e as características associadas ao torque sincronizante não existem [Hughes *et al.* \(2005\)](#).

Em [Samuelsson e Lindahl \(2005\)](#), defende-se a definição de estabilidade da velocidade rotórica, que faz referência às variações da velocidade rotórica do gerador de indução frente a afundamentos de tensão. A estabilidade da velocidade rotórica tem foco na relação torque-velocidade dos geradores assíncronos, enquanto que para geradores síncronos, ênfase é dada à dependência torque-ângulo, que refere-se à estabilidade do ângulo rotórico. Como citado em [Samuelsson e Lindahl \(2005\)](#): a estabilidade da velocidade do rotor refere-se à habilidade de uma máquina assíncrona em permanecer conectada ao sistema elétrico de potência e operar à velocidade correspondente à frequência síncrona do sistema após a ocorrência de uma perturbação. Neste contexto, outro subproblema do problema de estabilidade é defendido: estabilidade de velocidade ou estabilidade da velocidade rotórica do gerador de indução.

Portanto, sobretudo para grandes penetrações de aerogeradores em sistemas elétricos de potência, as análises de estabilidade destes devem considerar a estabilidade transitória (para os geradores síncronos), de tensão (para ambos os tipos de geradores) e de velocidade (para os geradores de indução). Os estudos de estabilidade (transitória, tensão e velocidade) referem-se aqui a grandes perturbações e eventos de curto prazo.

O comportamento dinâmico de um sistema elétrico de potência é ditado essencialmente pelos elementos ativos que o constituem. Os geradores elétricos assumem, portanto, um papel fundamental em estudos de estabilidade. Devido às diferenças existentes entre os sistemas de geração convencionais e os sistemas de conversão de energia eólica, a interação destes com a rede elétrica mostra-se distinta sob vários aspectos [Slootweg \(2003\)](#). Assim, as unidades eólicas apresentam um comportamento particular durante e após perturbações [Ackermann \(2005\)](#).

As respostas dos aerogeradores são influenciadas, essencialmente, pelo tipo de gerador elétrico utilizado, pelos métodos de controle associados e características da fonte de energia primária, o vento. Para unidades eólicas que se utilizam de geradores síncronos, a resposta de tais unidades são diferentes das respostas das unidades que se utilizam de geradores assíncronos. Consequentemente, o sistema elétrico de potência na presença de diferentes

modelos de unidades eólicas estará sujeito a diferentes respostas para as contingências que eventualmente ocorram. Neste sentido, é necessário estabelecer comparações entre os diferentes comportamentos dinâmicos de cada tipo de unidade eólica e analisar os efeitos de contingências aplicadas ao sistema elétrico de potência, na presença de sistemas de geração convencionais dotados de geradores síncronos e parques eólicos compostos pelas unidades eólicas em estudo, a fim de verificar a relação entre os diferentes sistemas de geração.

6.2 Unidades eólicas e a estabilidade de velocidade

Em Ackermann (2005) e Slootweg (2003) foram realizadas simulações e estabelecidas relações entre variáveis específicas do gerador de indução a fim de analisar o comportamento de unidades eólicas frente a distúrbios que ocorram no sistema elétrico de potência, além da investigação dos mecanismos de instabilidade de aerogeradores de velocidade fixa e variável. É possível verificar que o comportamento das unidades eólicas de velocidade fixa é determinado pela relação entre as potências ativa e reativa geradas, a tensão terminal e a velocidade rotórica do gerador. Para estes aerogeradores, a manutenção da tensão em níveis adequados não é viabilizada por um sistema de controle específico. Nestas unidades eólicas, o fornecimento de potência reativa é muito debilitado, ou até mesmo nulo. O consumo de potência reativa é determinado pela potência ativa gerada, pela tensão terminal do gerador e também pelos parâmetros do mesmo.

Existindo desequilíbrio entre a potência mecânica de entrada do gerador de indução e a potência elétrica de saída, ocorrerá a aceleração do rotor. Em McPherson e Laramore (1990), encontra-se a curva de torque versus velocidade do gerador de indução. A partir desta curva, é possível estabelecer os pontos de equilíbrio, que se traduzem em um ponto de equilíbrio estável e outro instável, conforme detalhado em Nunes (2011). Neste ponto, destaca-se a velocidade crítica, que corresponde à velocidade limite em que o gerador de indução ainda permanece operando de forma estável. A Figura 6.2 exemplifica a curva torque versus velocidade para o gerador de indução em gaiola de esquilo.

Figura 6.2: Curva torque versus velocidade.

A Figura 6.2 mostra duas situações de equilíbrio, representadas pelos pontos comuns entre o torque eletromagnético e o torque mecânico. O gerador apresenta um equilíbrio estável no ponto s e instável no ponto u . Seja a Equação (6.1), descrita no Capítulo 3 e

exposta aqui para facilitar a explicação seguinte:

$$\frac{d\omega_g}{dt} = \frac{1}{2H_g}(T_m - T_e) \quad (6.1)$$

Na situação em que $\omega_g < \omega_s$, o torque mecânico é superior ao torque eletromagnético e ocorre a aceleração do rotor do gerador. Se $\omega_s < \omega_g < \omega_u$, o torque mecânico é inferior ao torque eletromagnético e ocorre a desaceleração do rotor do gerador. Para estas duas situações, verifica-se que a ação dos torques provoca o retorno da velocidade do rotor do gerador para o ponto s . Assim, este ponto é considerado um equilíbrio estável.

Na situação em que $\omega_g > \omega_u$, o torque mecânico será sempre superior ao torque eletromagnético, ocorrendo a aceleração do rotor do gerador até o instante de atuação do sistema de proteção. Assim, o ponto u é considerado um equilíbrio instável.

O tempo crítico de abertura associado ao gerador de indução, é determinado pelo período máximo de duração de uma falta em que o rotor do gerador pode acelerar do ponto s ao ponto u , de forma que o mesmo não perca a estabilidade. A velocidade crítica é justamente a velocidade máxima associada ao tempo crítico de abertura.

Os argumentos expostos consideram o torque mecânico constante e as análises referem-se ao gerador de indução em gaiola de esquilo. Não se considera portanto, qualquer método de controle do torque mecânico, assim como não se considera qualquer método para limitar a velocidade do rotor do gerador.

Em aerogeradores do tipo A, além do gerador de indução em gaiola de esquilo, estão presentes o sistema mecânico e o sistema de controle aerodinâmico. Para o vento considerado constante, implica-se nos torques aerodinâmico e mecânico nos rotores da turbina e do gerador constantes em regime permanente. O sistema de controle aerodinâmico, como mencionado no Capítulo 4, controla o torque aerodinâmico, de forma a alterar o torque mecânico nos rotores da turbina e do gerador. O controle do torque mecânico estabelece o balanço de potência e limita a aceleração do rotor do gerador, a fim de evitar a instabilidade. Analisa-se nesta dissertação, o comportamento dinâmico do aerogerador do tipo A com e sem a presença do sistema de controle aerodinâmico. Desta forma, verifica-se se este sistema auxilia de fato a manter a operação estável do aerogerador.

Em Salles (2009), desenvolve-se um método analítico, para análises de estabilidade a grandes perturbações, de geradores de indução duplamente alimentados, uma contribuição original para este tipo de gerador elétrico. Simulações comparam diferentes tempos de abertura para um sistema teste na presença deste gerador. Verifica-se que o tempo de abertura de 685 ms não permite que o gerador retorne a uma condição de operação estável.

Normalmente, o tempo real de atuação de um sistema de proteção é da ordem de 100 ms Theodoro (2010). Como exemplificado em Salles (2009), o tempo crítico de abertura para o gerador de indução duplamente alimentado é muito superior, para o sistema teste simulado. Para os aerogeradores do tipo C, que empregam tais geradores, está presente o conversor eletrônico de potência, os sistemas de controle associados, o sistema mecânico e o sistema de controle aerodinâmico. Como esta unidade eólica é considerada de velocidade variável, além da variação da velocidade do rotor do gerador via modificação do escorregamento, o sistema de controle aerodinâmico altera o torque aerodinâmico, o que limita o torque mecânico e auxilia a reduzir a aceleração do rotor do gerador. Desta forma, as unidades eólicas de velocidade variável tendem a resistir fortemente à perda da estabilidade, visto os mecanismos que controlam a velocidade e a potência. Assim, não se verifica nesta dissertação o impacto da ausência do sistema de controle aerodinâmico para o aerogerador do tipo C.

As próximas análises, referem-se basicamente ao gerador de indução em gaiola de esquilo, as quais são discutidas em [Akhmatov \(2003\)](#), [Slootweg \(2003\)](#) e [Samuelsson e Lindahl \(2005\)](#).

Em [Slootweg \(2003\)](#), observa-se que a potência ativa entregue pelo gerador de indução é proporcional à tensão terminal do gerador. Consequentemente, quando ocorre uma falta no sistema elétrico de potência, se a tensão terminal sofre uma diminuição em sua magnitude, a produção de potência ativa pelo aerogerador será reduzida. Se não existe um sistema de controle adequado para limitar a potência mecânica disponível no eixo do gerador, a potência mecânica no rotor deste pode ser superior à potência elétrica fornecida à rede elétrica, o que reflete na aceleração do rotor do gerador. Isto corresponde a um escorregamento cada vez mais negativo.

No instante da falta, o gerador fornece grande quantidade de potência reativa, devido ao fluxo magnético ainda elevado presente no gerador. Porém, em um curto período de tempo, este fluxo é dissipado. Durante a falta, o torque eletromagnético é reduzido, devido à diminuição da tensão terminal e do fluxo magnético, ocorrendo a aceleração do rotor do gerador. No momento de eliminação da falta, a tensão terminal do gerador aumenta, assim como o fluxo magnético e o consumo de potência reativa. Desta forma, após oscilações, o consumo de potência reativa pelo gerador pode se estabilizar, dependendo da robustez do gerador à contingência. Se a tensão terminal ainda é baixa em relação à tensão nominal do gerador, a potência ativa apresentará um valor reduzido. Caso o gerador acelere a tal ponto de ultrapassar a velocidade crítica, a restauração da tensão terminal em um nível adequado de operação não ocorrerá, provocando-se a instabilidade de tensão. O consumo de potência reativa crescerá, no sentido de tentar recuperar a tensão terminal ao seu valor nominal. O desequilíbrio entre as potências mecânica e elétrica pode, portanto, causar a instabilidade operacional do aerogerador.

Assim, considerando-se sistemas de proteção adequados, o aerogerador deverá ser desconectado da rede elétrica por subtensão ou por excesso de velocidade. Neste sentido, o sistema elétrico de potência perderá uma unidade de geração, o que causa portanto um desequilíbrio entre a potência elétrica total gerada no sistema e a potência elétrica total consumida. Este fato impacta diretamente no comportamento dinâmico dos outros geradores que pertencem ao mesmo sistema elétrico do aerogerador. Este impacto será tanto maior, quanto mais aerogeradores forem desconectados do sistema, o que não é difícil de ocorrer se parques eólicos de grande potência apresentarem em sua composição aerogeradores de velocidade fixa, essencialmente, unidades eólicas do tipo A. É fundamental que o tempo de abertura seja corretamente estabelecido para a atuação do sistema de proteção, a fim de evitar a desconexão dos aerogeradores e prejudicar ainda mais o sistema elétrico de potência.

Resumidamente, a instabilidade da velocidade rotórica está ligada diretamente ao desequilíbrio entre as potências mecânica e elétrica. Ao ocorrer uma falta, a tensão terminal é reduzida, assim como a transferência de potência ativa pelo aerogerador. Desta forma, ocorrerá a aceleração do rotor do gerador, o que implica em um escorregamento cada vez mais negativo e no consumo crescente de potência reativa [Slootweg \(2003\)](#). Se a velocidade ultrapassar a velocidade crítica, que corresponde ao limite de estabilidade da curva torque versus velocidade do gerador de indução [McPherson e Laramore \(1990\)](#), ocorrerá a instabilidade da velocidade rotórica. Neste caso, impossibilita-se a restauração da tensão terminal em um nível adequado de operação. Ao ocorrer a instabilidade da velocidade rotórica ou da tensão terminal, a operação estável do aerogerador não é mais possível.

Um afundamento da tensão terminal pode acarretar a instabilidade da velocidade rotórica, que por sua vez ocasiona a instabilidade da tensão terminal. Em contrapartida, a instabilidade imediata da tensão terminal, ocasionará a instabilidade da velocidade rotórica,

logo ambos os problemas de estabilidade, velocidade e tensão, são intrinsicamente acoplados em máquinas assíncronas. É importante observar também que o desequilíbrio crescente entre as potências mecânica e elétrica, pode também ter origem no descontrole da potência extraída do vento, uma vez que a limitação do torque aerodinâmico é realizado pelo controle *stall*, de *pitch* ou *stall* ativo do aerogerador e sem tal controle a perda de estabilidade da velocidade rotórica (e consequentemente da tensão na barra terminal) da unidade eólica é iminente.

As unidades eólicas de velocidade variável apresentam um desempenho superior, pois é permitida uma faixa de operação onde a relação entre as potências ativa e reativa, tensão terminal e velocidade rotórica do gerador não assumem uma relação única. Este fato se deve ao conversor eletrônico de potência, que viabiliza o desacoplamento parcial ou total entre as variáveis mecânicas e elétricas do aerogerador das variáveis do sistema elétrico, como tensão e frequência. Em unidades eólicas do tipo C, o conversor eletrônico de potência estabelece o desacoplamento parcial entre o gerador e a rede elétrica. O conversor rege o comportamento do aerogerador. O suporte de potência reativa ao sistema é viabilizado e portanto, o controle da tensão pode ser executado por sistemas de controle específicos. Em unidades eólicas do tipo D, o conversor eletrônico de potência proporciona o desacoplamento total entre o aerogerador e a rede elétrica e a velocidade rotórica exerce uma influência menos significativa na interação com o sistema.

Análises de estabilidade a grandes perturbações são realizadas em [Vieira et al. \(2005\)](#), onde comparam-se unidades do tipo A e do tipo C e mostra-se a instabilidade dos aerogeradores equipados com geradores de indução em gaiola de esquilo, além do desempenho superior das unidades equipadas com gerador de indução duplamente alimentado. Em [Muljadi et al. \(2009\)](#), estuda-se a estabilidade para um sistema convencional e um sistema composto por sistemas de geração equipados com geradores síncronos convencionais e unidades eólicas equipadas com gerador de indução duplamente alimentado. Os resultados mostram que o sistema elétrico composto por tais unidades eólicas apresentam tempos críticos de abertura maiores, o que mostra o eficaz suporte em estabilizar o sistema elétrico de potência por estas unidades. Comparações entre sistemas convencionais e sistemas com unidades eólicas do tipo C também são realizadas em [Hou et al. \(2010\)](#) e [Ouyang et al. \(2012\)](#), onde avalia-se a estabilidade a grandes perturbações a partir de variáveis como a velocidade rotórica, tensão terminal, potências ativa e reativa e a diferença angular rotórica entre os geradores síncronos.

6.3 Unidades eólicas e a estabilidade de tensão

Os aerogeradores de velocidade variável oferecem vantagens em relação aos de velocidade fixa no contexto da estabilidade de tensão. Este fato deve-se, em grande parte, aos modos de controle proporcionados pelo conversor eletrônico de potência (suporte de potência reativa e controle da tensão), pela operação à velocidade variável (absorção de oscilações) e à forma de conexão com a rede elétrica (desacoplamento da rede). Simulações em regime dinâmico podem ser observadas em [Akhmatov \(2003\)](#), [Slootweg \(2003\)](#) e [Ackermann \(2005\)](#). Analisa-se nesta dissertação aspectos dinâmicos, como a relação entre a velocidade do gerador e a tensão terminal do mesmo, como explicado na seção anterior. Verifica-se também, as eventuais violações da curva de suportabilidade a afundamentos de tensão. Ainda que violações desta curva não sejam um fenômeno de instabilidade, trata-se de violações de limites operacionais que podem acarretar a desconexão do aerogerador do sistema elétrico e assim iniciar possível instabilidade de outras unidades de geração. Aspectos estáticos relativos a estudos de estabilidade de tensão podem ser encontrados em [Dahraie et al. \(2012\)](#), [Chi et al. \(2006\)](#)

e Roy *et al.* (2012).

Em Dahraie *et al.* (2012), estuda-se a estabilidade de tensão em um sistema composto por um parque eólico equipado com geradores de indução em gaiola de esquilo. Observa-se que a presença do parque eólico com aerogeradores do tipo A afeta a estabilidade de tensão, no sentido de diminuir a capacidade de carga do sistema. Analisa-se a relação entre a reatância e a resistência das linhas de transmissão, X/R , para diferentes distâncias entre as instalações do parque e o ponto de conexão com a rede, além da influência da penetração da energia elétrica proveniente dos aerogeradores para diferentes velocidades do vento. Os resultados mostram que quanto maior o comprimento das linhas de transmissão e quanto maior a velocidade do vento e a potência elétrica gerada, o sistema elétrico de potência torna-se menos estável, o que diminui a capacidade de carregamento do sistema.

Estudos sobre a obtenção de curvas P-V e Q-V para diferentes estratégias de controle podem ser analisados em Chi *et al.* (2006). Comparam-se unidades eólicas equipadas com geradores de indução em gaiola de esquilo e equipadas com geradores de indução duplamente alimentados. Observa-se que o limite de estabilidade de tensão em regime permanente é superior para o caso dos aerogeradores do tipo C, cujo controle utilizado refere-se ao fator de potência constante. Assim, a curva P-V apresenta uma margem de estabilidade superior. Em relação à curva Q-V, que representa a quantidade de potência reativa entre o ponto de operação normal e o ponto de colapso de tensão, verifica-se que para o caso das mesmas unidades eólicas, utilizando-se da estratégia de controle mencionada, a margem de potência reativa é também superior.

Em Roy *et al.* (2012), comparam-se unidades eólicas do tipo A e do tipo C, sob aspectos estáticos e dinâmicos. Observa-se que em sistemas elétricos de potência compostos por unidades eólicas do tipo A e sistemas de geração compostos por geradores síncronos, diminui-se a margem de estabilidade em comparação ao mesmo sistema elétrico sem a presença de tais unidades de geração. Para aerogeradores do tipo C, considerando-se o controle de tensão, a margem de estabilidade é significativamente superior.

6.4 Considerações sobre as simulações

Como pode ser observado em Akhmatov (2003) e Siemens (2010), o programa computacional PSS/E possui algumas premissas importantes que merecem observação para o correto entendimento das simulações. Nesta seção, também apresentam-se considerações específicas sobre a utilização dos modelos genéricos:

- a faixa de desvio de frequência está entre +10% e -10% da frequência nominal;
- harmônicos de alta frequência não são modelados;
- as simulações balanceadas são realizadas a partir do sistema elétrico modelado em sequência positiva, ou seja, a rede elétrica é considerada trifásica simétrica. Faltas balanceadas podem ser aplicadas neste caso, a exemplo de curto-circuitos trifásicos. Os geradores são modelados para sequência positiva. Para faltas desbalanceadas, a exemplo de curto-circuitos monofásicos, será necessário introduzir os parâmetros de sequência negativa e de sequência zero;
- para as simulações dinâmicas, a solução das equações do sistema em qualquer tempo t é encontrada pela solução do fluxo de potência para qualquer passo de integração. O vetor da corrente $\vec{I}$ em cada ramo do circuito é obtido multiplicando-se a matriz admitância Y do sistema em cada nó pelo vetor da tensão nodal fase-terra $\vec{V}$, conforme

a Equação (6.2). Assim, é possível simular faltas desbalanceadas em sistemas trifásicos simétricos e os cálculos são efetuados novamente a cada nova contingência aplicada;

$$\vec{I} = Y\vec{V} \quad (6.2)$$

- as unidades geradoras são representadas geralmente por uma tensão E_g , atrás de uma impedância transitória, Z_g , caracterizando o equivalente de Thévenin. No *software PSS/E*, utiliza-se o equivalente de Norton, ou seja, as unidades geradoras são representados por uma corrente I_g em paralelo com a impedância transitória da máquina. A Figura 6.3 representa o circuito equivalente de Norton;

Figura 6.3: Circuito equivalente de Norton para simulações dinâmicas.

- as quantidades envolvidas nas equações das máquinas e utilizadas nas simulações dinâmicas são divididas em:
 1. constantes: parâmetros que não variam durante o período de simulação;
 2. variáveis de estado: variáveis cujos valores instantâneos são determinados pelas equações diferenciais;
 3. variáveis algébricas: variáveis cujos valores podem ser determinados se os valores de todas as variáveis de estado, constantes e variáveis de entrada são dados;
 4. variáveis de entrada: quantidades cujos valores são especificados em qualquer instante de tempo, de forma externa à simulação dinâmica.
- todas as simulações admitem que o sistema esteja em regime permanente até um instante de tempo t . As soluções do fluxo de potência fornecem as condições de contorno para todo o sistema, cujos resultados são obtidos em um instante t^- , regime permanente, pré-distúrbio ou pré-falta. O tempo t corresponde ao tempo em que ocorre algum distúrbio no sistema, como uma falta, um chaveamento, uma mudança na carga, por exemplo. Qualquer distúrbio ocorrido ou uma mudança nos parâmetros de entrada no tempo t inicia a dinâmica do sistema em t^+ e o mesmo apresentará um período pós-distúrbio ou pós-falta. A Figura 6.4 representa os regimes de tempo considerados nas simulações;
- as mudanças instantâneas que ocorrem são seguidas por um período em que as variáveis dos elementos do sistema, como os fluxos dos geradores e os ângulos rotóricos, são ditas pelas equações diferenciais que governam o comportamento dinâmico do sistema. Admite-se que os transitórios de alta frequência dissipam-se muito rapidamente em relação aos transitórios de interesse. O comportamento transitório dos fluxos rotóricos das máquinas elétricas é considerado nas modelagens e é de fundamental importância.

Figura 6.4: Regimes de tempo considerados para as simulações.

As condições de contorno para um tempo t^+ são diferentes das condições em um tempo t^- . As soluções em t^+ requerem que as condições de contorno estejam de acordo com as leis eletromagnéticas que regem as equações dos fluxos rotóricos, portanto as condições de contorno para o fluxo de potência que estão especificadas são transformadas em um equivalente de Norton e os valores instantâneos são determinados pelos valores instantâneos dos fluxos;

- em simulações estáticas, o fluxo de potência pode ser calculado por métodos como Gauss-Seidel, Gauss-Seidel modificado, Newton-Raphson totalmente acoplado, Newton-Raphson desacoplado e Newton-Raphson desacoplado rápido. Nesta dissertação, o método escolhido corresponde ao Newton-Raphson totalmente acoplado. Em simulações dinâmicas, para o curto prazo, a modelagem do sistema requer uma representação detalhada dos componentes. O método de Euler modificado é utilizado como o método numérico de integração, cujo passo de integração corresponde a 0,01 s para a frequência de 50 Hz e 0,0083 s para a frequência de 60 Hz, sendo ambos os períodos correspondentes a meio ciclo;
- as cargas podem ser modeladas como corrente constante, impedância constante e potência constante. Nesta dissertação, as cargas são consideradas como potência constante em regime permanente e convertidas para impedância constante em regime dinâmico. Isto é necessário para evitar o desbalanço de potência elétrica em regime dinâmico e assim possibilitar a convergência do método de integração numérica das equações que regem a dinâmica do sistema;
- todas as condições iniciais para o regime dinâmico são provenientes do fluxo de potência. O *software* PSS/E faz a leitura dos modelos dos sistemas de geração presentes no sistema e verifica se os parâmetros destes modelos estão coerentes com os dados estáticos da rede e assim permitir ou não a realização da simulação;
- considera-se o modelo π para as linhas de transmissão. Os transformadores são modelados como uma impedância série. Os capacitores ou reatores são modelados por uma reatância conectada à barra do sistema. Não são considerados limites de fluxo de potência ativa ou reativa para as linhas de transmissão;

- é importante ressaltar que os modelos genéricos foram desenvolvidos para estudos em sistemas elétricos de potência, sob a influência de perturbações que ocorram na rede elétrica e não sob a influência de distúrbios provenientes do vento, ou seja, a velocidade do vento é considerada constante durante as simulações [Kazachkov et al. \(2009\)](#);
- para as simulações, não se consideram sistemas de proteção para quaisquer modelos genéricos de unidades eólicas e modelos de geradores síncronos;
- o parque eólico é modelado como uma máquina única, Capítulo 4. Isto significa que é informado ao *software* o número de unidades eólicas, a potência individual e a potência total do parque, de forma que o programa interprete este parque como um tipo específico de aerogerador com potência equivalente. Os parques eólicos contêm o mesmo tipo de unidade eólica, isto é, não existem diferentes tipos dentro do mesmo parque;
- os desvios de ângulo e de velocidade adotam a referência síncrona;
- para os modelos genéricos de unidades eólicas dos tipos A, B e C, quando não especificado, utiliza-se o modelo do sistema mecânico de duas massas. Também, para os modelos genéricos dos tipos C e D, quando não especificado, utiliza-se o método de controle *Wind Plant Reactive Power Control* (controle da tensão para o tipo C) ou *Current North America with WindVar* (controle da tensão para o tipo D), cuja tensão de referência é a tensão terminal do aerogerador;
- em regime permanente e dinâmico, para os modelos genéricos de unidades eólicas dos tipos A e B, o fator de potência é considerado constante, ou seja, os limites máximo e mínimo de potência reativa são iguais para cada valor de potência ativa fornecida pelos aerogeradores. Em regime permanente, para as unidades eólicas dos tipos C e D, dispensa-se o uso do capacitor na barra terminal dos aerogeradores. Também, os limites de potência reativa são baseados no fator de potência do gerador, em que o valor máximo é positivo, o mínimo é negativo e ambos são iguais em módulo. Esta faixa de potência reativa viabiliza o controle da tensão em regime dinâmico, o que não é possível para as unidades dos tipos A e B. Estas considerações são válidas para todas as simulações;
- como já citado anteriormente, as simulações compreendem aspectos dinâmicos relativos à estabilidade transitória, de velocidade e de tensão, frente a grandes perturbações e eventos de curta duração, cujo período de análise normalmente se situa entre 0 e 20 s. Para as simulações, o período transitório se inicia em 1 s e as simulações tem duração de 10 s, para todos os casos.

A seguir são apresentados os sistemas teste, assim como as simulações, resultados e análises elaboradas.

6.5 Sistema teste 1

O sistema teste 1 pode ser observado na Figura 6.5. Este sistema corresponde ao sistema elétrico equivalente do parque eólico citado no Capítulo 5, cujo POI, para este caso, é conectado a um barramento infinito. Este sistema teste foi proposto inicialmente por [WGMG \(2008\)](#) e nele foram realizadas simulações preliminares dos modelos genéricos de unidades eólicas [WECC \(2010\)](#), [Muljadi e Ellis \(2009\)](#) e [Muljadi \(2011\)](#), os mesmos modelos em estudo nesta dissertação, a fim de verificar o comportamento dinâmico de tais modelos frente

a perturbações provocadas ao sistema e assim auxiliar no processo de validação dos modelos genéricos desenvolvidos. As simulações são realizadas tanto para o sistema considerado fraco, como para o sistema considerado forte.

Figura 6.5: Sistema teste 1.

A Tabela 6.1 relaciona os dados de potência do parque eólico. Os dados estáticos do sistema, assim como os dados dinâmicos dos modelos genéricos podem ser consultados nos Apêndices B e E.

Tabela 6.1: Dados do parque eólico do sistema teste 1.

Modelo	Tipo	P_{ind} (MW)	P_{parque} (MW)	N	FP	M_{base} (MVA)
Mitsubishi MWT-1000a	A	1,0	100	100	-0,9	111
Vestas V80	B	1,8	100,8	56	-0,9	112
General Electric 1.5	C	1,5	100,5	67	0,9	111
General Electric 2.5	D	2,5	100	40	0,9	111

A potência individual de cada unidade eólica é P_{ind} , a potência total do parque eólico é P_{parque} , o número de unidades individuais que compõem o parque eólico é N, o fator de potência é FP e a potência base do parque é M_{base} .

O capacitor *shunt* presente na Figura 6.5 é necessário para compensar a queda de tensão no sistema coletor. Neste sistema, o capacitor foi ajustado para 10 Mvar, de tal forma a manter a tensão na barra 503 em nível adequado. Tratando-se de unidades eólicas dos tipos A e B, necessita-se do emprego de um capacitor na barra terminal dos aerogeradores, a fim de auxiliar o consumo de potência reativa pelo gerador de indução e evitar um baixo valor da tensão terminal. Tal capacitor é calculado a partir do fator de potência do gerador. Para ambas as unidades eólicas, o gerador apresenta fator de potência 0,9 indutivo. As Equações (6.3) e (6.4) permitem o cálculo da potência reativa a ser fornecida pelo capacitor.

$$FP = \frac{P}{S} \quad (6.3)$$

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (6.4)$$

A potência aparente é S , a potência ativa é P e a potência reativa consumida pelo gerador de indução e, portanto, necessária para o capacitor compensar, é Q .

Para que as tensões nas barras assumam valores aceitáveis, é necessário ajustar o capacitor para valores próximos ao valor calculado. Para este sistema teste, o capacitor assume o valor de 46 Mvar para o aerogerador do tipo A e 52 Mvar para o aerogerador do tipo B, tanto para o sistema fraco como para o sistema forte. Considera-se o barramento infinito como a referência para o fluxo de potência. A tensão e o ângulo nesta barra permanecem sempre constantes, tanto em regime estático quanto dinâmico.

6.5.1 Simulações e resultados do sistema teste 1

As simulações do sistema teste 1 tem por objetivo geral verificar o comportamento dinâmico dos modelos genéricos de unidades eólicas e comparar tais comportamentos frente a faltas aplicadas ao sistema. Os gráficos referentes ao caso I são expostos a seguir de forma individual para cada tipo de unidade eólica, a fim de fazer uma apresentação inicial e tornar mais claro o comportamento de cada tipo. Para a maioria dos casos, os gráficos para cada tipo de aerogerador são superpostos, separados por variável em análise.

Caso I - Falta trifásica com impedância de $20 + j20 \, \Omega$ na barra 504 do sistema fraco com duração de 150 ms e posterior retirada da linha 2 (análises individuais)

- Tipo A

Para a unidade eólica do tipo A, observa-se que a potência ativa sofre um decréscimo logo no início da falta, conforme mostra a Figura 6.6(a), atingindo um valor aproximado de 0,25 pu no instante de 1,150 s.

Figura 6.6: *Caso I - Tipo A.*

Este decréscimo substancial ocorre devido à diminuição da tensão terminal, Figura 6.7(a). Como explicado na seção 6.2, a potência ativa é proporcional à tensão terminal do gerador, o que é verdadeiro para todas as unidades eólicas. Este decréscimo significativo, tanto da tensão como consequentemente da potência ativa, se deve também à topologia do sistema e à falta ser aplicada na barra 504, o que auxilia na diminuição da tensão terminal e no fornecimento de potência ativa pelo aerogerador, transferindo ao gerador ideal o fornecimento desta para manter o equilíbrio entre geração e consumo no sistema. Imediatamente após a eliminação da falta, a potência ativa sofre um aumento significativo, apresentando grandes oscilações até 6 s e atingindo um comportamento estável antes de 10 s.

A Figura 6.6(b) refere-se à potência reativa fornecida pelo aerogerador. Verifica-se que no instante da falta a potência reativa sofre um pico e imediatamente após um decréscimo acentuado, atingindo um valor negativo até o instante de 1,150 s. Como explicado na seção 6.2, no instante da falta o fluxo magnético do gerador ainda é elevado. Desta forma, este fluxo permite ao gerador fornecer potência reativa durante um breve período de tempo. Imediatamente após a falta, ocorre um súbito decréscimo, devido à dissipação deste fluxo. Este comportamento é válido para todos os aerogeradores em estudo.

Tratando-se de unidades eólicas do tipo A, sabe-se que as mesmas não possuem a capacidade de fornecimento de potência reativa e que as mesmas sempre absorvem esta em

regime permanente. De fato, observa-se que na situação pré-falta, absorve-se potência reativa e durante o período da falta não ocorre a manutenção desta. Após a eliminação da falta, oscilações ocorrem e o comportamento é estável antes de 8 s.

O fato de as unidades eólicas do tipo A não possuírem a capacidade de fornecimento de potência reativa, implica em não possibilitar o controle da tensão terminal do aerogerador. Percebe-se que no instante da falta, a tensão terminal sofre um decréscimo atingindo um mínimo de 0,3 pu até 1,150 s, o que se explica pelo debilitado fornecimento de potência reativa durante o período da falta. Após a eliminação desta, acentuadas oscilações ocorrem até o período de 6 s. Ainda assim, a tensão terminal apresenta um comportamento estável antes de 10 s, porém apresentando um valor de regime pós-falta inferior à situação pré-falta.

(a) *Tensão terminal.* (b) *Desvio de velocidade do rotor do gerador.***Figura 6.7:** *Caso I - Tipo A.* (a) *Desvio de velocidade do rotor da turbina.* (b) *Torque aerodinâmico.***Figura 6.8:** *Caso I - Tipo A.*

Ocorrendo desequilíbrio entre a potência mecânica de entrada e a potência elétrica de saída do gerador, ocorrerá a aceleração do rotor. A Figura 6.7(b) mostra que ocorre um aumento da velocidade do rotor do gerador, devido ao desequilíbrio entre as potências citadas. Ainda que elevadas oscilações ocorram até o período de 6 s, a velocidade do gerador apresenta um comportamento estável antes de 10 s.

O mesmo é possível dizer a respeito da velocidade do rotor da turbina, conforme pode ser observado na Figura 6.8(a). Este fato se deve ao sistema de controle aerodinâmico, que é

Figura 6.9: *Caso I - Tipo A - Ângulo de torção do eixo.*

capaz de controlar o torque aerodinâmico, Figura 6.8(b), no sentido de limitar o aumento das velocidades rotóricas e desta forma evitar a instabilidade da velocidade rotórica e consequentemente, a instabilidade de tensão. Assim, logo no instante da falta, ocorre a aceleração dos rotores. O sistema de controle aerodinâmico atua na diminuição do torque aerodinâmico e as velocidades rotóricas não se tornam instáveis. As acentuadas oscilações que ocorrem para a velocidade do rotor do gerador, tem origem nas oscilações do eixo, conforme visualiza-se na Figura 6.9. Estas oscilações estão presentes devido ao sistema mecânico considerar as massas rotóricas do gerador e da turbina, isto é, o sistema mecânico de duas massas, o que reflete em movimentos angulares entre as extremidades do eixo, refletindo-se no perfil da velocidade do rotor do gerador, até o instante aproximado de 3 s, essencialmente. A velocidade do rotor do gerador é afetada de forma mais intensa que a velocidade do rotor da turbina, pois o momento de inércia do rotor do gerador, é muito inferior ao momento de inércia do rotor da turbina.

- Tipo B

Os comportamentos das variáveis em análise para a unidade eólica do tipo B, apresentam características semelhantes em relação aos comportamentos das variáveis da unidade eólica do tipo A. A Figura 6.10(a) mostra o perfil da potência ativa.

(a) *Potência ativa.*

(b) *Potência reativa.*

Figura 6.10: *Caso I - Tipo B.*

Da mesma forma, no instante da falta, a potência ativa sofre um decréscimo acentuado e após o distúrbio, oscilações ocorrem até se atingir um valor estável, desta vez, muito

próximo ao valor pré-falta. Estas oscilações também apresentam uma amplitude menor e um amortecimento maior, resultando em um período de oscilações que se encerra próximo de 5 s. A potência reativa sofre um pico no instante da falta e após a eliminação desta ocorre um decréscimo seguido de oscilações até se atingir um valor estável, muito próximo ao valor pré-falta, Figura 6.10(b). Ressalta-se que no período do distúrbio, não se mantém o fornecimento de potência reativa, reduzindo-se ainda, a valores negativos até o instante de eliminação da falta. Como o presente aerogerador não tem a capacidade de fornecer potência reativa durante o distúrbio, a tensão terminal sofre uma diminuição em seu valor durante este, atingindo um mínimo de 0,1 pu em 1,150 s, conforme mostra a Figura 6.11(a).

(a) Tensão terminal.

(b) Desvio de velocidade do rotor do gerador.

Figura 6.11: Caso I - Tipo B.

Após a eliminação da falta, ocorre um aumento, seguido de oscilações até se atingir um valor estável, inferior à situação pré-falta, porém de valor 1 pu. Estas oscilações apresentam as mesmas características das oscilações citadas para a potência ativa.

(a) Desvio de velocidade do rotor da turbina.

(b) Torque aerodinâmico.

Figura 6.12: Caso I - Tipo B.

A Figura 6.11(b) mostra o perfil da velocidade do rotor do gerador. A velocidade aumenta no instante da falta e até pouco após a eliminação desta. Da mesma forma para a unidade eólica do tipo A, a eliminação da falta não interfere imediatamente no comportamento da velocidade, mas sim no número de oscilações, na amplitude e no período de encerramento das mesmas. Após a presença de oscilações, na situação pós-falta, a velocidade do rotor do gerador atinge um valor estável antes de 10 s. A velocidade da turbina, Figura 6.12(a), sofre

um aumento no instante da falta. Na situação pós-falta, a velocidade apresenta oscilações, mas estas são amortecidas, resultando na diminuição da mesma até se atingir um valor estável antes de 10 s.

O torque aerodinâmico pode ser observado na Figura 6.12(b). Diferentemente da unidade eólica do tipo A, o torque aumenta logo no instante da falta, até cerca de 250 ms. Esta diferença pode ser explicada pela referência de velocidade ($Slip_{ref}$), referente ao sistema de controle aerodinâmico. No presente caso, esta referência apresenta um valor superior, 0,04 pu, Figura 6.11(b), comparativamente ao aerogerador do tipo A, exatamente 0,012 pu, Figura 6.7(b). Esta diferença é oriunda do sistema de controle da resistência do rotor, que calcula a resistência externa a ser adicionada ao rotor e altera o escorregamento do rotor do gerador.

Figura 6.13: Caso I - Tipo B - Ângulo de torção do eixo.

A Figura 6.13 mostra a variação do ângulo de torção do eixo, que se inicia no instante 1 s e cujas oscilações se encerram até se atingir um valor estável antes de 10 s. Estas oscilações apresentam efeitos equivalentes aos citados para a unidade eólica do tipo A.

- Tipo C

A Figura 6.14(a) mostra o perfil da potência ativa para o aerogerador do tipo C. No instante da falta, a potência ativa decresce imediatamente, atingindo-se um valor aproximado de 0,45 pu até o instante de eliminação da falta. Na situação pós-falta, oscilações ocorrem até a potência ativa se estabelecer em um valor estável antes de 8 s, muito próximo à situação pré-falta. Percebe-se que o comportamento transitório da potência ativa sofre um impacto menor, visto a tensão terminal apresentar nível mais alto durante a falta e rápida recuperação após esta. Este fato pode ser explicado pela presença do sistema do gerador/conversor e do sistema de controle do conversor. A presença do conversor eletrônico de potência em unidades eólicas do tipo C provoca o desacoplamento parcial entre as variáveis da rede e do aerogerador. Conforme observa-se no sistema de controle do conversor, a única variável da parte do aerogerador que influencia na potência ativa gerada, consiste na velocidade do gerador, que implica em variações no comando de corrente enviado ao sistema do gerador/conversor. Este último sistema, baseia-se na tensão terminal do gerador e comandos de corrente e tensão provenientes do sistema de controle do conversor.

Sabe-se que unidades eólicas de velocidade variável possuem a capacidade de fornecimento de potência reativa. No presente caso, o aerogerador do tipo C passa de uma condição de consumo de potência reativa em situação pré-falta para uma condição de produção da mesma em situação de falta, conforme pode ser observado na Figura 6.14(b). Diferentemente das unidades eólicas de velocidade fixa, o aerogerador do tipo C consegue manter a produção

Figura 6.14: Caso I - Tipo C.

desta em aproximadamente 0,21 pu, o que contribui para a manutenção da tensão terminal. Verifica-se que a potência reativa apresenta um comportamento estável, cuja situação pós-falta é diferente da situação pré-falta.

Figura 6.15: Caso I - Tipo C.

A Figura 6.15(a) mostra a tensão terminal, que apresenta pequenas oscilações e se estabelece em valor estável igual ao pré-falta antes de 5 s. Também, o afundamento de tensão é menor, comparativamente às unidades dos tipos A e B. Estes fatos se devem ao perfil da potência reativa apresentado pelo aerogerador. A Figura 6.15(b) refere-se à velocidade do gerador. Como é esperado, no instante da falta a velocidade aumenta, devido ao desequilíbrio entre as potências mecânica e elétrica no rotor do gerador. Aqui, as acentuadas oscilações ocorrem, como citado anteriormente para as unidades dos tipos A e B, devido às variações do ângulo de torção do eixo, Figura 6.17(a), que interferem aqui no controle de *pitch*.

A velocidade da turbina também aumenta, conforme observa-se na Figura 6.16(a). A atuação do sistema de controle de *pitch*, Figura 6.17(b), atua no sentido de aumentar o ângulo de passo das pás, a fim de reduzir a potência mecânica no rotor da turbina e do gerador e assim evitar que os rotores apresentem elevadas velocidades. O sistema de controle de *pitch* possui ação direta no torque aerodinâmico, conforme mostra a Figura 6.16(b). No presente caso, o torque é reduzido no instante da falta e oscila até o momento em que não ocorre mais variação do ângulo de passo das pás da turbina.

(a) Desvio de velocidade do rotor da turbina.

(b) Torque aerodinâmico.

Figura 6.16: Caso I - Tipo C.

(a) Ângulo de torção do eixo.

(b) Ângulo de pitch.

Figura 6.17: Caso I - Tipo C.

• Tipo D

Para a unidade eólica do tipo D, tem-se na Figura 6.18(a) a potência ativa. No instante da falta, ocorre uma diminuição imediata, mantendo-se a mesma em valor baixo durante o distúrbio. Após a eliminação deste, verifica-se que a potência ativa aumenta logo em seguida, sem oscilações e apresentando um comportamento estável antes de 9 s. O comportamento da potência reativa pode ser observado na Figura 6.18(b). Verifica-se que durante a falta, este aerogerador consegue fornecer potência reativa, cujo valor é superior a 0,5 pu. Após a eliminação da falta, o aerogerador mantém o fornecimento desta à rede.

O comportamento da tensão pode ser observado na Figura 6.19(a). Verifica-se que no instante da falta ocorre um afundamento imediato, porém a tensão se mantém em aproximadamente 0,55 pu. Após a eliminação da falta, a tensão se eleva, oscilando e estabelecendo-se em um valor estável igual ao pré-falta antes de 3 s. Para este aerogerador, não existem variáveis mecânicas, visto o total desacoplamento entre o aerogerador e a rede elétrica, devido ao conversor eletrônico de potência, cuja topologia é apresentada no Capítulo 4.

A Figura 6.19(b) mostra o comportamento da tensão para cada tipo de unidade eólica, em que se apresenta a curva de suportabilidade a afundamentos de tensão, ou curva *LVRT*. São nítidas as diferenças entre as unidades eólicas de velocidade fixa e de velocidade variável. Para as unidades do tipo A e do tipo B, verifica-se a presença de oscilações de grande

Figura 6.18: Caso I - Tipo D.

Figura 6.19: Caso I - Tipo A, vermelho; Tipo B, verde; Tipo C, preto; Tipo D, azul.

amplitude, assim como uma recuperação lenta para se estabelecer em situação estável. Estas características se devem ao acoplamento direto entre aerogerador e rede elétrica, além da incapacidade em fornecer potência reativa. Para as unidades eólicas do tipo C e do tipo D, o desacoplamento parcial e total entre aerogerador e rede elétrica, além do fornecimento de potência reativa, que propicia o controle da tensão, provocam menores impactos e auxiliam na recuperação mais eficaz das variáveis. Conforme pode ser observado, apenas a unidade eólica do tipo B ultrapassa o limite estabelecido pela curva *LVRT*. Neste caso, apesar de não ocorrer a instabilidade de tensão, o fato de se violar um dos limites estabelecidos pela curva possibilita a desconexão do parque eólico da rede elétrica.

Caso II - Falta trifásica com impedância de $20 + j20 \Omega$ na barra 504 do sistema fraco com duração de 150 ms e posterior retirada da linha 2 (sistema mecânico de uma e duas massas)

O caso II é igual ao caso I. O objetivo aqui é apresentar os resultados para os aerogeradores dos tipos A, B e C para o sistema mecânico de uma massa e de duas massas. De acordo com as considerações sobre as simulações, quando não especificado, o sistema mecânico é simulado considerando-se as massas do rotor da turbina e do rotor do gerador. Os próximos gráficos comparam o comportamento entre as variáveis apresentadas anterior-

mente, a fim de verificar o impacto das diferentes modelagens. No caso do sistema de uma massa, ignora-se a constante de inércia referente à turbina. Também, a constante de rigidez torsional é considerada nula, conforme as equações apresentadas nos Capítulos 2 e 4. Assim, as oscilações de velocidade do rotor do gerador presentes para o sistema de duas massas, não mais existem para o sistema de uma massa, pois o ângulo de torção do eixo é constante e as velocidades dos rotores da turbina e do gerador são iguais. Estas considerações são válidas para os aerogeradores dos tipos A, B e C.

- Tipo A

Para o aerogerador do tipo A, tem-se as Figuras 6.20(a) a 6.22(b). Verifica-se que a única variável que sofre um impacto significativo para o sistema de duas massas, corresponde à velocidade do gerador.

Figura 6.20: *Caso II - Tipo A - Duas massas, vermelho; Uma massa, preto.*

Figura 6.21: *Caso II - Tipo A - Duas massas, vermelho; Uma massa, preto.*

Como citado no caso I para o tipo A, a velocidade do rotor do gerador é afetada de forma mais intensa, devido ao momento de inércia do rotor do gerador ser muito menor do que o momento de inércia do rotor da turbina. Para o sistema de uma massa, o ângulo de torção do eixo permanece constante e as velocidades dos rotores da turbina e do gerador são iguais. Salienta-se que estas últimas considerações são verdadeiras para os tipos A, B e C.

Figura 6.22: *Caso II - Tipo A - Duas massas, vermelho; Uma massa, preto.*

• Tipo B

Para o aerogerador do tipo B, observa-se que todas as variáveis em análise sofrem ação para as diferentes modelagens do sistema mecânico, conforme mostram as Figuras 6.23(a) a 6.25(b). Comparativamente ao aerogerador do tipo A, as diferenças presentes para o aerogerador do tipo B se devem ao sistema de controle da resistência do rotor. Este sistema possui como uma das entradas de controle a velocidade do rotor do gerador. Como pode ser observado na Figura 6.24(b), as oscilações são reduzidas significativamente para o sistema mecânico de uma massa. Este fato se reflete na tensão do rotor, que automaticamente altera a resistência externa a ser adicionada à resistência do rotor do gerador, o que modifica o escorregamento e consequentemente, a produção das potências ativa e reativa. Como a tensão terminal possui correspondência direta com a potência reativa, fica evidente o porquê de o comportamento da tensão também se alterar para este tipo de aerogerador.

Figura 6.23: *Caso II - Tipo B - Duas massas, vermelho; Uma massa, preto.*

Como citado no Capítulo 2, diferentes modelagens do sistema mecânico produzem respostas diferentes no contexto da estabilidade a grandes perturbações. Embora modelos mais apurados produzam respostas mais detalhadas, o modelo de duas massas é considerado suficiente para a realização de estudos de estabilidade de aerogeradores.

Visto a mudança no perfil da velocidade do gerador, o torque aerodinâmico é alterado, Figura 6.25(b), o que consequentemente modifica a velocidade da turbina, Figura 6.25(a).

(a) Tensão terminal.

(b) Desvio de velocidade do rotor do gerador.

Figura 6.24: Caso II - Tipo B - Duas massas, vermelho; Uma massa, preto.

(a) Desvio de velocidade do rotor da turbina.

(b) Torque aerodinâmico.

Figura 6.25: Caso II - Tipo B - Duas massas, vermelho; Uma massa, preto.

- Tipo C

Para o aerogerador do tipo C, observa-se nas Figuras 6.26(a) a 6.29, que apenas a tensão terminal, Figura 6.27(a), não sofre influência das diferentes modelagens do sistema mecânico. A redução das oscilações das potências ativa e reativa tem origem no sistema de controle do conversor, que utiliza como uma das entradas de controle a velocidade do rotor do gerador e como saída envia ao sistema do gerador/conversor o comando de corrente, que influencia a produção de potência ativa, Figura 6.26(a).

A potência reativa é alterada devido às oscilações oriundas do comando de potência ativa do sistema de controle do conversor. Desta forma, o comando de tensão enviado ao sistema do gerador/conversor é modificado, Figura 6.26(b).

Ainda que as oscilações da velocidade do gerador sejam consideravelmente reduzidas para o sistema de uma massa, Figura 6.27(b), esta alteração não exerce uma demasiada influência nos perfis das potências ativa e reativa, visto o sistema do gerador/conversor utilizar como uma das variáveis de entrada a tensão terminal, que como mostra a Figura 6.27(a), não se altera para as diferentes modelagens do sistema mecânico. Esta é mais uma consequência do desacoplamento parcial entre as variáveis mecânicas do aerogerador e da rede, assim como o controle independente entre as potências ativa e reativa, mesmo que exista uma relação indireta entre o efeito da variação da potência ativa na potência reativa.

Figura 6.26: *Caso II - Tipo C - Duas massas, vermelho; Uma massa, preto.*

Figura 6.27: *Caso II - Tipo C - Duas massas, vermelho; Uma massa, preto.*

Figura 6.28: *Caso II - Tipo C - Duas massas, vermelho; Uma massa, preto.*

De fato, as variáveis mecânicas, ainda que exerçam alguma influência nas potências ativa e reativa, não interferem no controle da tensão.

Figura 6.29: *Caso II - Tipo C - Ângulo de pitch - Duas massas, vermelho; Uma massa, preto.*

O ângulo de passo das pás da turbina será modificado, pois como há mudança no perfil da velocidade do rotor do gerador, o sistema de controle do ângulo de *pitch* modifica o ângulo de passo das pás, Figura 6.29, o que, conseqüentemente, provoca alteração do torque aerodinâmico, Figura 6.28(b) e da velocidade da turbina, Figura 6.28(a).

Caso III - Falta trifásica sólida na barra 504 do sistema fraco com duração de 150 ms e posterior retirada da linha 2 (falta mais severa)

O objetivo em realizar simulações para este caso consiste em comparar a influência de uma falta mais severa nos comportamentos dinâmicos dos aerogeradores. Para o caso I, a falta na barra 504 possui uma impedância de $20 + j20 \Omega$. Para este caso, tem-se que a impedância é nula.

Para todas as variáveis em análise, não ocorre instabilidade. A potência ativa, Figura 6.30(a), apresenta mudanças mais significativas. Para todas as unidades eólicas, os níveis atingidos são mais baixos durante a falta. As oscilações também aumentam, assim como a amplitude das mesmas. A potência reativa, Figura 6.30(b), não sofre grandes alterações, embora mereça destaque que os aerogeradores dos tipos A e B apresentem maior impacto.

(a) *Potência ativa.*

(b) *Potência reativa.*

Figura 6.30: *Caso III - Tipo A, vermelho; Tipo B, verde; Tipo C, preto; Tipo D, azul.*

A tensão terminal, Figura 6.33(a), apresenta mudanças para todos os aerogeradores. Verifica-se que as tensões atingem valores mais baixos, além da presença de oscilações mais

acentuadas para o tipo A. Ainda que as unidades eólicas de velocidade variável possuam a capacidade de fornecer potência reativa e controlar a tensão terminal, durante a falta o valor desta é menor em relação ao caso I, para os tipos C e D. Analisando-se a curva *LVRT*, a única unidade eólica que não viola os limites da curva refere-se ao tipo C. Em relação à velocidade do gerador, Figura 6.31(b), as oscilações apresentam-se com maior amplitude.

(a) Tensão terminal.

(b) Desvio de velocidade do rotor do gerador.

Figura 6.31: Caso III - Tipo A, vermelho; Tipo B, verde; Tipo C, preto; Tipo D, azul.

Caso IV - Falta trifásica sólida na barra 504 do sistema fraco com duração de 250 ms e posterior retirada da linha 2 (tempo de eliminação da falta superior)

As simulações para este caso tem por objetivo verificar o impacto de um período superior para a falta do caso III. Para o caso III, a falta possui duração de 150 ms, inferior a este caso, cujo período de duração é de 250 ms.

(a) Potência ativa.

(b) Potência reativa.

Figura 6.32: Caso IV - Tipo A, vermelho; Tipo B, verde; Tipo C, preto; Tipo D, azul.

Novamente, para todas as variáveis em análise, não ocorre instabilidade, conforme mostram as Figuras 6.32(a) a 6.33(b). Pode-se dizer que as alterações mais significativas consistem em oscilações mais acentuadas para os aerogeradores dos tipos A, B e C. A unidade eólica do tipo D não apresenta mudanças consideráveis para todas as variáveis em análise.

Figura 6.33: Caso IV - Tipo A, vermelho; Tipo B, verde; Tipo C, preto; Tipo D, azul.

Caso V - Falta trifásica sólida na barra 501 do sistema fraco com duração de 150 ms (falta na barra terminal)

A falta para este caso ocorre na barra terminal dos aerogeradores. O objetivo aqui é verificar o impacto no comportamento dinâmico dos mesmos para outra falta.

Figura 6.34: Caso V - Tipo A, vermelho; Tipo B, verde; Tipo C, preto; Tipo D, azul.

Observa-se na Figura 6.34(a), que a potência ativa imediatamente se reduz a zero no instante da falta, permanecendo nesta condição durante a mesma. Como a falta ocorre na barra terminal dos aerogeradores, a tensão terminal torna-se nula, assim como a transferência de potência ativa e reativa à rede. Após a eliminação da falta, oscilações ocorrem e retorna-se ao valor pré-falta antes de 9 s. Oscilações mais acentuadas ocorrem para as unidades dos tipos A e B. A potência reativa, Figura 6.34(b), também se reduz a zero, como explicado anteriormente. Após a eliminação da falta, a potência reativa retorna ao valor pré-falta para todas as unidades, antes de 6 s para as unidades dos tipos C e D e 9 s para as unidades dos tipos A e B.

A tensão terminal, Figura 6.35(a), que se reduz a zero, consequentemente viola a curva *LVRT*. A velocidade do rotor do gerador, Figura 6.35(b), inicia as oscilações no instante da falta, retornando ao valor estável da situação pré-falta. Para todas as variáveis, não ocorre instabilidade e os valores na situação pós-falta apresentam os mesmos valores da situação

pré-falta, pois a topologia do sistema nas condições pré e pós-falta são iguais.

Figura 6.35: Caso V - Tipo A, vermelho; Tipo B, verde; Tipo C, preto; Tipo D, azul.

Caso VI - Falta trifásica sólida na barra 504 do sistema fraco e posterior retirada da linha 2 (influência do sistema de controle aerodinâmico)

O objetivo das simulações é verificar o comportamento dinâmico do aerogerador do tipo A sem a presença do sistema de controle aerodinâmico e investigar eventual instabilidade do aerogerador. Neste caso, somente é simulado o aerogerador do tipo A, com a presença de dois modelos: o modelo do gerador de indução em gaiola de esquilo e o modelo do sistema mecânico. O sistema de controle aerodinâmico é fundamental para manter o equilíbrio entre a potência mecânica de entrada do gerador e a potência elétrica de saída. Os resultados mostram que a ausência do sistema de controle aerodinâmico causa a instabilidade dos aerogeradores do tipo A. Os próximos gráficos mostram a situação estável e instável, com o respectivo tempo de eliminação da falta.

Figura 6.36: Caso VI - Tipo A - Estável (66 ms), vermelho; Instável (67 ms), preto.

As simulações realizadas mostram que os tipos de aerogeradores não perdem a estabilidade quando equipados com os sistemas citados no Capítulo 4. Com a ausência do sistema de controle aerodinâmico para o aerogerador do tipo A, o tempo de eliminação da falta é de 66 ms. A Figura 6.36(a) mostra o perfil da potência ativa. Como explicado na seção 6.2,

a potência ativa produzida pelo gerador de indução é proporcional à tensão terminal do mesmo. A tensão terminal pode ser observada na Figura 6.37(b). Percebe-se que no instante aproximado de 2,5 s, a tensão inicia um decaimento, não recuperando-se após a eliminação da falta. Este fato reflete-se na diminuição da produção de potência ativa.

Figura 6.37: Caso VI - Tipo A - Estável (66 ms), vermelho; Instável (67 ms), preto.

Figura 6.38: Caso VI - Tipo A - Estável (66 ms), vermelho; Instável (67 ms), preto.

A instabilidade de tensão ocorre devido à aceleração do rotor do gerador. Sem o sistema de controle aerodinâmico, ultrapassa-se a velocidade crítica. A Figura 6.38(a) mostra que a velocidade do rotor do gerador inicia um aumento ininterrupto no instante aproximado de 2,5 s, caracterizando a instabilidade da velocidade rotórica do gerador de indução.

A aceleração do rotor do gerador não permite que a tensão terminal retorne ao valor nominal, visto o escorregamento tornar-se cada vez mais negativo, o que faz com que o gerador de indução consuma mais potência reativa. A Figura 6.36(b) mostra a potência reativa para a condição estável e instável. A fim de tornar mais clara a visualização, a Figura 6.37(a) mostra a potência reativa com o período de simulação de 8 s, para não mostrar as oscilações que ocorrem após este período. É visível que na condição estável, a potência reativa retorna ao valor pré-falta antes de 8 s. Para a condição instável, a potência reativa decresce, o que corresponde a um aumento do consumo desta pelo gerador de indução. Este consumo não é maior devido à presença do banco de capacitores, presente na barra terminal do aerogerador.

Caso VII - Falta trifásica sólida na barra 504 do sistema fraco com duração de 250 ms e posterior retirada da linha 2 (diferentes modos de controle)

As simulações para este caso tem por objetivo verificar os diferentes modos de controle das unidades eólicas dos tipos C e D. Para tanto, apenas a potência reativa e a tensão terminal são mostradas.

Para o aerogerador do tipo C, três modos de controle são viabilizados, *Wind Plant Reactive Power Control*, *Constant Power Factor Control* e *Constant Q Control*, conforme descrito no Capítulo 4. O comportamento da potência reativa pode ser observado na Figura 6.39(a). Verifica-se que o modo de controle *Wind Plant Reactive Power Control*, cuja tensão terminal é tomada aqui como referência, possui maior capacidade em proporcionar ao aerogerador o fornecimento de potência reativa, em relação aos demais modos. A consequência deste fato remete ao melhor controle da tensão terminal, conforme pode ser visualizado na Figura 6.39(b). Ressalta-se que para este caso, os resultados dos modos de controle *Constant Power Factor Control* e *Constant Q Control* mostram-se idênticos.

Figura 6.39: Caso VII - Tipo C - *Wind Plant Reactive Power Control*, vermelho; *Constant Power Factor Control*, *Constant Q Control*, preto.

Para os aerogeradores do tipo D, quatro estratégias de controle são viabilizadas, *Current North America with WindVar*, *Current North America without WindVar*, *European with WindVar* e *European without WindVar*, conforme descrito no Capítulo 4.

O comportamento da potência reativa pode ser observado na Figura 6.40(a). Verifica-se que o modo de controle *Current North America with WindVar*, cuja tensão terminal é tomada aqui como referência, possui maior capacidade em proporcionar ao aerogerador o fornecimento de potência reativa, em relação aos demais modos. A consequência deste fato remete ao melhor controle da tensão terminal, conforme pode ser visualizado na Figura 6.40(b).

O segundo modo de controle, *Current North America without WindVar*, mostra-se superior aos modos de controle restantes, porém, como é perceptível, o fornecimento de potência é decrescente até ocorrer estabilização antes de 10 s. O reflexo imediato pode ser visto na tensão terminal. Ressalta-se que para este caso, os resultados das estratégias de controle *European with WindVar* e *European without WindVar* mostram-se idênticos.

Figura 6.40: *Caso VII - Tipo D - Current North America with WindVar, vermelho; Current North America without WindVar, verde; European with WindVar, European without WindVar, preto.*

Caso VIII - Falta trifásica sólida na barra 504 do sistema fraco e forte com duração de 150 ms e posterior retirada da linha 2 (influência da R_{cc})

As simulações para este caso tem por objetivo investigar eventuais casos de instabilidade a partir de diferentes relações de curto-circuito, R_{cc} , para o sistema elétrico equivalente do parque eólico. O sistema fraco apresenta $R_{cc} = 10$ na barra 504 e o sistema forte $R_{cc} = 20$, na mesma barra. Os próximos gráficos mostram as variações para a mesma falta aplicada nos dois sistemas citados. As variáveis em análise são as potências ativa e reativa, a tensão terminal e a velocidade do rotor do gerador. Como explicado no Capítulo 5, redes mais fracas tendem a influenciar negativamente o comportamento dinâmico dos aerogeradores.

• Tipo A

É possível observar nas Figuras 6.41(a) a 6.42(b), que a quantidade de oscilações diminuem para o sistema forte. A Figura 6.41(a) mostra o perfil da potência ativa.

Figura 6.41: *Caso VIII - Tipo A - Sistema fraco, vermelho; Sistema forte, preto.*

Verifica-se que na situação pós-falta, o valor estável se estabelece antes de 7 s para o sistema forte e 10 s para o sistema fraco. Para a potência reativa, Figura 6.41(b), o comportamento estável é alcançado antes de 6 s para o sistema forte e 8 s para o sistema fraco.

Figura 6.42: Caso VIII - Tipo A - Sistema fraco, vermelho; Sistema forte, preto.

A tensão terminal, Figura 6.42(a), apesar de violar a curva *LVRT* para os dois sistemas, apresenta um valor estável antes de 5 s para o sistema forte, período inferior a 10 s, relativo ao sistema fraco. A velocidade do rotor do gerador, Figura 6.42(b), também mostra-se menos susceptível a distúrbios para o sistema forte.

• Tipo B

As Figuras 6.43(a) e 6.43(b) abaixo referem-se às potências ativa e reativa. A unidade eólica do tipo B não apresenta grandes diferenças para a maioria das variáveis em análise.

Figura 6.43: Caso VIII - Tipo B - Sistema fraco, vermelho; Sistema forte, preto.

Somente a tensão terminal, Figura 6.44(a), mostra diferenças mais acentuadas entre os sistemas. Para o sistema forte, a recuperação é mais rápida e o valor estável na situação pós-falta é igual ao pré-falta. A velocidade do rotor do gerador, Figura 6.44(b), apresenta praticamente o mesmo comportamento para os dois sistemas.

(a) Tensão terminal.

(b) Desvio de velocidade do rotor do gerador.

Figura 6.44: Caso VIII - Tipo B - Sistema fraco, vermelho; Sistema forte, preto.

- Tipo C

As Figuras 6.45(a) a 6.46(b) mostram as variáveis para a unidade eólica do tipo C.

(a) Potência ativa.

(b) Potência reativa.

Figura 6.45: Caso VIII - Tipo C - Sistema fraco, vermelho; Sistema forte, preto.

(a) Tensão terminal.

(b) Desvio de velocidade do rotor do gerador.

Figura 6.46: Caso VIII - Tipo C - Sistema fraco, vermelho; Sistema forte, preto.

A única variável que praticamente não sofre modificação refere-se à tensão terminal. A diferença que merece destaque se refere à potência reativa entregue pelo aerogerador, Figura 6.45(b), que se estabiliza em um valor inferior para o sistema fraco. Esta diferença pode ser explicada pelos valores inferiores da reatância e susceptância das linhas de interconexão do sistema forte em relação ao sistema fraco.

- Tipo D

De acordo com as Figuras 6.47(a) a 6.48, somente a potência reativa, Figura 6.47(b), apresenta alteração significativa, como para o aerogerador anterior.

Figura 6.47: *Caso VIII - Tipo D - Sistema fraco, vermelho; Sistema forte, preto.*

Figura 6.48: *Caso VIII - Tipo D - Sistema fraco, vermelho; Sistema forte, preto.*

6.5.2 Considerações sobre os resultados do sistema teste 1

O Capítulo 4 apresenta as características de cada tipo de unidade eólica e na seção 6.2 deste capítulo, faz-se uma abordagem sobre os aerogeradores de velocidade fixa e velocidade variável e considerações sobre os mecanismos de instabilidade envolvidos. Os resultados obtidos para o sistema teste 1 são coerentes com as particularidades citadas em ambos os capítulos.

As unidades eólicas dos tipos A e B mostram-se mais susceptíveis a distúrbios oriundos da rede elétrica, o que justifica-se pela conexão direta ao sistema. O fornecimento debilitado

ou nulo de potência reativa não permite o controle da tensão, o que provoca uma recuperação lenta desta e efeitos na produção da potência ativa. As unidades eólicas dos tipos C e D, mostram-se menos susceptíveis a distúrbios oriundos da rede elétrica, visto a presença do conversor eletrônico e aos sistemas de controle deste. Neste ponto, o desacoplamento parcial ou total entre as variáveis mecânicas e elétricas do conversor e as variáveis elétricas da rede, permite ao aerogerador ser menos susceptível a faltas que ocorram na rede elétrica. Nestas unidades, o sistema de controle do conversor controla as potências ativa e reativa independentemente, cujo fornecimento desta última permite o controle da tensão, o que proporciona a estes aerogeradores melhores respostas frente aos distúrbios.

Verifica-se que o sistema de controle aerodinâmico é fundamental para evitar a instabilidade da velocidade rotórica do gerador de indução. O aumento ilimitado da velocidade rotórica do gerador provoca a instabilidade de velocidade e consequentemente, a instabilidade de tensão, comprometendo a potência ativa entregue pelo gerador. Este fenômeno acarreta o aumento do consumo de potência reativa pelo gerador de indução, no sentido de tentar recuperar a tensão terminal em nível adequado.

A modelagem do sistema mecânico é investigada para o sistema de uma massa e de duas massas. Verifica-se que o sistema de duas massas dá origem a oscilações em variáveis específicas devido às variações do ângulo de torção do eixo e que tais efeitos são distintos para cada tipo de aerogerador. Dentre as diferentes simulações, a investigação do comportamento dinâmico dos aerogeradores mostra que os mesmos quando apresentam todos os sistemas de controle, não tornam-se instáveis frente às faltas consideradas.

Ainda que o sistema elétrico do parque eólico seja conectado a um gerador ideal e não a um sistema elétrico mais complexo, as simulações para diferentes parâmetros das linhas de interconexão, mostram que estes exercem uma influência que pode ser determinante na conexão de um parque eólico à rede elétrica. Os modelos genéricos de unidades eólicas em estudo, de fato reproduzem as características principais dos aerogeradores dos tipos A, B, C e D. A violação da curva *LVRT* mostra-se a principal causa da desconexão de aerogeradores da rede elétrica, visto que ao infringir os limites da curva, o parque eólico pode ser então desconectado.

6.6 Sistema teste 2

Em um primeiro momento, o sistema teste 2 consiste na conexão do sistema elétrico equivalente do parque eólico, Figura 6.49, ao sistema elétrico de 39 barras, conhecido por *New England Test System*, Figura 6.50. O mesmo sistema de 39 barras é simulado novamente para diferentes penetrações de aerogeradores, desta vez ignorando-se o sistema elétrico equivalente do parque eólico e substituindo-se geradores síncronos específicos por parques eólicos, estes constituídos somente por um conjunto de unidades eólicas de cada tipo.

Figura 6.49: Sistema teste 2 - parte 1 - Sistema elétrico do parque eólico.

No sistema de 39 barras, os geradores síncronos são representados pelo modelo de quarta ordem, cujas equações podem ser encontradas em Kundur (1994) e IEEE (2013). Todos

os geradores síncronos apresentam regulador de tensão (*AVR*) e sistema estabilizador de potência (*PSS*). Os diagramas de bloco dos dispositivos citados podem ser observados nas Figuras 6.51 e 6.52.

Figura 6.50: Sistema teste 2 - parte 2 - New England Test System - 39 barras.

O sistema de 39 barras apresenta um total de 10 geradores (6140,7 MW e 1264,3 Mvar), 19 cargas (6097,1 MW e 1408,7 Mvar) e 46 linhas de transmissão. Os dados do sistema, geradores e dispositivos de controle associados podem ser consultados no Apêndice C.

Figura 6.51: Modelo do regulador de tensão (*AVR*). Fonte: *IEEE (2013)*.

Figura 6.52: Modelo do sistema estabilizador de potência (*PSS*). Fonte: *IEEE (2013)*.

O sistema elétrico equivalente do parque eólico utiliza os mesmos dados de potência da Tabela 6.1. Os dados estáticos do sistema, assim como os dados dinâmicos dos modelos genéricos podem ser consultados nos Apêndices B e E. Altera-se a configuração dos capacitores para os parques eólicos com unidades eólicas do tipo A, 39 Mvar e do tipo B, 47 Mvar. Para o sistema de 39 barras cujo sistema elétrico do parque eólico é ignorado, os dados de potência original do sistema, assim como os dados de potência para os diferentes tipos de parques eólicos, podem ser encontrados nas Tabelas 6.2, 6.3 e 6.4, em que a potência do gerador síncrono é P_{GS} .

Tabela 6.2: *Dados de potência original para os diferentes casos do sistema teste 2.*

Barra	P_{GS} (MW)	Caso IVa	Caso IVb	Caso IVc
34	508	X	X	X
35	650		X	X
37	540		X	X
38	830			X

Tabela 6.3: *Dados de potência para aerogeradores do tipo A para diferentes penetrações de energia eólica.*

Barra	P_{ind} (MW)	P_{parque} (MW)	N	FP	M_{base} (MVA)	Capacitor (Mvar)
34	1,0	508	508	-0,9	564	390
35	1,0	650	650	-0,9	722	390
37	1,0	540	540	-0,9	600	250
38	1,0	830	830	-0,9	922	415

Tabela 6.4: *Dados de potência para aerogeradores do tipo C para diferentes penetrações de energia eólica.*

Barra	P_{ind} (MW)	P_{parque} (MW)	N	FP	M_{base} (MVA)
34	1,5	508,5	339	0,9	564
35	1,5	651	434	0,9	722
37	1,5	540	360	0,9	600
38	1,5	831	554	0,9	922

6.6.1 Simulações e resultados do sistema teste 2

As simulações do sistema teste 2 têm por objetivo principal comparar os comportamentos dinâmicos dos quatro modelos genéricos de unidades eólicas e avaliar o impacto de parques eólicos no sincronismo e velocidade dos geradores síncronos, frente a faltas aplicadas ao sistema. A seguir, são apresentadas as simulações e os resultados para o sistema teste 2.

Caso I - Sistema elétrico do parque eólico conectado à barra 1. Falta trifásica sólida na barra 504 do sistema fraco com duração de 150 ms e posterior retirada da linha 2 (comparação ao caso I do sistema teste 1)

O objetivo neste caso consiste em verificar o comportamento dinâmico dos aerogeradores para o sistema elétrico do parque eólico conectado ao sistema de 39 barras. As cargas foram aumentadas proporcionalmente à potência adicionada do parque eólico, de forma a manter o equilíbrio entre geração e consumo. As Figuras 6.53(a) a 6.54(b) mostram as variáveis em análise. Percebe-se que não ocorrem mudanças significativas em relação ao caso I do sistema teste 1. A principal diferença corresponde à tensão terminal dos aerogeradores. Para o sistema conectado a um barramento infinito, apenas o aerogerador do tipo B viola a curva *LVRT*, Figura 6.19(b). Para o presente caso, somente a unidade eólica do tipo C se mantém dentro dos limites da curva, Figura 6.54(a). Comparando-se os aerogeradores de velocidade variável, o tipo C apresenta melhor desempenho neste caso. Como pode ser observado na Figura 6.53(b), o aerogerador do tipo D oferece um nível mais baixo de potência reativa durante a falta, em relação ao sistema teste 1, Figura 6.18(b). Consequentemente, a tensão terminal atinge níveis mais baixos durante a falta, violando a curva *LVRT*. É interessante também observar que todas as unidades absorvem potência reativa na situação pré-falta.

Figura 6.53: Caso I - Tipo A, vermelho; Tipo B, verde; Tipo C, preto; Tipo D, azul.

Figura 6.54: Caso I - Tipo A, vermelho; Tipo B, verde; Tipo C, preto; Tipo D, azul.

Caso II - Sistema elétrico do parque eólico conectado à barra 1. Falta trifásica sólida na barra 1 do sistema fraco com duração de 150 ms e posterior retirada da linha 1-39 (falta mais severa)

A proposta desta simulação é verificar o impacto de outra falta no comportamento dinâmico dos aerogeradores. Desta vez, o curto-circuito ocorre no ponto de interconexão do sistema elétrico do parque eólico com a rede elétrica. A retirada da linha de transmissão 1-39 representa uma contingência severa, pois esta linha estabelece a ligação entre o POI e o gerador de mais alta potência do sistema de 39 barras. As Figuras 6.55(a) a 6.56(b) mostram as variáveis em análise. A potência ativa para os aerogeradores pode ser vista na Figura 6.55(a). Verifica-se que a unidade eólica do tipo A apresenta oscilações mais acentuadas em relação às demais unidades, não apresentando um valor constante na situação pós-falta. As unidades dos tipos B e C apresentam recuperação, igualando-se em aproximadamente 6,5 s. A unidade eólica do tipo D mostra-se indiferente ao caso anterior, o que revela alta capacidade em suportar distúrbios provenientes da rede elétrica.

A potência reativa, Figura 6.55(b), apresenta oscilações para todas as unidades. Ainda que não se alcance um valor constante na situação pós-falta, não se pode dizer que ocorre neste caso instabilidade, pois as variações ocorrem dentro de uma pequena faixa de valores.

Figura 6.55: *Caso II - Tipo A, vermelho; Tipo B, verde; Tipo C, preto; Tipo D, azul.*

Figura 6.56: *Caso II - Tipo A, vermelho; Tipo B, verde; Tipo C, preto; Tipo D, azul.*

Como já citado, a relação entre a potência reativa e a tensão terminal é direta. Ainda que a potência reativa apresente oscilações para as unidades de velocidade variável, o controle da tensão permite aos aerogeradores a rápida recuperação da tensão na situação pós-falta, como pode ser visualizado na Figura 6.56(a). O mesmo não é possível dizer das unidades de velocidade fixa. As oscilações da tensão apresentam magnitudes elevadas e ainda que se respeite a curva *LVRT* para o tipo B, ocorre sobretensão na situação pós-falta.

Tanto para o caso I, como para o caso II, os geradores síncronos permanecem em sincronismo para o tempo de abertura de 150 ms.

Caso III - Geradores síncronos das barras 34, 35, 37 e 38 substituídos por parques eólicos de potência equivalente. Retirada da barra 27 (diferentes penetrações de aerogeradores)

É importante salientar neste ponto, que não é possível retirar um gerador síncrono do sistema e simplesmente conectar o sistema elétrico equivalente do parque eólico ao sistema de 39 barras. Para esta situação, os parâmetros referentes às linhas, transformadores e sistema coletor do sistema elétrico equivalente do parque eólico devem ser alterados, de forma a tornarem-se coerentes com a nova potência nominal do parque eólico. Testes foram realizados, a fim de verificar tal possibilidade e os resultados mostraram que o fluxo de carga não

convergiu para valores aceitáveis de tensão nas barras do sistema. Outra observação a ser realizada, consiste em ressaltar que o sistema elétrico equivalente do parque eólico suporta variações de potência nominal do parque eólico, porém, como explicado anteriormente, para potências elevadas os parâmetros devem ser alterados. Ainda, mesmo que os parâmetros sejam alterados para suportar potências elevadas do parque eólico, a simples adição deste parque a um sistema qualquer, implica em redistribuir a potência adicionada às cargas do sistema, além de redimensionar as linhas de transmissão, a fim de suportar o fluxo de potência e permitir a convergência adequada. Também, a adição de parques eólicos de baixa potência, comparada à potência das demais unidades geradoras, não apresenta influências significativas na dinâmica do sistema, o que implica em resultados de pouca relevância. Estas observações são válidas também para o sistema teste 3.

As simulações para este caso, consistem em verificar o impacto de aerogeradores de velocidade fixa e variável no sincronismo e deslocamento angular de geradores síncronos do sistema de 39 barras. Escolhe-se aqui como unidade eólica de velocidade fixa o tipo A e como velocidade variável o tipo C. Os geradores síncronos das barras 34, 35, 37 e 38 são substituídos por parques eólicos de potência equivalente. Os dados de potência podem ser observados nas Tabelas 6.3 e 6.4. De forma a verificar diferentes penetrações de aerogeradores, primeiramente substitui-se somente o gerador síncrono da barra 34, o que representa 8,27 % de presença de aerogeradores no sistema. A segunda situação consiste na substituição dos geradores das barras 34, 35 e 37, cuja representação é agora de 27,65 %. A terceira situação refere-se à substituição dos geradores síncronos das barras 34, 35, 37 e 38, em que a representação torna-se igual a 41,16 %. Como demonstração do impacto de diferentes penetrações de aerogeradores nos geradores síncronos, escolhem-se os geradores síncronos conectados às barras 30 e 33, comuns às situações citadas.

As Figuras 6.57(a) a 6.58(b) mostram os resultados para os aerogeradores do tipo A.

Figura 6.57: Caso III - Sistema com parque eólico do tipo A - Grandezas do gerador síncrono 30 em relação à referência síncrona - Caso base, vermelho; 8,27 %, verde; 27,65 %, preto; 41,16 %, azul.

Os resultados mostram que a inserção de parques eólicos com aerogeradores deste tipo reduzem a aceleração do rotor dos geradores síncronos em análise. Quanto maior a penetração de aerogeradores, menor o desvio de velocidade, conforme pode ser observado nas Figuras 6.57(b) e 6.58(b). Os ângulos dos rotores dos geradores, Figuras 6.57(a) e 6.58(a), assumem correspondência direta com as variações de velocidade. Para todas as situações, o parque eólico apresenta comportamento estável e os geradores síncronos permanecem em sincronismo.

(a) Ângulo do rotor do gerador.

(b) Desvio de velocidade do rotor do gerador.

Figura 6.58: Caso III - Sistema com parque eólico do tipo A - Grandezas do gerador síncrono 33 em relação à referência síncrona - Caso base, vermelho; 8,27 %, verde; 27,65 %, preto; 41,16 %, azul.

Para o parque eólico composto por aerogeradores do tipo C, os resultados são semelhantes. As Figuras 6.59(b) e 6.60(b) mostram que o desvio de velocidade do rotor do gerador é inferior em relação ao tipo A. Consequentemente, a variação angular dos geradores será também menor, Figuras 6.59(a) e 6.60(a).

Como citado anteriormente, o parque eólico apresenta comportamento estável e os geradores síncronos permanecem em sincronismo.

Estes resultados não são conclusivos a respeito da obtenção do tempo crítico de abertura para uma falta qualquer. Trata-se aqui de uma comparação particular com geradores síncronos específicos, o que não permite estabelecer uma relação geral entre aerogeradores de velocidade fixa ou variável e geradores síncronos em um sistema.

(a) Ângulo do rotor do gerador.

(b) Desvio de velocidade do rotor do gerador.

Figura 6.59: Caso III - Sistema com parque eólico do tipo C - Grandezas do gerador síncrono 30 em relação à referência síncrona - Caso base, vermelho; 8,27 %, verde; 27,65 %, preto; 41,16 %, azul.

Figura 6.60: Caso III - Sistema com parque eólico do tipo C - Grandezas do gerador síncrono 33 em relação à referência síncrona - Caso base, vermelho; 8,27 %, verde; 27,65 %, preto; 41,16 %, azul.

Caso IV - Gerador síncrono da barra 34 substituído por parque eólico de potência equivalente (tempos críticos para sistema com diferentes aerogeradores)

O objetivo neste caso, consiste em verificar o impacto dos diferentes tipos de aerogeradores no sincronismo dos geradores síncronos para diferentes faltas aplicadas ao sistema, obtendo-se o tempo crítico de abertura, isto é, o tempo máximo de duração de uma falta em que o sistema permaneça estável [Bretas e Alberto \(2000\)](#). Nas colunas da Tabela 6.5 encontram-se: o barramento sob falta trifásica sólida, o tempo crítico de abertura considerando apenas a geração síncrona no sistema elétrico de potência e os novos tempos críticos de abertura considerando os diferentes tipos de aerogeradores. Somente o gerador síncrono conectado à barra 34 foi substituído por um parque eólico de potência equivalente.

Tabela 6.5: Comparações de tempos críticos de abertura.

Barra da falta	Caso base	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
6	225 ms	175 ms	175 ms	175 ms	175 ms
16	150 ms	166 ms	166 ms	183 ms	167 ms
20	133 ms	341 ms	325 ms	391 ms	341 ms
21	216 ms	225 ms	191 ms	241 ms	241 ms
24	200 ms	216 ms	191 ms	225 ms	216 ms
26	141 ms	150 ms	150 ms	150 ms	150 ms

A partir da Tabela 6.5, é possível estabelecer algumas considerações importantes. Verifica-se que quando as faltas ocorrem nas barras 6 e 26, os parques eólicos não influenciam positivamente ou praticamente não alteram o tempo crítico de abertura. Isto pode ser explicado pelo fato de estas faltas estarem muito próximas às barras 31 e 37, nas quais os geradores síncronos estão conectados, além do parque eólico localizar-se distante destas barras. As faltas que ocorrem nas barras 16, 21 e 24, mostram que os parques eólicos auxiliam na obtenção de tempos críticos de abertura maiores. Relacionando-se os resultados das faltas que ocorrem nas barras 16, 21 e 24 aos resultados que ocorrem nas barras 6 e 16, constata-se que as faltas mais próximas ao parque eólico permitem que o mesmo seja mais favorável a estabilizar o sistema. A falta relativa à barra 20 apresenta as maiores diferenças entre os tempos críticos de abertura. Estes resultados se devem à falta ser aplicada em uma barra muito próxima (20) à

barra de conexão do parque eólico (34). Nesta situação, o gerador síncrono, para o caso base, perde facilmente o sincronismo com os demais geradores. Como verificado nas simulações anteriores, os aerogeradores dificilmente tornam-se instáveis quando apresentam sistemas de controle adequados. Desta forma, os tempos críticos obtidos são muito maiores que os obtidos para o caso base. Pode-se dizer então, que para as situações específicas apresentadas, os aerogeradores apresentam efeitos locais positivos no que diz respeito à estabilização do sistema.

As simulações realizadas, mostraram que os aerogeradores tornaram-se instáveis somente nas situações em que os geradores síncronos perderam o sincronismo. Como exemplo, as Figuras 6.61(a) a 6.62(b) permitem verificar a instabilidade dos aerogeradores do tipo C quando os geradores síncronos perderam o sincronismo, para a falta ocorrida na barra 20.

(a) Tensão terminal.

(b) Ângulo do rotor do gerador.

Figura 6.61: Caso IV - Tipo C - Tempo de abertura: 391 ms.

(a) Tensão terminal.

(b) Ângulo do rotor do gerador.

Figura 6.62: Caso IV - Tipo C - Tempo de abertura: 392 ms.

Também, para os geradores síncronos permanecendo em sincronismo, as variáveis como as potências ativa e reativa, assim como a tensão terminal não apresentam instabilidade na situação pós-falta, para todas as simulações. Para demonstração, as Figuras 6.63(a) e 6.63(b) mostram a potência reativa e a tensão terminal, para a situação de falta aplicada à barra 20, cujo tempo de abertura é de 100 ms tanto para o sistema com o parque eólico, como para o sistema composto somente por geradores síncronos. Este tempo é inferior ao tempo crítico de abertura para ambos os sistemas.

Figura 6.63: *Caso IV - Tipo C, vermelho; Gerador síncrono, preto.*

6.6.2 Considerações sobre os resultados do sistema teste 2

A conexão do sistema elétrico do parque eólico ao sistema de 39 barras, revela que o comportamento dinâmico dos aerogeradores não se diferenciam significativamente para a mesma falta ocorrida no sistema teste 1. Ainda que a falta no ponto de interconexão do sistema elétrico do parque eólico tenha provocado maiores oscilações, especialmente para as unidades eólicas de velocidade fixa, verifica-se que as unidades eólicas dos tipos C e D apresentam grande capacidade em suportar distúrbios provenientes da rede elétrica.

Em relação as diferentes penetrações de energia eólica, verifica-se para os exemplos citados, que quanto maior a presença de parques eólicos no sistema, menores foram os desvios de velocidade dos geradores síncronos. É possível verificar que os aerogeradores auxiliam na manutenção do sincronismo entre os geradores síncronos, porém este efeito positivo é mais presente em termos locais, isto é, em regiões do sistema próximas à localização do parque eólico. Neste sentido, pode-se afirmar para as simulações realizadas, que os parques eólicos auxiliam na manutenção do sincronismo entre os geradores síncronos, pelo fato dos mesmos mostrarem-se robustos às contingências em questão.

6.7 Sistema teste 3

O sistema teste 3 compreende o sistema elétrico equivalente do parque eólico, Figura 6.64, cujo POI é conectado ao sistema elétrico de 45 barras, Figura 6.65.

Figura 6.64: *Sistema teste 3 - parte 1 - Sistema elétrico do parque eólico.*

O sistema de 45 barras é denominado de Sistema Elétrico Sul-Brasileiro Equivalente Reduzido e é constituído por 10 geradores síncronos de modelo clássico (6625 MW e 27 Mvar), 24 cargas (6470 MW e 732 Mvar), 40 linhas de transmissão e 6 reatores (880 Mvar). Os dados estáticos e dinâmicos dos geradores podem ser consultados no Apêndice D.

Figura 6.65: Sistema teste 3 - parte 2 - Sistema Elétrico Sul-Brasileiro Equivalente Reduzido - 45 barras.

O sistema elétrico equivalente do parque eólico utiliza os dados de potência da Tabela 6.6. O parque eólico é composto por 144 unidades de 1,5 MW cada para aerogeradores do tipo C. Para aerogeradores do tipo D, o parque totaliza 86 unidades de 2,5 MW cada. Os dados estáticos do sistema, assim como os dados dinâmicos dos modelos genéricos podem ser consultados nos Apêndices B e E.

Tabela 6.6: Dados do parque eólico do sistema teste 3.

Modelo	Tipo	P_{ind} (MW)	P_{parque} (MW)	N	FP	M_{base} (MVA)
General Electric 1.5	C	1,5	216	144	0,9	240
General Electric 2.5	D	2,5	215	86	0,9	239

6.7.1 Simulações e resultados do sistema teste 3

O sistema teste é simulado para um parque eólico composto por um conjunto de aerogeradores, do tipo C ou do tipo D. Também, é simulado o sistema teste substituindo o parque eólico por um gerador síncrono de modelo clássico, de potência equivalente e cujos dados dinâmicos correspondem ao gerador síncrono situado na barra 369. Os três casos simulados são: caso I - sistema cujo parque eólico é conectado à barra 374, curto-circuito trifásico sólido aplicado muito próximo à barra 374, com a posterior retirada da linha 2, 374-504; caso II - a mesma falta é aplicada muito próxima à barra 504, com a retirada da mesma linha anterior; caso III - para o parque eólico conectado à barra 396, o curto-circuito trifásico sólido

é aplicado muito próximo a esta barra, com a posterior retirada da linha 396-437. Ao todo são realizadas nove simulações, compreendendo os três casos para cada sistema de geração.

As simulações do sistema teste 3 têm por objetivo comparar os comportamentos dinâmicos de aerogeradores de velocidade variável, referentes aos modelos genéricos de unidades eólicas do tipo C e do tipo D e avaliar o impacto de parques eólicos constituídos por estas unidades no sincronismo dos geradores síncronos, via obtenção do tempo crítico de abertura. Como no sistema teste 2, as cargas foram aumentadas proporcionalmente à potência adicionada do parque eólico, de forma a manter o equilíbrio entre geração e consumo. A seguir, são apresentadas as simulações e os resultados para o sistema teste 3. Para todos os casos, mostram-se a tensão terminal e o ângulo dos geradores síncronos.

Caso I - Sistema elétrico do parque eólico conectado à barra 374. Falta trifásica sólida na barra 374 do sistema fraco e posterior retirada da linha 2

A Figura 6.66(a) mostra o perfil da tensão terminal para os parques eólicos constituídos por aerogeradores dos tipos C e D. Para ambos os tipos de aerogeradores, respeita-se a curva *LVRT*. Para os aerogeradores do tipo D, a recuperação é mais rápida, com menores oscilações, pelas razões expostas em simulações anteriores.

Figura 6.66: Caso I - Tipo C, vermelho; Tipo D, preto.

Figura 6.67: Caso I - Tipo C, vermelho; Tipo D, preto.

Nesta situação, os geradores síncronos permanecem em sincronismo, como pode ser observado na Figura 6.66(b). O tempo de eliminação da falta corresponde a 166 ms para o sistema composto pelos parques eólicos.

A Figura 6.67(a) mostra a instabilidade da tensão terminal. A instabilidade ocorre, pois os geradores síncronos perderam o sincronismo, Figura 6.67(b). O tempo de abertura corresponde a 167 ms para o sistema composto pelos parques eólicos.

Caso II - Sistema elétrico do parque eólico conectado à barra 374. Falta trifásica sólida na barra 504 do sistema fraco e posterior retirada da linha 2

As simulações para o caso II têm por objetivo comparar os resultados obtidos ao caso I. Desta vez, a falta é mais próxima ao parque eólico. A Figura 6.68(a) mostra o perfil da tensão terminal. Verifica-se que para ambas as unidades eólicas, ainda que o afundamento seja maior na situação em falta, não ocorre violação da curva *LVRT* e a recuperação na situação pós-falta respeita os limites da curva. Novamente, para a situação estável dos aerogeradores, os geradores síncronos permanecem em sincronismo, conforme mostra a Figura 6.68(b).

Figura 6.68: Caso II - Tipo C, vermelho; Tipo D, preto.

O tempo de abertura corresponde a 200 ms. Não se observa a perda de sincronismo entre os geradores síncronos para o sistema elétrico composto pelos parques eólicos.

Caso III - Sistema elétrico do parque eólico conectado à barra 396. Falta trifásica sólida na barra 396 do sistema fraco e posterior retirada da linha 396-437

As simulações para este caso são realizadas para se comparar aos casos I e II. O sistema é conectado em outra barra do sistema de 45 barras e a falta ocorre no POI. A Figura 6.69(a) mostra a tensão terminal dos aerogeradores.

Apenas o parque eólico do tipo C viola a curva *LVRT*. A Figura 6.69(b) mostra o sincronismo entre os geradores síncronos. Para esta situação, o tempo de eliminação da falta é de 216 ms para o sistema elétrico cujo parque eólico é composto por aerogeradores do tipo C e 225 ms para os aerogeradores do tipo D.

As Figuras 6.70(a) e 6.70(b) mostram que os aerogeradores tornam-se instáveis quando os geradores síncronos perdem o sincronismo. Para esta situação, o tempo de eliminação da falta é de 217 ms para o sistema cujo parque eólico é composto por aerogeradores do tipo C e 226 ms para aerogeradores do tipo D.

(a) Tensão terminal.

(b) Ângulo do rotor do gerador.

Figura 6.69: Caso III - Tipo C, vermelho; Tipo D, preto.

(a) Tensão terminal.

(b) Ângulo do rotor do gerador.

Figura 6.70: Caso III - Tipo C, vermelho; Tipo D, preto.

6.7.2 Considerações sobre os resultados do sistema teste 3

O sistema elétrico do parque eólico conectado ao sistema de 45 barras, apresenta resultados semelhantes ao sistema teste 2. A potência nominal do parque eólico, maior para o sistema teste 3, utilizando-se aqui do sistema elétrico equivalente do parque eólico, permite verificar o impacto dos aerogeradores nos geradores síncronos, ainda que os efeitos sejam locais. Ressalta-se que o fluxo de carga do sistema teste 3 não violou os limites de tensão nas barras para as novas potências nominais dos parques eólicos. Para todos os casos, houve aumento do tempo crítico de abertura, conforme mostra a Tabela 6.7, em que GS se refere ao sistema composto somente por geradores síncronos.

Tabela 6.7: Comparações de tempos críticos de abertura.

Caso	POI	Barra da falta	GS	Tipo C	Tipo D
I	374	374	91 ms	166 ms	166 ms
II	374	504	166 ms	> 1 s	> 1 s
III	396	396	150 ms	216 ms	225 ms

Para o caso II, não se observou instabilidade dos aerogeradores. Os tempos indicados na Tabela 6.7 são na verdade muito superiores aos tempos de atuação de eventuais sistemas de

proteção, caracterizando a robustez do sistema como um todo para a falta aplicada. Destaca-se também, que os aerogeradores dificilmente tornam-se instáveis. Novamente, observa-se que as faltas mais próximas ao parque eólico permitem aos geradores síncronos permanecerem em sincronismo por mais tempo. Os casos simulados mostram que os parques eólicos tornam-se instáveis somente quando os geradores síncronos perdem o sincronismo, pois nesta situação, provoca-se o desequilíbrio entre a potência total gerada e consumida, acarretando a instabilidade do sistema elétrico.

Capítulo 7

Considerações finais e trabalhos futuros

Os modelos genéricos de unidades eólicas apresentados mostraram-se coerentes com as características dos diferentes tipos de aerogeradores estudados nesta dissertação. Os comportamentos dinâmicos dos diferentes modelos de unidades eólicas puderam ser verificados via simulações em sistemas teste, de tal forma que frente a contingências diversas, os modelos responderam fielmente às particularidades de cada tipo de unidade eólica.

Verificou-se que as unidades eólicas dos tipos A e B, mostraram-se mais vulneráveis às faltas aplicadas, devido essencialmente, à conexão direta destes aerogeradores à rede elétrica, à operação em velocidade fixa e à incapacidade de controlar a tensão terminal e a potência reativa fornecida ao sistema.

Já os aerogeradores dos tipos C e D, apresentaram-se robustos às faltas aplicadas, visto o desacoplamento parcial e total viabilizados pelo conversor eletrônico de potência, que proporciona a operação em velocidade variável e permite que os sistemas de controle associados regulem o fornecimento das potências ativa e reativa ao sistema e controlem a tensão terminal.

Verificou-se que oscilações de alta frequência têm origem no modelo do sistema mecânico de duas massas e que o aerogerador do tipo D pode ser modelado ignorando-se as variáveis mecânicas, visto a relação entre os resultados obtidos e as características deste aerogerador.

Os mecanismos de instabilidade dos aerogeradores foram discutidos, destacando-se as características relacionadas à instabilidade do gerador de indução. Simulações investigaram o comportamento dinâmico do aerogerador do tipo A sem o modelo do sistema de controle aerodinâmico. Os resultados mostraram que este sistema de controle é fundamental para manter o balanço de potência entre o aerogerador e a rede elétrica e evitar que a aceleração ilimitada do rotor do gerador provoque a instabilidade de velocidade e consequentemente da tensão terminal da unidade eólica.

De fato, o aerogerador do tipo A modelado apenas pelo sistema mecânico e pelo gerador de indução em gaiola de esquilo, tornou-se facilmente instável sem a presença do sistema que controla o torque aerodinâmico. Conclui-se que não apenas a negligência deste sistema de controle permite o aumento ilimitado da velocidade rotórica do aerogerador, mas também que o funcionamento incorreto deste sistema de controle pode impossibilitar o controle adequado do torque aerodinâmico, provocando eventual instabilidade do aerogerador.

Um afundamento da tensão terminal pode acarretar a instabilidade da velocidade rotórica, que por sua vez ocasiona a instabilidade da tensão terminal. Em contrapartida, a instabilidade imediata da tensão terminal, ocasionará a instabilidade da velocidade rotórica. Logo, ambos os problemas de estabilidade, velocidade e tensão, são intrinsicamente

acoplados em máquinas assíncronas.

Análises de estabilidade foram realizadas para grandes penetrações de aerogeradores em sistemas elétricos de potência. Constatou-se que o problema de estabilidade de sistemas elétricos de potência na presença de geração de origem síncrona (sistemas de geração com geradores síncronos) e geração de origem assíncrona (sistemas de conversão de energia eólica), devem considerar análises de estabilidade transitória (para os geradores síncronos), de tensão (para ambos os tipos de geradores) e de velocidade (para os geradores de indução).

Diante das simulações realizadas e das pesquisas elaboradas, comprovou-se que os diferentes tipos de aerogeradores quando modelados por todos os sistemas apresentados, mostram-se robustos às contingências que eventualmente ocorram na rede elétrica, o que revela a grande resistência que estes sistemas de geração apresentam em perder a estabilidade. Observou-se que a violação da curva *LVRT* é a principal causa da desconexão de aerogeradores da rede elétrica.

Conferiu-se a relação entre aerogeradores e geradores síncronos. As unidades eólicas mostraram-se capazes de contribuir localmente com o sincronismo dos geradores síncronos, especialmente os aerogeradores dos tipos C e D. Os sistemas elétricos de potência compostos por aerogeradores e geradores síncronos, apresentaram tempos críticos de abertura superiores, ainda que os geradores síncronos não apresentassem regulador de velocidade. Quanto maior a presença de aerogeradores no sistema teste simulado, menores foram os desvios do ângulo e da velocidade do rotor de geradores síncronos específicos. Também, constatou-se que as unidades eólicas tornaram-se instáveis somente quando os geradores síncronos perderam o sincronismo, o que reforça ainda mais o argumento de que os aerogeradores dificilmente perdem a estabilidade.

Diante das informações apresentadas, os objetivos desta dissertação foram alcançados. Foi possível entender o comportamento dinâmico dos diferentes tipos de unidades eólicas, assim como investigar os mecanismos de instabilidade envolvidos e estudar a relação entre aerogeradores e geradores síncronos. Visto os modelos genéricos terem sido validados e representarem fielmente o desempenho de aerogeradores reais via simulações computacionais, os resultados permitiram elaborar análises confiáveis.

Portanto, esta dissertação propicia a compreensão das características operativas dos tipos de aerogeradores citados e contribui com informações no contexto da estabilidade de sistemas elétricos de potência na presença de diferentes modelos de unidades eólicas.

Em um trabalho futuro, o autor utilizará as informações desta dissertação para implementar modelos de aerogeradores em métodos diretos para análises de estabilidade em tempo real de sistemas elétricos de potência.

Para trabalhos futuros, a serem realizados no contexto de simulações dinâmicas e modelagem, sugere-se:

- estudar o comportamento do sistema elétrico de potência quando a parcela de geração eólica no sistema é superior à parcela de geração síncrona;
- realizar a modelagem das linhas de interconexão do sistema elétrico do parque eólico para corrente contínua e comparar os resultados para diferentes aerogeradores em relação ao modelo de corrente alternada;
- pesquisar, comparar e elaborar diferentes métodos de agregação de aerogeradores para a representação detalhada do sistema elétrico do parque eólico;

- parametrizar algum modelo genérico a partir de um aerogerador real, o que exige validação em conjunto ao fabricante;
- modelar a velocidade do vento por um perfil variável, de forma que o impacto das variações seja analisado nas variáveis elétricas e mecânicas dos diferentes tipos de aerogeradores;
- modelar sistemas de proteção, no sentido de avaliar a desconexão de parques eólicos de sistemas elétricos de potência e avaliar os impactos decorrentes em outros sistemas de geração.

Apêndice A

Relações para o sistema mecânico e sistemas por unidade

Os parâmetros referentes aos aerogeradores e aos sistemas elétricos de potência, quando não especificadas as unidades, estão representados por unidade. A Tabela D.5 mostra algumas grandezas, símbolos e as respectivas unidades. A seguir, separam-se algumas relações entre as grandezas citadas Ackermann (2005).

Tabela A.1: Grandezas, símbolos e unidades.

Grandeza	Símbolo	Unidade
Constante de inércia da turbina	H_t	s
Constante de inércia do gerador	H_g	s
Coeficiente de amortecimento equivalente do eixo	D	pu
Coeficiente de amortecimento referente à baixa velocidade	D_t	Nms/rad
Coeficiente de amortecimento referente à alta velocidade	D_g	Nms/rad
Coeficiente de amortecimento referente à baixa velocidade base	D_{tbase}	Nms/rad
Coeficiente de amortecimento referente à alta velocidade base	D_{gbase}	Nms/rad
Constante de rigidez torsional equivalente do eixo	k	pu
Constante de rigidez torsional referente à baixa velocidade	k_t	Nm/rad
Constante de rigidez torsional referente à alta velocidade	k_g	Nm/rad
Constante de rigidez torsional referente à baixa velocidade base	k_{tbase}	Nm/rad
Constante de rigidez torsional referente à alta velocidade base	k_{gbase}	Nm/rad
Corrente elétrica base	i_{base}	A
Deslocamento angular base	θ_{base}	rad_{el}
Deslocamento angular da turbina base	θ_{t1base}	rad
Deslocamento angular do gerador base	θ_{g2base}	rad
Fluxo elétrico base	Ψ_{base}	Vs
Frequência base	f_{base}	Hz
Impedância base	Z_{base}	Ω
Momento de inércia da turbina	J_t	kgm^2
Momento de inércia do gerador	J_g	kgm^2
Número de pólos	p	
Potência aparente base	S_{base}	VA
Potência ativa base	P_{base}	W
Potência reativa base	Q_{base}	var
Relação de velocidades	η	
Resistência elétrica	R	Ω
Reatância elétrica	X	Ω
Tensão elétrica fase-fase base	V_{base}	V
Torque base	T_{base}	Ws/rad_{el}
Velocidade angular base	ω_{base}	rad_{el}/s
Velocidade angular referente à baixa velocidade base	ω_{tbase}	rad/s
Velocidade angular referente à alta velocidade base	ω_{gbase}	rad/s

Relações na base

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}}$$

$$i_{base} = \frac{V_{base}}{S_{base}}$$

$$S_{base}^2 = P_{base}^2 + Q_{base}^2$$

$$\omega_{base} = 2\pi f_{base}$$

$$\omega_{gbase} = \frac{2}{p}\omega_{base}$$

$$\theta_{g2base} = \frac{2}{p}\theta_{base}$$

$$\omega_{tbase} = \frac{2}{p\eta}\omega_{base}$$

$$\theta_{t1base} = \frac{2}{p\eta}\theta_{base}$$

$$\Psi_{base} = \frac{Z_{base}}{\omega_{base}} i_{base}$$

$$T_{base} = \frac{P_{base}}{\omega_{base}}$$

$$k_{gbase} = \frac{P_{base}}{\omega_{gbase}\theta_{g2base}}$$

$$k_{tbase} = \frac{P_{base}}{\omega_{tbase}\theta_{t1base}}$$

$$D_{gbase} = \frac{P_{base}}{\omega_{gbase}\omega_{gbase}}$$

$$D_{tbase} = \frac{P_{base}}{\omega_{tbase}\omega_{tbase}}$$

$$H_g = J_g \frac{\omega_{gbase}^2}{2P_{base}}$$

$$H_t = J_t \frac{\omega_{tbase}^2}{2P_{base}}$$

Relações em pu

$$Z(pu) = \frac{R(\Omega) + jX(\Omega)}{Z_{base}}$$

$$S(pu) = \frac{S(VA)}{S_{base}}$$

$$P(pu) = \frac{P(W)}{P_{base}}$$

$$Q(pu) = \frac{Q(Var)}{Q_{base}}$$

$$T(pu) = \frac{T(Ws/rad_{el})}{T_{base}}$$

$$k_g(pu) = \frac{k_g(Nm/rad)}{k_{gbase}}$$

$$k_t(pu) = \frac{k_t(Nm/rad)}{k_{tbase}}$$

$$k(pu) = \left(\frac{1}{k_g(pu)} + \frac{1}{k_t(pu)} \right)^{-1}$$

$$D_g(pu) = \frac{D_g(Nms/rad)}{D_{gbase}}$$

$$D_t(pu) = \frac{D_t(Nms/rad)}{D_{tbase}}$$

$$D(pu) = \left(\frac{1}{D_g(pu)} + \frac{1}{D_t(pu)} \right)^{-1}$$

Apêndice B

Dados estáticos do sistema teste 1

O sistema teste 1 corresponde ao sistema elétrico do parque eólico, composto por 5 barras, cujo POI é considerado um barramento infinito. O diagrama esquemático está presente na seção 6.5. Este sistema também pode ser encontrado em [Muljadi e Ellis \(2009\)](#). Os dados quando não especificados estão em pu. Todos os dados estão na base de 100 MVA.

Tabela B.1: Barras - dados estáticos do sistema teste 1.

Barra	Tensão (kV)
501	0,6
502	34,5
503	34,5
504	230
POI	230

Tabela B.2: Reatância dos aerogeradores em regime permanente - dados estáticos do sistema teste 1.

Modelo	Tipo	$x'd$
Mitsubishi MWT-1000a	A	0,1773
Vestas V80	B	0,3022
General Electric 1.5	C	0,8
General Electric 2.5	D	9999

Tabela B.3: Linhas e transformadores para o sistema fraco ($R_{cc} = 10$ na barra 504) - dados estáticos do sistema teste 1.

Barra de	Barra para	Resistência	Reatância	Shunt total	Tap trans.
501	502	0	0.05	0	0
502	503	0.015	0.025	0.01	0
503	504	0	0.1	0	0
504	POI	0.02	0.25	0.05	0
504	POI	0.02	0.25	0.05	0

Tabela B.4: *Linhas e transformadores para o sistema forte ($R_{cc} = 20$ na barra 504) - dados estáticos do sistema teste 1.*

Barra de	Barra para	Resistência	Reatância	Shunt total	Tap trans.
501	502	0	0.05	0	0
502	503	0.015	0.025	0.01	0
503	504	0	0.1	0	0
504	POI	0.01	0.1	0.02	0
504	POI	0.01	0.1	0.02	0

Apêndice C

Dados estáticos e dinâmicos do sistema teste 2

O sistema teste 2 corresponde ao sistema conhecido por *New England Test System*, composto por 39 barras. O diagrama esquemático está presente na seção 6.6. Este sistema também pode ser encontrado em [Athay et al. \(1979\)](#) e [IEEE \(2013\)](#). Os dados estáticos referem-se ao fluxo de potência para o caso base e o dados dinâmicos ao gerador síncrono de modelo de quarta ordem. Os dados quando não especificados estão em pu. Todos os dados estão na base de 100 MVA. Para converter a constante de inércia e a reatância subtransitória entre a potência base do sistema (S_{base}) e a potência base da máquina (M_{base}), utilizar as Equações (C.1) e (C.2):

$$H_{M_{base}} M_{base} = H_{S_{base}} S_{base} \quad (C.1)$$

$$x' d_{M_{base}} S_{S_{base}} = x' d_{S_{base}} M_{base} \quad (C.2)$$

Tabela C.1: Barras - dados estáticos do sistema teste 2.

Barra	Tensão (kV)	Tensão	Ângulo (°)	P1	Q1	Shunt
1	230	1.0474	-8.440	0.000	0.000	0.00
2	230	1.0487	-5.750	0.000	0.000	0.00
3	230	1.0302	-8.600	3.220	0.024	0.00
4	230	1.0039	-9.610	5.000	1.840	0.00
5	230	1.0053	-8.610	0.000	0.000	0.00
6	230	1.0077	-7.950	0.000	0.000	0.00
7	230	0.9970	-10.12	2.338	0.840	0.00
8	230	0.9960	-10.62	5.220	1.760	0.00
9	230	1.0282	-10.32	0.000	0.000	0.00
10	230	1.0172	-5.430	0.000	0.000	0.00
11	230	1.0127	-6.280	0.000	0.000	0.00
12	13,8	1.0002	-6.240	0.075	0.880	0.00
13	230	1.0143	-6.100	0.000	0.000	0.00
14	230	1.0117	-7.660	0.000	0.000	0.00
15	230	1.0154	-7.740	3.200	1.530	0.00
16	230	1.0318	-6.190	3.290	0.323	0.00
17	230	1.0336	-7.300	0.000	0.000	0.00
18	230	1.0309	-8.220	1.580	0.300	0.00
19	230	1.0499	-1.020	0.000	0.000	0.00

Tabela C.2: Barras - dados estáticos do sistema teste 2.

Barra	Tensão (kV)	Tensão	Ângulo (°)	P1	Q1	Shunt
20	13,8	0.9912	-2.010	6.280	1.030	0.00
21	230	1.0318	-3.780	2.740	1.150	0.00
22	230	1.0498	0.6700	0.000	0.000	0.00
23	230	1.0448	0.4700	2.475	0.846	0.00
24	230	1.0373	-6.070	3.086	-0.92	0.00
25	230	1.0576	-4.360	2.240	0.472	0.00
26	230	1.0521	-5.530	1.390	0.170	0.00
27	230	1.0377	-7.500	2.810	0.755	0.00
28	230	1.0501	-2.010	2.060	0.276	0.00
29	230	1.0499	0.7400	2.835	0.269	0.00
30	1	1.0475	-3.330	0.000	0.000	0.00
31	1	0.9820	0.0000	0.092	0.046	0.00
32	1	0.9831	2.5700	0.000	0.000	0.00
33	1	0.9972	4.1900	0.000	0.000	0.00
34	1	1.0123	3.1700	0.000	0.000	0.00
35	1	1.0493	5.6300	0.000	0.000	0.00
36	1	1.0635	8.3200	0.000	0.000	0.00
37	1	1.0278	2.4200	0.000	0.000	0.00
38	1	1.0265	7.8100	0.000	0.000	0.00
39	1	1.0300	-10.05	11.04	2.500	0.00

Tabela C.3: Linhas e transformadores - dados estáticos do sistema teste 2.

Barra de	Barra para	Resistência	Reatância	Shunt total	Tap trans.
1	2	0.0035	0.0411	0.6987	0
1	39	0.0010	0.0250	0.7500	0
2	3	0.0013	0.0151	0.2572	0
2	25	0.0070	0.0086	0.1460	0
3	4	0.0013	0.0213	0.2214	0
3	18	0.0011	0.0133	0.2138	0
4	5	0.0008	0.0128	0.1342	0
4	14	0.0008	0.0129	0.1382	0
5	6	0.0002	0.0026	0.0434	0
5	8	0.0008	0.0112	0.1476	0
6	7	0.0006	0.0092	0.1130	0
6	11	0.0007	0.0082	0.1389	0
7	8	0.0004	0.0046	0.0780	0
8	9	0.0023	0.0363	0.3804	0
9	39	0.0010	0.0250	1.2000	0
10	11	0.0004	0.0043	0.0729	0
10	13	0.0004	0.0043	0.0729	0
13	14	0.0009	0.0101	0.1723	0
14	15	0.0018	0.0217	0.3660	0
15	16	0.0009	0.0094	0.1710	0
16	17	0.0007	0.0089	0.1342	0
16	19	0.0016	0.0195	0.3040	0
16	21	0.0008	0.0135	0.2548	0
16	24	0.0003	0.0059	0.0680	0
17	18	0.0007	0.0082	0.1319	0
17	27	0.0013	0.0173	0.3216	0
21	22	0.0008	0.0140	0.2565	0

Tabela C.4: Linhas e transformadores - dados estáticos do sistema teste 2.

Barra de	Barra para	Resistência	Reatância	Shunt total	Tap trans.
22	23	0.0006	0.0096	0.1846	0
23	24	0.0022	0.0350	0.3610	0
25	26	0.0032	0.0323	0.5130	0
26	27	0.0014	0.0147	0.2396	0
26	28	0.0043	0.0474	0.7802	0
26	29	0.0057	0.0625	1.0290	0
28	29	0.0014	0.0151	0.2490	0
12	11	0.0016	0.0435	0.0000	1.006
12	13	0.0016	0.0435	0.0000	1.006
6	31	0.0000	0.0250	0.0000	1.07
10	32	0.0000	0.0200	0.0000	1.07
19	33	0.0007	0.0142	0.0000	1.07
20	34	0.0009	0.0180	0.0000	1.009
22	35	0.0000	0.0143	0.0000	1.025
23	36	0.0005	0.0272	0.0000	1.0
25	37	0.0006	0.0232	0.0000	1.025
2	30	0.0000	0.0181	0.0000	1.025
29	38	0.0008	0.0156	0.0000	1.025
19	20	0.0007	0.0138	0.0000	1.06

Tabela C.5: Geradores - dados estáticos do sistema teste 2.

Barra	Pg	Qg	Qmax (Mvar)	Qmin (Mvar)
30	2.5000	1.4616	Sem limite	Sem limite
31	5.2081	1.9825	Sem limite	Sem limite
32	6.5000	2.0514	Sem limite	Sem limite
33	6.3200	1.0991	Sem limite	Sem limite
34	5.0800	1.6576	Sem limite	Sem limite
35	6.5000	2.1241	Sem limite	Sem limite
36	5.6000	1.0117	Sem limite	Sem limite
37	5.4000	0.0044	Sem limite	Sem limite
38	8.3000	0.2284	Sem limite	Sem limite
39	10.000	0.8828	Sem limite	Sem limite

Os parâmetros T''_{do} , T'_{qo} , T''_{qo} , x'_q e x'' são diferentes dos encontrados em [IEEE \(2013\)](#).

Tabela C.6: Geradores - dados dinâmicos do sistema teste 2.

Barra	H (s)	Mbase (MVA)	Ra	x'_d	x'_q	x_d	x_q	T''_{do} (s)	T'_{qo} (s)	x_l
39	500.0	1000	0	0.006	0.006	0.02	0.019	7.0	0.7	0.003
31	30.3	1000	0	0.0697	0.0697	0.295	0.282	6.56	1.5	0.035
32	35.8	1000	0	0.0531	0.0531	0.2495	0.237	5.7	1.5	0.0304
33	28.6	1000	0	0.0436	0.0436	0.262	0.258	5.69	1.5	0.0295
34	26.0	1000	0	0.132	0.132	0.67	0.62	5.4	0.44	0.054
35	34.8	1000	0	0.05	0.05	0.254	0.241	7.3	0.4	0.0224
36	26.4	1000	0	0.049	0.049	0.295	0.292	5.66	1.5	0.0322
37	24.3	1000	0	0.057	0.057	0.290	0.280	6.7	0.41	0.028
38	34.5	1000	0	0.057	0.057	0.2106	0.205	4.79	1.96	0.0298
30	42.0	1000	0	0.031	0.031	0.1	0.069	10.2	1.5	0.0125

Tabela C.7: Geradores - dados dinâmicos do sistema teste 2.

Barra	x''	T''_{do} (s)	T''_{qo} (s)	D
39	0.002	0.03	0.04	0
31	0.02	0.03	0.04	0
32	0.02	0.03	0.04	0
33	0.02	0.03	0.04	0
34	0.02	0.03	0.04	0
35	0.02	0.03	0.04	0
36	0.02	0.03	0.04	0
37	0.02	0.03	0.04	0
38	0.02	0.03	0.04	0
30	0.02	0.03	0.04	0

Tabela C.8: Regulador de tensão - dados dinâmicos do sistema teste 2.

Barra	TR	KA	TA	TB	TC	Vsetpoint	Efdmax	Efdmin
39	0.01	200.0	0.015	10.0	1.0	1.0300	5.0	-5.0
31	0.01	200.0	0.015	10.0	1.0	0.9820	5.0	-5.0
32	0.01	200.0	0.015	10.0	1.0	0.9831	5.0	-5.0
33	0.01	200.0	0.015	10.0	1.0	0.9972	5.0	-5.0
34	0.01	200.0	0.015	10.0	1.0	1.0123	5.0	-5.0
35	0.01	200.0	0.015	10.0	1.0	1.0493	5.0	-5.0
36	0.01	200.0	0.015	10.0	1.0	1.0635	5.0	-5.0
37	0.01	200.0	0.015	10.0	1.0	1.0278	5.0	-5.0
38	0.01	200.0	0.015	10.0	1.0	1.0265	5.0	-5.0
30	0.01	200.0	0.015	10.0	1.0	1.0475	5.0	-5.0

Tabela C.9: Sistema estabilizador de potência - dados dinâmicos do sistema teste 2.

Barra	Kpss	TW	T1	T2	T3	T4	Vpssmax	Vpssmin
39	1.0	10.0	5.0	0.60	3.0	0.50	0.2	-0.2
31	0.5	10.0	5.0	0.40	1.0	0.10	0.2	-0.2
32	0.5	10.0	3.0	0.20	2.0	0.20	0.2	-0.2
33	2.0	10.0	1.0	0.10	1.0	0.30	0.2	-0.2
34	1.0	10.0	1.5	0.20	1.0	0.10	0.2	-0.2
35	4.0	10.0	0.5	0.10	0.5	0.05	0.2	-0.2
36	7.5	10.0	0.2	0.02	0.5	0.10	0.2	-0.2
37	2.0	10.0	1.0	0.20	1.0	0.10	0.2	-0.2
38	2.0	10.0	1.0	0.50	2.0	0.10	0.2	-0.2
30	1.0	10.0	1.0	0.05	3.0	0.50	0.2	-0.2

Apêndice D

Dados estáticos e dinâmicos do sistema teste 3

O sistema teste 3 corresponde ao sistema elétrico sul-brasileiro equivalente reduzido de 45 barras. O diagrama esquemático está presente na seção 6.7. Este sistema também pode ser encontrado em [Theodoro \(2010\)](#). Os dados estáticos referem-se ao fluxo de potência para o caso base e o dados dinâmicos ao gerador síncrono de modelo clássico. Os dados quando não especificados estão em pu. Todos os dados estão na base de 100 MVA. Para converter a constante de inércia e a reatância subtransitória entre a potência base do sistema (S_{base}) e a potência base da máquina (M_{base}), utilizar as Equações (D.1) e (D.2):

$$H_{M_{base}} M_{base} = H_{S_{base}} S_{base} \quad (D.1)$$

$$x' d_{M_{base}} S_{S_{base}} = x' d_{S_{base}} M_{base} \quad (D.2)$$

Tabela D.1: Barras - dados estáticos do sistema teste 3.

Barra	Tensão (kV)	Tensão	Ângulo (°)	P1	Q1	Shunt
343	525	1.034	-6.90	0.000	0.0000	-2.50
344	525	1.025	-9.30	0.000	0.0000	0.00
366	1	1.020	-6.70	0.000	0.0000	0.00
367	230	0.974	-32.0	1.770	0.6800	0.00
368	230	1.020	-34.0	1.910	0.4200	0.00
369	1	1.040	-14.0	0.000	0.0000	0.00
370	230	1.022	-19.0	1.710	0.1850	0.00
371	230	0.999	-16.0	1.260	0.4700	0.00
372	230	0.997	-10.0	0.460	0.1470	0.00
373	1	1.020	3.070	0.000	0.0000	0.00
374	230	1.015	-2.60	2.810	0.5650	0.00
375	230	1.016	-11.0	2.790	0.6070	0.00
376	230	1.014	-21.0	1.300	0.2940	0.00
377	230	1.026	-21.0	4.270	-0.250	0.00
378	230	0.972	-27.0	3.100	1.4100	0.00
379	230	1.002	-26.0	4.240	0.9060	0.00
380	230	0.993	-28.0	1.170	0.5310	0.00
381	1	1.022	0.000	0.000	0.0000	0.00
382	525	1.035	-5.60	0.000	0.0000	0.00
383	525	1.029	-19.0	0.000	0.0000	-0.60

Tabela D.2: Barras - dados estáticos do sistema teste 3.

Barra	Tensão (kV)	Tensão	Ângulo (°)	PI	QI	Shunt
384	525	1.033	-17.0	3.680	0.5960	0.00
385	525	1.011	-24.0	0.000	0.0000	0.00
386	525	1.029	-11.0	1.740	-0.080	-1.00
387	525	1.026	-29.0	0.000	0.0000	-1.50
388	525	1.027	-23.0	0.000	0.0000	-1.50
389	525	1.032	-9.70	0.000	0.0000	-1.70
390	1	1.018	6.930	0.000	0.0000	0.00
391	525	1.035	-1.30	0.000	0.0000	0.00
392	1	1.030	-24.0	0.000	0.0000	0.00
393	138	1.000	-28.0	1.250	0.3980	0.00
394	1	1.030	-23.0	0.000	0.0000	0.00
395	1	1.030	-21.0	0.000	0.0000	0.00
396	230	1.005	-27.0	0.000	0.0000	0.00
397	1	1.020	2.720	0.000	0.0000	0.00
398	525	1.032	-1.40	0.000	0.0000	0.00
399	230	1.029	-33.0	8.130	1.1000	0.00
402	230	1.039	-32.0	6.120	-4.550	0.00
407	1	1.020	-14.0	0.000	0.0000	0.00
408	230	1.002	-20.0	4.040	1.3500	0.00
414	230	1.033	-25.0	3.930	-1.110	0.00
430	230	0.992	-15.0	2.620	0.1320	0.00
431	230	1.010	-11.0	2.290	1.8300	0.00
432	230	0.982	-15.0	1.840	0.6020	0.00
433	230	0.979	-13.0	1.390	0.5370	0.00
437	230	0.972	-32.0	0.901	0.5530	0.00

Tabela D.3: Linhas e transformadores - dados estáticos do sistema teste 3.

Barra de	Barra para	Resistência	Reatância	Shunt total	Tap trans.
343	344	0.000350	0.00725	3.3220	0
343	382	0.001800	0.02270	2.2721	0
343	391	0.001400	0.02040	2.4475	0
344	431	0.000000	0.00630	0.0000	0
366	386	0.000000	0.01350	0.0000	0
367	368	0.038600	0.19850	0.3400	0
367	396	0.009600	0.04910	0.0842	0
367	437	0.003300	0.01670	0.2859	0
368	370	0.023150	0.16890	0.8168	0
368	399	0.005900	0.03033	0.4755	0
369	370	0.000000	0.04600	0.0000	0
370	371	0.008150	0.04175	0.2880	0
370	408	0.025000	0.16480	0.4690	0
371	372	0.016300	0.08350	0.1440	0
371	374	0.031600	0.16210	0.2784	0
372	374	0.015300	0.08610	0.1344	0
373	374	0.000000	0.01140	0.0000	0
374	375	0.030600	0.15230	0.2702	0
374	433	0.017200	0.08800	0.6080	0
375	376	0.024500	0.12560	0.2041	0
375	382	0.000000	0.03000	0.0000	0
376	377	0.008800	0.04150	0.5211	0
377	378	0.009100	0.04675	0.3190	0
377	383	0.000000	0.00620	0.0000	0
378	379	0.007700	0.03880	0.2700	0

Tabela D.4: *Linhas e transformadores - dados estáticos do sistema teste 3.*

Barra de	Barra para	Resistência	Reatância	Shunt total	Tap trans.
379	380	0.010008	0.05525	0.3726	0
379	385	0.000000	0.00620	0.0000	0
380	396	0.009000	0.04600	0.3106	0
381	382	0.000000	0.00670	0.0000	0
382	383	0.001900	0.02800	3.3576	0
382	384	0.001900	0.02740	3.2867	0
382	386	0.001400	0.01950	2.3968	0
382	398	0.000500	0.00700	0.8392	0
383	384	0.000500	0.00690	0.8215	0
383	385	0.001200	0.01750	2.0970	0
386	387	0.002100	0.03090	3.7183	0
387	402	0.000000	0.00620	0.0000	0
388	389	0.002200	0.03000	3.8300	0
388	414	0.000000	0.00620	0.0000	0
389	391	0.001400	0.01950	2.3970	0
390	391	0.000000	0.01140	0.0000	0
391	398	0.000500	0.00700	0.8392	0
392	393	0.000000	0.08710	0.0000	0
393	396	0.000000	0.05900	0.0000	0
394	396	0.000000	0.07010	0.0000	0
395	396	0.000000	0.04500	0.0000	0
396	437	0.012900	0.06570	0.1128	0
397	398	0.000000	0.00680	0.0000	0
399	402	0.000700	0.00358	0.0668	0
399	414	0.006130	0.03162	0.0000	0
407	408	0.000000	0.02360	0.0000	0
408	414	0.020200	0.11290	0.2062	0
430	431	0.005280	0.02979	0.1905	0
430	432	0.011000	0.11840	0.2027	0
430	433	0.022900	0.11740	0.2027	0
431	432	0.008600	0.04420	0.2868	0
432	433	0.018100	0.09290	0.1607	0

Tabela D.5: *Geradores - dados estáticos e dinâmicos do sistema teste 3.*

Barra	P _g	Q _g	Q _{max} (Mvar)	Q _{min} (Mvar)	M _{base} (MVA)	x'd	H (s)	D
366	6.5	-0.38	Sem limite	Sem limite	680	0.0457	37.32	0
369	2.15	0.512	Sem limite	Sem limite	240	0.0985	11.3	0
373	8.95	0.885	Sem limite	Sem limite	930	0.03	39.47	0
381	15.3	-1.30	Sem limite	Sem limite	1600	0.018	74.4	0
390	13.25	-0.56	Sem limite	Sem limite	1400	0.0215	57.28	0
392	0.9	0.39	Sem limite	Sem limite	110	0.1350	3.56	0
394	1.2	0.412	Sem limite	Sem limite	130	0.1535	5.06	0
395	2.41	0.693	Sem limite	Sem limite	260	0.1007	9.68	0
397	11	-1.41	Sem limite	Sem limite	1150	0.0184	51.63	0
407	4.6	1.04	Sem limite	Sem limite	480	0.055	20.34	0

Apêndice E

Parâmetros dos modelos genéricos de unidades eólicas

A seguir, os parâmetros dos modelos dos sistemas que formam cada tipo de modelo genérico de unidade eólica são apresentados. Estes parâmetros referem-se à biblioteca do *software PSS/E* e compreendem as variáveis presentes nos diagramas de bloco de todos os modelos de sistemas mostrados no Capítulo 4. Estes parâmetros podem ser encontrados em [Siemens \(2010\)](#), [WECC \(2010\)](#) e [UVIG et al. \(2013\)](#).

E.1 Modelo genérico do tipo A

Diagramas de blocos na subseção 4.2.3.

Tabela E.1: Parâmetros do modelo do gerador - tipo A.

Valor	Parâmetro
0.846	T , Open circuit transient time constant, sec (> 0)
0	T'' , Open circuit subtransient time constant, sec (≥ 0); if $T''' = 0$, single cage
3.927	X , Synchronous reactance, pu
0.1773	X' , Transient reactance, pu
0	X'' , Subtransient reactance, pu (≥ 0); if $X''' = 0$, single cage
0.1	X_l , Leakage reactance, pu
1	E1
0.03	S(E1)
1.2	E2
0.179	S(E2)

Tabela E.2: Parâmetros do modelo do sistema mecânico - tipo A.

Valor	Parâmetro
5.3	H , Total inertia constant, sec
0	$DAMP$, Machine damping factor, pu P/pu speed
0.9250	H_{frac} , Turbine inertia fraction (H_{turb}/H)
5	$Freq1$, First shaft torsional resonant frequency, Hz
1	D_{shaft} , Shaft damping factor, pu
160.43	K_{shaft} , Shaft stiffness factor, rad ($\omega_0 = 0.012pu$) ($\omega_{base} = 377rad_{el}/s$)

Tabela E.3: *Variáveis de estado do modelo do sistema mecânico - tipo A.*

Variável	Descrição
K	<i>Shaft twist angle, rad</i>
K+1	<i>Turbine rotor speed deviation, pu</i>
K+2	<i>Generator speed deviation, pu</i>
K+3	<i>Generator rotor angle deviation, pu</i>

Tabela E.4: *Variáveis do modelo do sistema mecânico - tipo A.*

Variável	Descrição
L	<i>P_{aero} on the rotor blade side, pu</i>
L+1	<i>Initial rotor slip</i>
L+2	<i>Initial internal angle</i>

Tabela E.5: *Parâmetros do modelo do sistema aerodinâmico - tipo A.*

Valor	Parâmetro
0.015	<i>Droop</i>
0.1	<i>K_p, Proportional gain, pu</i>
0.015	<i>T_i, Integrator time constant, sec</i>
0.1	<i>T_1, Output filter 1 time constant, sec</i>
0.1	<i>T_2, Output filter 2 time constant, sec</i>
0.1	<i>T_p, Power filter time constant, sec</i>
1	<i>Lim_{max}, Maximum output limit</i>
0.25	<i>Lim_{min}, Minimum output limit</i>

Tabela E.6: *Variáveis de estado do modelo do sistema aerodinâmico - tipo A.*

Variável	Descrição
K	<i>Power filter</i>
K+1	<i>PI integrator</i>
K+2	<i>Output filter 1</i>
K+3	<i>Output filter 2</i>

Tabela E.7: *Variáveis do modelo do sistema aerodinâmico - tipo A.*

Variável	Descrição
L	<i>Reference</i>
L+1	<i>Power reference</i>

E.2 Modelo genérico do tipo B

Diagramas de blocos na subseção 4.2.3 e 4.2.4.

Tabela E.8: *Parâmetros do modelo do gerador - tipo B.*

Valor	Parâmetro
0.126	X_A , Stator reactance, pu
6.84	X_M , Magnetizing reactance, pu
0.18	X_1 , Rotor reactance, pu
0.0044	R_{ROT_MACH} , Rotor resistance, pu
0.1099	R_{ROT_MAX} , A sum of R_{ROT_MACH} and total external resistance, pu
1	$E1$, First saturation coordinate
0	$SE1$, First saturation factor
1.2	$E2$, Second saturation coordinate
0	$SE2$, Second saturation factor
0	$POWER_REF_1$, First of 5 coordinate pairs of the power-slip curve
0.0217	$POWER_REF_2$
0.8988	$POWER_REF_3$
0.9	$POWER_REF_4$
0.905	$POWER_REF_5$
0	$SLIP_1$
0.0054	$SLIP_2$
0.02	$SLIP_3$
0.04	$SLIP_4$
0.1	$SLIP_5$

Tabela E.9: *Parâmetros do modelo do sistema de controle da resistência do rotor - tipo B.*

Valor	Parâmetro
0	T_{sp} , Rotor speed filter time constant, sec
0.05	T_{pe} , Power filter time constant, sec
1	T_i , PI-controller integrator time constant, sec
1	K_p , PI-controller proportional gain, pu
0.99	$ROTRV_MAX$, Output MAX limit
0.05	$ROTRV_MIN$, Output MIN limit

Tabela E.10: *Variáveis de estado do modelo do sistema de controle da resistência do rotor - tipo B.*

Variável	Descrição
K	Rotor speed filter
K+1	Power filter
K+2	PI integrator

Tabela E.11: *Parâmetros do modelo do sistema mecânico - tipo B.*

Valor	Parâmetro
3.46	H , Total inertia constant, sec
0	$DAMP$, Machine damping factor, pu P/pu speed
0.81	H_{tfrac} , Turbine inertia fraction (H_{turb}/H)
1.5	$Freq1$, First shaft torsional resonant frequency, Hz
0.3	D_{shaft} , Shaft damping factor, pu
6.27	K_{shaft} , Shaft stiffness factor, rad ($\omega_0 = 0.04pu$) ($\omega_{base} = 377rad_{el}/s$)

Tabela E.12: *Variáveis de estado do modelo do sistema mecânico - tipo B.*

Variável	Descrição
K	Shaft twist angle, rad
K+1	Turbine rotor speed deviation, pu
K+2	Generator speed deviation, pu
K+3	Generator rotor angle deviation, pu

Tabela E.13: *Variáveis do modelo do sistema mecânico - tipo B.*

Variável	Descrição
L	P_{aero} on the rotor blade side, pu
L+1	Initial rotor slip
L+2	Initial internal angle

Tabela E.14: *Parâmetros do modelo do sistema aerodinâmico - tipo B.*

Valor	Parâmetro
0.015	Droop
20	K_p , Proportional gain, pu
1	T_i , Integrator time constant, sec
0.1	T_1 , Output filter 1 time constant, sec
0.1	T_2 , Output filter 2 time constant, sec
0.1	T_p , Power filter time constant, sec
1	Lim_{max} , Maximum output limit
0.25	Lim_{min} , Minimum output limit

Tabela E.15: *Variáveis de estado do modelo do sistema aerodinâmico - tipo B.*

Variável	Descrição
K	Power filter
K+1	PI integrator
K+2	Output filter 1
K+3	Output filter 2

Tabela E.16: *Variáveis do modelo do sistema aerodinâmico - tipo B.*

Variável	Descrição
L	Reference
L+1	Power reference

E.3 Modelo genérico do tipo C

Diagramas de blocos na subseção 4.2.5.

Tabela E.17: Parâmetros do modelo do sistema do gerador/conversor - tipo C.

Valor	Parâmetro
0.8	X_{eq} , Equivalent reactance for current injection, pu
30	K_{pll} , PLL first integrator gain
0	K_{ipll} , PLL second integrator gain
0.1	P_{llmax} , PLL maximum limit
1.5	P_{rated} , Turbine MW rating

Tabela E.18: Variáveis de estado do modelo do sistema do gerador/conversor - tipo C.

Variável	Descrição
K	Converter lag for I_{pcmd}
K+1	Converter lag for E_{qcmd}
K+2	PLL first integrator
K+3	PLL second integrator

Tabela E.19: Variáveis do modelo do sistema do gerador/conversor - tipo C.

Variável	Descrição
L	V_x , Real component of V_{term} in generator ref. frame
L+1	V_y , Imaginary component of V_{term} in generator ref. frame
L+2	I_{xinj} , Active component of the injected current
L+3	I_{yinj} , Reactive component of the injected current

Tabela E.20: Parâmetros do modelo do sistema mecânico - tipo C.

Valor	Parâmetro
1.25	VW , Initial wind, pu of rated wind speed
4.95	H , Total inertia constant, sec
0	$DAMP$, Machine damping factor, pu P/pu speed
0.007	K_{aero} , Aerodynamic gain factor
21.98	$\theta_{tfrac{2}}$, Blade pitch at twice rated wind speed, deg
0.875	$H_{tfrac{frac}}$, Turbine inertia fraction (H_{turb}/H)
1.8	$Freq1$, First shaft torsional resonant frequency, Hz
1.5	D_{shaft} , Shaft damping factor, pu
1.837	K_{shaft} , Shaft stiffness factor, rad ($\omega_0 = 0.2pu$) ($\omega_{base} = 377rad_{el}/s$)

Tabela E.21: Variáveis de estado do modelo do sistema mecânico - tipo C.

Variável	Descrição
K	Shaft twist angle, rad.
K+1	Turbine rotor speed deviation, pu
K+2	Generator speed deviation, pu
K+3	Generator rotor angle deviation, pu

Tabela E.22: Variáveis do modelo do sistema mecânico - tipo C.

Variável	Descrição
L	P_{aero} on the rotor blade side, pu
L+1	Initial rotor slip
L+2	Initial internal angle
L+3	Initial pitch angle
L+4	P_{aero} initial

Figura E.1: Curva de potência versus velocidade da turbina. Fonte: WECC (2010).**Tabela E.23:** Parâmetros do modelo do sistema de controle do conversor - tipo C.

Valor	Parâmetro
0.15	T_{fv} , Filter time constant in voltage regulator, sec
18	K_{pv} , Proportional gain in voltage regulator, pu
5	K_{IV} , Integrator gain in voltage regulator, pu
0	X_c , Line drop compensation reactance, pu
0.05	T_{FP} , Filter time constant in torque regulator
3	K_{pp} , Proportional gain in torque regulator, pu
0.6	K_{IP} , Integrator gain in torque regulator, pu
1.12	P_{MX} , Max limit in torque regulator, pu
0.1	P_{MN} , Min limit in torque regulator, pu
0.296	Q_{MX} , Max limit in voltage regulator, pu
-0.436	Q_{MN} , Min limit in voltage regulator, pu
1.1	IP_{MAX} , Max active current limit
0.05	T_{RV} , Voltage sensor time constant
0.45	RP_{MX} , Max power order derivative
-0.45	RP_{MN} , Min power order derivative
5	T_{Power} , Power filter time constant
0.05	K_{qi} , Mvar/Voltage gain
0.9	V_{MINCL} , Min voltage limit
1.2	V_{MAXCL} , Max voltage limit
40	K_{qv} , Voltage/Mvar gain
-0.5	XIQ_{min}
0.4	XIQ_{max}
0.05	T_v , Lag time constant in WindVar controller
0.05	T_p , P_{elec} Filter in fast PF controller
1	F_n , A portion of online wind turbines
0.69	ωP_{min} , Shaft speed at P_{min} , pu
0.78	ωP_{20} , Shaft speed at 20% rated power, pu
0.98	ωP_{40} , Shaft speed at 40% rated power, pu
1.12	ωP_{60} , Shaft speed at 60% rated power, pu
0.74	P_{min} , Minimum power for operating at ωP_{100} speed, pu
1.2	ωP_{100} , Shaft speed at 100% rated power, pu

Tabela E.24: *Flags para o sistema de controle do conversor - tipo C.*

VARFLG	Descrição
-1	<i>Constant power factor control</i>
0	<i>Constant Q control</i>
1	<i>Wind Plant reactive power control</i>
VLTLFG	
0	<i>Bypass terminal voltage control</i>
1	<i>Eqcmd limits are calculated as $V_{Term} + XIQ_{min}$ and $V_{Term} + XIQ_{max}$, i.e., limits are functions of terminal voltage</i>
2	<i>Eqcmd limits are equal to XIQ_{min} and XIQ_{max}</i>

Tabela E.25: *Variáveis de estado do modelo do sistema de controle do conversor - tipo C.*

Variável	Descrição
K	<i>Filter in voltage regulator</i>
K+1	<i>Integrator in voltage regulator</i>
K+2	<i>Filter in torque regulator</i>
K+3	<i>Integrator in torque regulator</i>
K+4	<i>Voltage sensor</i>
K+5	<i>Power filter</i>
K+6	<i>Mvar/Vref integrator</i>
K+7	<i>Verror/internal machine voltage integrator</i>
K+8	<i>Lag of the WindVar controller</i>
K+9	<i>Input filter of Pelec for PF fast controller</i>

Tabela E.26: *Variáveis do modelo do sistema de controle do conversor - tipo C.*

Variável	Descrição
L	<i>Remote bus ref voltage</i>
L+1	<i>Mvar order from Mvar emulator</i>
L+2	<i>Q reference if $PFAFLG = 0$ and $VARFLG = 0$</i>
L+3	<i>PF angle reference if $PFAFLG = 1$</i>
L+4	<i>Storage of MW for computation of compensated voltage</i>
L+5	<i>Storage of Mvar for computation of compensated voltage</i>
L+6	<i>Storage of MVA for computation of compensated voltage</i>

Tabela E.27: *Parâmetros do modelo do sistema de controle de pitch - tipo C.*

Valor	Parâmetro
0.3	T_p , Blade response time constant
150	K_{pp} , Proportional gain of PI regulator, pu
25	K_{ip} , Integrator gain of PI regulator, pu
3	K_{pc} , Proportional gain of the compensator, pu
30	K_{ic} , Integrator gain of the compensator, pu
0	$TetaMin$, Lower pitch angle limit, degrees
27	$TetaMax$, Upper pitch angle limit, degrees
10	$RTetaMax$, Upper pitch angle rate limit, degrees/sec
1	P_{MX} , Power reference, pu on MBASE

Tabela E.28: Variáveis de estado do modelo do sistema de controle de pitch - tipo C.

Variável	Descrição
K	<i>Output lag</i>
K+1	<i>Pitch control</i>
K+2	<i>Pitch compensation</i>

E.4 Modelo genérico do tipo D

Diagramas de blocos na subseção 4.2.6.

Tabela E.29: Parâmetros do modelo do sistema do gerador/conversor - tipo D.

Valor	Parâmetro
0.02	<i>TIQCmd, Converter time constant for IQcmd</i>
0.02	<i>TIPCcmd, Converter time constant for IPcmd</i>
0.4	<i>VLVPL1, LVPL voltage 1 (Low voltage power logic)</i>
0.9	<i>VLVPL2, LVPL voltage 2</i>
1.11	<i>GLVPL, LVPL gain</i>
1.2	<i>VHVRCR, HVRRCR voltage (High voltage reactive current limiter)</i>
2.0	<i>CURHVRCR, HVRRCR current (Max. reactive current at VHVRCR)</i>
2.0	<i>RIp LVPL, Rate of LVACR active current change</i>
0.02	<i>T LVPL, Voltage sensor for LVACR time constant</i>

Tabela E.30: Variáveis de estado do modelo do sistema do gerador/conversor - tipo D.

Variável	Descrição
K	<i>Converter lag for Ipcmd</i>
K+1	<i>Converter lag for Eqcmd</i>
K+2	<i>Voltage sensor for LVACR</i>

Tabela E.31: Variáveis do modelo do sistema do gerador/conversor - tipo D.

Variável	Descrição
L	<i>Previous Vterm magnitude</i>
L+1	<i>VAACC, previous Vterm angle</i>
L+2	<i>deltaQ, overvoltage correction factor</i>

Tabela E.32: Flags para o sistema de controle do conversor- tipo D.

PFAFLG	Descrição
0	<i>PF fast control disabled</i>
1	<i>PF fast control enabled</i>
VARFLG	
0	<i>Q_{ord} is not provided by WindVar</i>
1	<i>Q_{ord} is provided by WindVar</i>
PQFLAG	
0	<i>Q priority</i>
1	<i>P priority</i>

Tabela E.33: *Parâmetros do modelo do sistema de controle do conversor - tipo D.*

Valor	Parâmetro
0.15	T_{fv} , Filter time constant in voltage regulator, sec
18	K_{PV} , Proportional gain in voltage regulator, pu
5	K_{IV} , Integrator gain in voltage regulator, pu
0.05	K_{pp} , Proportional gain in active power regulator, pu
0.1	K_{IP} , Integrator gain in active power regulator, pu
0	K_f , Rate feedback gain, pu
0.08	T_f , Rate feedback time constant, sec
0.47	Q_{MX} , Max limit in voltage regulator, pu
-0.47	Q_{MN} , Min limit in voltage regulator, pu
1.10	IP_{max} , Max active current limit
0	T_{RV} , Voltage sensor time constant
0.5	dP_{MX} , Max limit in power PI controller, pu
-0.5	dP_{MN} , Min limit in power PI controller, pu
0.05	T_{Power} , Power filter time constant
0.10	K_{QI} , Mvar/Voltage gain
0.90	V_{MINCL} , Min. voltage limit
1.1	V_{MAXCL} , Max. voltage limit
120	K_{VI} , Voltage/Mvar Gain
0.05	T_v , Lag time constant in WindVar controller
0.05	T_p , Pelec filter in fast PF controller
1.70	I_{maxTD} , Converter current limit
1.11	I_{phl} , Hard active current limit
1.11	I_{qhl} , Hard reactive current limit

Tabela E.34: *Variáveis de estado do modelo do sistema de controle do conversor - tipo D.*

Variável	Descrição
K	Filter in voltage regulator
K+1	Integrator in voltage regulator
K+2	Integrator in active power regulator
K+3	Active power regulator feedback
K+4	Voltage sensor
K+5	Power filter
K+6	Mvar/Vref integrator
K+7	Verror/internal machine voltage integrator
K+8	Lag of the WindVar controller
K+9	Input filter of Pelec for PF fast controller

Tabela E.35: *Variáveis do modelo do sistema de controle do conversor - tipo D.*

Variável	Descrição
L	Remote bus ref voltage
L+1	Q reference if PFAFLG = 0 and VARFLG = 0
L+2	PF angle reference if PFAFLG = 1
L+3	Power reference

Apêndice F

Energia eólica em números

As Tabelas F.1 e F.2 referem-se aos dados disponibilizados em [GWEC \(2013\)](#).

Tabela F.1: *Curiosidades sobre a energia eólica.*

Número	Descrição
5500	O número médio de casas na Europa que podem ser abastecidas por um aerogerador <i>offshore</i> de 6 MW.
8000	O número de partes que um aerogerador possui.
59.6%	Em 6 de novembro de 2011 às 02:00h, 59.6% de toda a demanda por energia elétrica na Espanha foi suprida por aerogeradores.
55%	De toda a energia elétrica consumida pelos sul australianos, em 5 de setembro de 2012, foi fornecida por aerogeradores.
15000	A quantidade de novos empregos criados pela indústria de energia eólica em 2012 no Brasil.
39.4%	O crescimento anual do mercado de energia eólica em 2011.
30%	Do consumo de energia elétrica da Dinamarca foi suprido por aerogeradores. O governo dinamarquês tem por objetivo atender as demandas por eletricidade no país com 50% de energia elétrica proveniente de aerogeradores até o ano de 2020 e 100% por energias renováveis até o ano de 2050.
225000	O número de turbinas eólicas girando pelo mundo até o final de 2012.
45894	O número de aerogeradores na China até o final do ano de 2011.
3	3-6 meses é o tempo necessário para compensar a energia despendida por um aerogerador na sua produção, operando e reciclando o aerogerador após o período de 20 a 25 anos de vida.
1\$	A quantidade de subsídios dadas para todas as tecnologias de energia renovável, comparativamente aos \$USD 6-7 em subsídios dados às tecnologias de combustíveis fósseis.
41	O número de GW em aerogeradores instalados em 2011, cuja capacidade instalada global passou de 238 GW até o final do ano de 2011.
23640	O número de aerogeradores instalados ao redor do mundo em 2011.
15	As pás de uma turbina eólica rotaciona entre 15 e 20 vezes por minuto.
2.5%	A porcentagem de eletricidade global suprida por aerogeradores.
8-12%	A quantidade de eletricidade global que poderia ser suprida por aerogeradores em 2020.

Tabela F.2: *Curiosidades sobre a energia eólica.*

Número	Descrição
10000	Uma fazenda do estado americano de <i>Iowa</i> que usa um décimo de hectare para a instalação de um aerogerador poderia ganhar cerca de \$USD 10000 por ano, comparado a cerca de \$USD 300 usando a mesma área para plantar milho para a produção de etanol.
7.5	O aerogerador mais potente possui potência de 7.5 MW, cujo rotor da turbina é de 126 metros.
6	Os maiores aerogeradores <i>offshore</i> possuem cerca de 6 MW com um rotor de 126 metros - maior que um campo de futebol.
150	A maior turbina no mundo é a <i>Alstom Haliade</i> 6 MW com um rotor de 150.8 metros de diâmetro.
102	A quantidade de MW do primeiro projeto de aerogeradores <i>offshore</i> fora da Europa - o projeto <i>offshore Shanghai Donghai Bridge</i> .
89%	O número de cidadãos europeus que são a favor da energia eólica, de acordo com uma votação em 2011.
2	Uma fazenda eólica de 10 MW pode facilmente ser construída em dois meses. Uma fazenda maior, de 50 MW, pode ser construída em seis meses.
240000	O número de pessoas empregadas pela indústria eólica nos Estados Unidos da América em 2011. Corresponde a um aumento de 30% de 2007 a 2010, apesar do desemprego subir 9.6%.
520000	A quantidade que se estima de pessoas empregadas no setor de energia eólica em 2020 nos Estados Unidos da América. Até 2030, serão 794079, com 62% dos empregos no setor <i>offshore</i> .
670000	O número de pessoas empregadas no mundo pela indústria eólica em 2011.
583	O número de MW referente aos aerogeradores instalados no Brasil em 2011 - o Brasil tornou-se um líder no mercado de energia eólica da América do Sul, aumentando a sua capacidade em cerca de 90% de 2010 para 2011, correspondente a um total de 1500 MW.
7	O número de bases para construção de parques eólicos na China aguardando por um total de 10 GW: <i>Inner Mongolia East, Inner Mongolia West, HeBei, Jiangsu, Jilin, Ganxu, XinJiang</i> .
446000000000	O número de KWh de energia elétrica produzida no mundo em 2011 por aerogeradores.
84	Em 2010, 84 GW de energia eólica na Europa, evitaram a emissão de 126 milhões de toneladas de CO_2 , equivalente a retirar 30% dos automóveis das ruas (64 milhões de veículos).
17	Parques eólicos geram entre 17 e 39 vezes mais potência do que consomem, comparados a 16 vezes para plantas de energia nuclear e 11 vezes para plantas de carvão.
5700000000	A Europa exportou 5.7 bilhões de euros relativos à indústria eólica em produtos e serviços no ano de 2011.

Referências Bibliográficas

- Abad et al. (2011)** G. Abad, J. López, M. A. Rodríguez, L. Marroyo e G. Iwanski. *Doubly Fed Induction Machine*. IEEE Press, 1 ed. 2011. Citado na pág. 13, 54, 61
- ABEEólica (2014a)** ABEEólica. Brasil contabiliza 21,2 bilhões de reais em investimentos em energia eólica, 2014a. URL <http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/noticias/>. Último acesso em: 06/01/2014. Citado na pág. 8
- ABEEólica (2014b)** ABEEólica. Portal abeeólica, 2014b. URL <http://www.portalabeeolica.org.br/>. Último acesso em: 28/02/2014. Citado na pág. 8
- ABEEólica (2014c)** ABEEólica. Associados, 2014c. URL <http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/associados.html>. Último acesso em: 28/02/2014. Citado na pág. 7
- Ackermann (2005)** T. Ackermann, editor. *Wind power in power systems*. John Wiley & Sons, Ltd, 1 ed. 2005. Citado na pág. 3, 13, 14, 15, 19, 20, 21, 43, 53, 54, 55, 57, 60, 61, 68, 87, 88, 90, 92, 94, 99, 100, 103, 151
- Akhmatov (2003)** V. Akhmatov. *Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power*. Tese de Doutorado, Technical University of Denmark, Lyngby, 2003. Citado na pág. 14, 53, 56, 67, 88, 92, 94, 102, 103, 104
- Almeida (2010)** B. de Almeida. *Modelagem do motor de indução em estudos de estabilidade de tensão*. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2010. Citado na pág. 49
- Anderson e Bose (1983)** P. M. Anderson e A. Bose. Stability simulation of wind turbine systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. v. PAS-102, n. 12, p. 3791-3795, dez, 1983. Citado na pág. 14
- ANEEL (2008)** ANEEL. *Atlas de energia elétrica do Brasil*. Agência Nacional de Energia Elétrica, 3 ed., 2008. URL <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>. Citado na pág. 6
- ANEEL (2014)** ANEEL. Banco de informações de geração, 2014. URL <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Último acesso em: 20/02/2014. Citado na pág. 8
- ANEEL (2012)** ANEEL. *Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional*. Agência Nacional de Energia Elétrica, dez, 2012. Citado na pág. 90
- Athay et al. (1979)** T. Athay, R. Podmore e S. and Virmani. A practical method for the direct analysis of transient stability. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. v. PAS-98, n. 2, p. 573-584, abr, 1979. Citado na pág. 155

- Barbi (1985)** I. Barbi. *Teoria fundamental do motor de indução*. UFSC, 1 ed. 1985. Citado na pág. 28
- Bim (2012)** Edson Bim. *Máquinas Elétricas e Acionamento*. Campus, Elsevier Editora, 2 ed. 2012. Citado na pág. 28
- Bolik (2004)** S. M. Bolik. *Modelling and analysis of variable speed wind turbines with induction generator during grid fault*. Tese de Doutorado, Institute of Energy Technology Aalborg University, Aalborg, 2004. Citado na pág. 23, 57, 58, 59, 88
- Bretas e Alberto (2000)** N. G. Bretas e L. F. C. Alberto. *Estabilidade transitória em sistemas eletroenergéticos*. EESC - USP, 1 ed. 2000. Citado na pág. 97, 138
- Brochu et al. (2011)** J. Brochu, R. Gagnon e C. Larose. Generic equivalent collector system parameters for large wind power plant. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. v. 26, n. 2, p. 542-549, jan, 2011. Citado na pág. 94
- Burton et al. (2011)** T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe e E. Bossanyi. *Wind energy handbook*. John Wiley & Sons, Ltd, 2 ed. 2011. Citado na pág. 1, 3, 13, 14, 20, 21, 22, 55, 68, 88, 89, 92
- Cagnano et al. (2012)** A. Cagnano, M. Dicorato, G. Forte, M. Trovato e E. De Tuglie. Power system stability analysis in the presence of variable speed wind generators. *IEEE Power and Energy Engineering Conference (APPEEC) Asia-Pacific*. p. 1-4, mar, 2012. Citado na pág. 61, 88
- Camm et al. (2009)** E. Camm, M. R. Behnke, O. Bolado, M. Bollen, M. Bradt, C. Brooks, W. Dilling, M. Edds, W. J. Hejdak, D. Houseman, S. Klein, F. Li, Li. J., P. Maibach, T. Nicolai, J. Patiño, S. V. Pasupulati, N. Samaan, S. Saylor, T. Siebert, T. Smith, M. Starke e R. Walling. Characteristics of wind turbine generators for wind power plants. *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PES)*. p. 1-5, jul, 2009. Citado na pág. 58
- Carvalho (2006)** Bismarck Castillo Carvalho. *Desenvolvimento de modelo computacional de sistemas eólicos utilizando geradores síncronos para estudos de desempenho no contexto da qualidade da energia elétrica*. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2006. Citado na pág. 3, 92
- Chi et al. (2006)** Y. Chi, Y. Liu, W. Wang e H. Dai. Voltage stability analysis of wind farm integration into transmission network. *IEEE International Conference on Power System Technology (PowerCon)*. p. 1-7, out, 2006. Citado na pág. 103, 104
- Clark et al. (2010)** K. Clark, N. W. Miller e J. J. Sanchez-Gasca. Modeling of ge wind turbine-generators for grid studies - version 4.5. Relatório técnico, General Electric Company, 2010. URL http://ceee.hust.edu.cn/yuanxm/973/images_1/2012082054141805.pdf. Citado na pág. 69, 75
- Cutsem e Vournas (1998)** T. V. Cutsem e C. Vournas. *Voltage stability of electric power systems*. Kluwer Academic, 1 ed. 1998. Citado na pág. 98
- Dahraie et al. (2012)** M. V. Dahraie, H. R. Najafi e M. Ebadian. Analytical investigation of the effect of wind farm equipped with scig on voltage stability. *IEEE Second Iranian Conference on Renewable Energy and Distributed Generation (ICREDG)*. p. 121-126, mar, 2012. Citado na pág. 103, 104

- Ehrenberg et al. (2001a)** J. Ehrenberg, Andresen B. e Rebsdorf A. Windkraftanlagen für den megawattbereich, digitale steuerung eines doppelt gespeisten asynchrongenerators ohne lagegeber, teil 1. *Magazine Elektronik*. v. 18, p. 60-67, 2001. Citado na pág. 57
- Ehrenberg et al. (2001b)** J. Ehrenberg, Andresen B. e Rebsdorf A. Windkraftanlagen für den megawattbereich, digitale steuerung eines doppelt gespeisten asynchrongenerators ohne lagegeber, teil 2. *Magazine Elektronik*. v. 19, p. 78-87, 2001. Citado na pág. 57
- Eletrobrás (2007)** Eletrobrás. *Regulamentação e incentivos às energias renováveis no Brasil*. VI Encontro Fórum Permanente de Energias Renováveis, mar 2007. Citado na pág. xxv, 6
- Enercon (2014)** Enercon. E126 state of the art, 2014. URL <http://www.enercon.de/en-en/66.htm>. Último acesso em: 02/01/2014. Citado na pág. 2
- Ernst et al. (2007)** B. Ernst, B. Oakleaf, M. L. Ahlstrom, M. Lange, C. Moehrlen, B. Lange, U. Focken e K. Rohrig. Predicting the wind. *IEEE Power & Energy Magazine*. v. 5, p. 78-89, nov, 2007. Citado na pág. 4, 88
- Fitzgerald et al. (2003)** A. E. Fitzgerald, C. K. Jr e S. D. Umans. *Electric machinery*. McGraw-Hill, 6 ed. 2003. Citado na pág. 27
- Franchi (2009)** C. M. Franchi. *Inversores de frequência - teoria e aplicações*. Editora Érica, 2 ed. 2009. Citado na pág. 27
- Gautam et al. (2009)** D. Gautam, V. Vittal e T. Harbour. Impact of increased penetration of dfig based wind turbine generators on transient and small signal stability of power systems. *IEEE Power and Energy Society General Meeting (PES)*. v. 24, n. 3, p. 1426-1434, ago, 2009. Citado na pág. 61
- GE (2009)** General Electric Company GE. *GE 1.5 MW Wind Turbine Series*, 2009. URL <http://geosci.uchicago.edu/~moyer/GEOS24705/Readings/GEA14954C15-MW-Broch.pdf>. Citado na pág. 69
- GE (2010)** General Electric Company GE. *GE 2.5 MW Wind Turbine Series*, 2010. URL http://www.ge-energy.com/content/multimedia/_files/downloads/GEA17007A-Wind25Brochure.pdf. Citado na pág. 69
- Goldwind (2012)** USA Inc Goldwind. *GW 2.5MW PMDD Wind Turbine*. Goldwind USA Inc, 2012. URL http://www.goldwindamerica.com/media/2012/12/Goldwind_25MW_Product_Brochure.pdf. Citado na pág. 66
- GWEC (2013)** GWEC. Wind in numbers, 2013. URL <http://www.gwec.net/global-figures/wind-in-numbers/>. Último acesso em: 19/11/2013. Citado na pág. 173
- H2Now (2007)** Club H2Now. Fuhrländer installs highest wec worldwide, 2007. URL http://www.h2now.net/en/wind_energy/news. Último acesso em: 02/01/2014. Citado na pág. 2
- Heier (1998)** S. Heier. *Grid integration of wind energy conversion systems*. John Wiley & Sons, Ltd, 1 ed. 1998. Citado na pág. 19

- Hou et al. (2010)** H. Hou, L. Lin, T. Wu e Y. Miao. Comparison of transient stability between wind farm based on dfig and traditional power plant in an actual grid. *IEEE Power and Energy Engineering Conference (APPEEC) Asia-Pacific*. p. 1-4, mar, 2010. Citado na pág. 61, 103
- Hughes et al. (2005)** F. M. Hughes, O. Anaya-Lara, N. Jenkins e G. Strbac. Control of dfig-based wind generation for power network support. *IEEE Transactions on Power Systems*. v. 20, n. 4, p. 1958-1966, nov, 2005. Citado na pág. 61, 99
- IEA (2010)** IEA. *World energy outlook*. International Energy Agency, 2010. Citado na pág. xxv, 4, 5, 88
- IEEE (2011a)** Ad Hoc Task Force on Wind Generation Model Validation of the IEEE PES Working Group on Dynamic Performance of Wind Power Generation of the IEEE PES Power System Stability Controls Subcommittee of the IEEE PES Power System Dynamic Performance Committee IEEE. Model validation for wind turbine generator models. *IEEE Transactions on Power Systems*. v. 26, n. 3, p. 1769-1782, ago, 2011. Citado na pág. 70, 80
- IEEE (2013)** PES PSDPC SCS IEEE. Home page of the ieee pes psdpc scs task force on benchmark systems for stability controls, 2013. URL <http://www.sel.eesc.usp.br/ieee/>. Último acesso em: 10/12/2013. Citado na pág. xxviii, 131, 132, 155, 157
- IEEE (2011b)** Working Group Joint Report of WECC Working Group on Dynamic Performance of Wind Power Generation e IEEE Working Group on Dynamic Performance of Wind Power Generation of the IEEE PES Power Stability Controls Subcommittee of the IEEE PES Power System Dynamic Performance Committee IEEE. Description and technical specifications for generic wtg models a status report. *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*. p. 1-8, mar, 2011. Citado na pág. 68, 70
- IEEE/CIGRE (2004)** Joint Task Force Stability Terms Definitions IEEE/CIGRE. Definition and classification of power system stability. *IEEE Transactions on Power Systems*. v. 19, n. 2, p. 1387-1401, mai, 2004. Citado na pág. 97
- Industries (2003)** Mitsubishi Heavy Industries. Mitsubishi wind turbine generator mwt1000a. Mitsubishi Heavy Industries, 2003. URL <http://www.jnepower.ca/pdf/mwt1000a.pdf>. Citado na pág. 69
- Jervell (2008)** J. T. Jervell. Estudo da influência das características do vento no desempenho de aerogeradores. Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2008. Citado na pág. 19
- Johnson (2006)** G. L. Johnson. *Wind energy systems*. Electronic Edition. 2006. Citado na pág. 4, 14
- Kazachkov (2011)** Y. Kazachkov. *PSS/E wind and solar models*. Siemens PTI, 2011. Citado na pág. 69
- Kazachkov et al. (2009)** Y. Kazachkov, P.-K. Keung e J. Senthil. Generic wind models for pss/e stability simulation. *Power Technology - Siemens PTI*. v. 103, p. 1-6, 2009. Citado na pág. 68, 69, 70, 107

- Knight (2010)** Sara Knight. Enercon installs 7.5mw turbine in austria expansion, 2010. URL <http://www.windpowermonthly.com/article/1037438/enercon-installs-75mw-turbine-austria-expansion>. Último acesso em: 02/01/2014. Citado na pág. 2
- Kosow (1982)** I. L. Kosow. *Máquinas elétricas e transformadores*. Editora Globo, 4 ed. 1982. Citado na pág. 27
- Krause et al. (1994)** P. C. Krause, O. Wasynczuc e S. D. Sudhoff. *Analysis of electric machinery*. IEEE Press, 2 ed. 1994. Citado na pág. 27, 28, 40, 47
- Kundur (1994)** P. Kundur. *Power system stability and control*. McGraw-Hill. 1994. Citado na pág. 97, 131
- Li e Chen (2008)** H. Li e Z. Chen. Overview of different wind generator systems and their comparisons. *IET Renewable Power Generation*. v. 2, n. 2, p. 123-138, 2008. Citado na pág. 53, 54, 61, 66, 68
- Lin et al. (2010)** C. Lin, M. Tamayo e J. N. Jiang. An analysis of transient characteristics of interconnected wind power generation system with dfig. *IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET)*. p. 1-6, dez, 2010. Citado na pág. 4, 88
- Livermore et al. (2010)** L. Livermore, J. Liang e J. Ekanayake. Mtdc vsc technology and its applications for wind power. *45th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. p. 1-6, set, 2010. Citado na pág. 89
- Machado et al. (2012)** F. F. Machado, A. V. de A. Macêdo e Mota. Análise dinâmica comparativa de um sistema regional com geração eólica. *XIX Congresso Brasileiro de Automática*. p. 4791-4798, 2012. Citado na pág. 97
- McPherson e Laramore (1990)** G. McPherson e R. D. Laramore. *An introduction to electrical machines and transformers*. John Wiley & Sons, Ltd, 2 ed. 1990. Citado na pág. 27, 100, 102
- MME (2007)** MME. *Plano Nacional de Energia 2030*. Ministério de Minas e Energia - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, 2007. Citado na pág. 7
- MME (2009)** MME. *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia*. Ministério de Minas e Energia - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, jan, 2009. Citado na pág. 7
- Muljadi (2011)** E. Muljadi. *Wind power generation power flow modelling*. National Renewable Energy Laboratory NREL, 2011. Citado na pág. 107
- Muljadi e Ellis (2010)** E. Muljadi e A. Ellis. Final project report wecc wind generator development. Relatório técnico, National Renewable Energy Laboratory, 2010. Citado na pág. xxvi, 95
- Muljadi e Ellis (2009)** E. Muljadi e A. Ellis. *Wind modeling update*. WECC Modeling and Validation Work Group - Wind Generator Modeling Group, 2009. Citado na pág. 81, 95, 107, 153

- Muljadi et al. (2006)** E. Muljadi, C. P. Butterfield, A. Ellis, J. Mechenbier, J. Hochheimer, R. Young, N. Miller, R. Delmerico, R. Zavadil e J. C. Smith. Equivalencing the collector system of a large wind power plant. *National Renewable Energy Laboratory NREL*. p. 1-9, 2006. Citado na pág. [94](#)
- Muljadi et al. (2008)** E. Muljadi, S. Pasupulati, A. Ellis e D. Kostrov. Method of equivalencing for a large wind power plant with multiple turbine representation. *National Renewable Energy Laboratory NREL*. p. 1-9, 2008. Citado na pág. [94](#)
- Muljadi et al. (2009)** E. Muljadi, T. B. Nguyen e M. A. Pai. Transient stability of the grid with a wind power plant. *Power Systems Conference and Exposition*. p. 1-7, 2009. Citado na pág. [103](#)
- Muñoz e Cañizares (2011)** J. C. Muñoz e A. Cañizares. Comparative stability analysis of dfig-based wind farms and conventional synchronous generators. *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition (PSCE)*. p. 1-7, mar, 2011. Citado na pág. [61](#)
- Muyeen et al. (2007)** S. M. Muyeen, M. H. Ali, R. Takahashi, T. Murata, J. Tamura, Y. Tomaki, A. Sakahara e E. Sasano. Comparative study on transient stability analysis of wind turbine generator system using different drive train models. *IET Renewable Power Generation*. v. 1, n. 2, p. 131-141, jun, 2007. Citado na pág. [23](#)
- Muyeen et al. (2009)** S. M. Muyeen, J. Tamura e T. Murata. *Stability augmentation of a grid-connected wind farm*. Springer. 2009. Citado na pág. [22](#)
- Nunes (2011)** R. S. A. Nunes. *Estudo de estabilidade em sistemas elétricos de potência na presença de máquinas assíncronas*. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2011. Citado na pág. [100](#)
- Oliveira et al. (2012)** R. V. Oliveira, R. Zamodski e M. A. Cardoso. Malha de controle suplementar para atenuar os efeitos das variações estocásticas do vento em unidades eólicas de geração baseadas em gerador de indução duplamente alimentado. *XIX Congresso Brasileiro de Automática*. p. 3001-3008, 2012. Citado na pág. [4](#)
- ONS (2012)** ONS. *Plano da Operação Energética 2012/2016*. Operador Nacional do Sistema Elétrico, set, 2012. Citado na pág. [7](#)
- ONS (2010)** ONS. *Procedimentos de Rede*. Operador Nacional do Sistema, 2010. Citado na pág. [90](#), [91](#), [92](#)
- Ouyang et al. (2012)** H. Ouyang, P. Li, L. Zhu, Y. Hao, C. Xu e C. He. Impact of large-scale wind power integration on power system transient stability. *IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*. p. 1-6, mai, 2012. Citado na pág. [103](#)
- Perdana (2006)** A. Perdana. *Wind turbine models for power system stability studies*. Trabalho de Conclusão de Curso, Chalmers University of Technology, Göteborg, 2008. Citado na pág. [26](#), [53](#)
- Perdana (2008)** A. Perdana. *Dynamic models of wind turbines - a contribution towards the establishment of standardized models of wind turbines for power system stability studies*. Tese de Doutorado, Chalmers University of Technology, Göteborg, 2008. Citado na pág. [22](#), [29](#), [60](#), [61](#), [67](#)

- Pereira (2007)** D. O. F. Pereira. Análise da estabilidade de sistemas de geração eólica com aerogeradores de indução com rotor de gaiola de esquilo. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007. Citado na pág. 22
- Pinto (2013)** M. de O. Pinto. *Fundamentos de energia eólica*. LTC, 1 ed. 2013. Citado na pág. 1, 3, 13, 53, 54, 56, 66, 68, 89, 90, 91, 92, 94
- Pourbeik (2013)** P. Pourbeik. Wecc type 4 wind turbine generator model phase ii. Relatório técnico, Electric Power Research Institute. Citado na pág. 81
- Price e Sanchez-Gasca (2006)** W. W. Price e J. J. Sanchez-Gasca. Simplified wind turbine generator aerodynamic models for transient stability studies. *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition (PSCE)*. p. 986-992, nov, 2006. Citado na pág. 76
- Reginatto (2006)** R. Reginatto. Modelagem do motor de indução. Relatório técnico, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2006. Citado na pág. 28, 49
- Reginatto (2011)** R. Reginatto. Modelagem do gerador de indução em componentes simétricas. Relatório técnico, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, 2011. Citado na pág. 28
- Roy et al. (2012)** N. K. Roy, H. R. Pota, M. J. Hossain e D. Cornforth. Impact of scig and dfig type wind turbine on the stability of distribution networks: static and dynamic aspects. *11th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*. v. PAS-102, n. 12, p. 543-548, mai, 2012. Citado na pág. 104
- Salles (2009)** M. B. de C. Salles. *Modelagem e análises de geradores eólicos de velocidade variável conectados em sistemas de energia elétrica*. Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009. Citado na pág. 3, 18, 53, 59, 61, 67, 101
- Samuelsson e Lindahl (2005)** O. Samuelsson e S. Lindahl. On speed stability. *IEEE Transactions on Power Systems*. v. 20, n. 2, p. 1179-1180, mai, 2005. Citado na pág. 99, 102
- Schegner e La Seta (2004)** P. Schegner e P. La Seta. Stability of asynchronous wind generators using lyapunov's direct method. *Bulk Power System Dynamics and Control VI*. p. 144-150, ago, 2004. Citado na pág. 25
- Schubert (2012)** G. Schubert. Modeling hourly electricity generation from pv and wind plants in europe. *9th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. p. 1-7, mai, 2012. Citado na pág. 4, 88
- Siemens (2010)** Siemens. *PSS/E 32.0.5 Online Documentation*. Siemens Power Technologies International PTI, out 2010. Citado na pág. 68, 70, 81, 104, 163
- Siemens (2011)** Siemens. Siemens 6.0 mw offshore wind turbine, 2011. Citado na pág. 2
- Singh e Santoso (2011)** M. Singh e S. Santoso. Dynamic models for wind turbines and wind power plants. Relatório técnico, National Renewable Energy Laboratory NREL, 2011. Citado na pág. 23, 58, 61
- Slootweg et al. (2003)** J. G. Slootweg, W. H. Haan, H. Polinder e W. L. Kling. General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations. *IEEE Transactions on Power Systems*. v. 18, n. 1, p. 144-151, fev, 2003. Citado na pág. 19

- Slootweg (2003)** Johannes Gerlof Slootweg. *Wind power modelling and impact on power system dynamics*. Tese de Doutorado, Technische Universiteit Delft, Delft, 2003. Citado na pág. 14, 19, 43, 49, 51, 53, 66, 67, 87, 88, 89, 97, 99, 100, 102, 103
- SOSTenible (2013)** Colombia SOSTenible. Como es el molino de viento más grande del mundo?, 2013. URL <http://colombiasostenible.co/994/como-es-el-molino-de-viento-mas-grande-del-mundo/>. Último acesso em: 02/01/2014. Citado na pág. xxv, 2
- Stevenson (1986)** Jr. William D. Stevenson. *Elementos de análise de sistemas de potência*. McGraw-Hill, 2 ed. 1986. Citado na pág. 87
- Systems (2006)** Vestas Wind Systems. *V80-1.8 MW Versatile megawattage*. Vestas Wind Systems, 2006. URL http://pse.com/aboutpse/EnergySupply/Documents/VESTas_V80_18_US.77377.pdf. Citado na pág. 69
- Systems (2003)** Vestas Wind Systems. *V80-1.8 MW Pitch regulated wind turbine with OptiSlip and OptiTip*. Vestas Wind Systems, 2003. URL <http://www.nrg-systems.hu/dok/V80%201,8%20MW%20EN.pdf>. Citado na pág. 57
- Systems (2012)** Vestas Wind Systems. *V90-1.8 MW V90-2.0 MW built on experience*. Vestas Wind Systems, 2012. URL http://www.vestas.com/files%2Ffiler%2Fen%2Fbrochures%2Fproductbrochurev90_8_2_0_uk.pdf. Citado na pág. 57, 61
- Systems (2013)** Vestas Wind Systems. Offshore v-164-8.0 mw v112-3.3 mw, 2013. URL http://www.vestas.com/en/products_and_services/offshore#!v112-30-mw-offshore. Citado na pág. 3
- Systems (2008)** Vestas Wind Systems. *V80-2.0 MW Versatile megawattage*. Vestas Wind Systems, 2008. URL <http://pdf.directindustry.com/pdf/vestas/v80-20-mw-brochure/20680-53605.html>. Citado na pág. 57
- Systems (2014)** Vestas Wind Systems. Videos, 2014. URL <http://www.vestas.com/en/media/videos>. Último acesso em: 02/01/2014. Citado na pág. xxv, 3
- Systems et al. (2014)** Vestas Wind Systems, J. Ehrenberg, Andresen B. e Rebsdorf A. Digitally controlled wind turbines in megawatt size with doubly-fed induction generator without position sensor, 2014. URL http://control-design.de/home_eng/Applications/Windenergy/body_windenergy.html. Último acesso em: 15/01/2014. Citado na pág. 61
- Theodoro (2013)** E. A. R. Theodoro. *Contribuição à análise de estabilidade transitória, em duas escalas de tempo, de sistemas elétricos de potência via métodos diretos*. Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013. Citado na pág. xxvi, 98
- Theodoro (2010)** E. A. R. Theodoro. Desenvolvimento de uma ferramenta computacional para análise de segurança dinâmica, no contexto da estabilidade transitória, de sistemas elétricos de potência via métodos diretos. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2010. Citado na pág. 101, 159
- Thiringer e Luomi (2001)** T. Thiringer e J. Luomi. Comparison of reduced-order dynamic models of induction machines. *IEEE Transactions on Power Systems*. v. 16, n. 1, p. 119-126, dez, 2001. Citado na pág. 29

- Tsourakis et al. (2009)** G. Tsourakis, B. M. Nomikos e C. D. Vournas. Contribution of doubly fed wind generators to oscillation damping. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. v. 24, n. 3, p. 783-791, dez, 2009. Citado na pág. 56
- Ueda et al. (2003)** Y. Ueda, H. Itaka e K. Inoue. Mitsubishi new wind turbines mwt-1000a & mwt-s2000. *Mitsubishi Heavy Industries*, (4). URL http://www.mhi.co.jp/en/products/pdf/vol40_no4.pdf. v. 40, n. 12, p. 1-5, ago, 2003. Citado na pág. 54
- UVIG et al. (2013)** Utility Variable Generation Integration Group UVIG, engineering EnerNex Electric power research, consulting, Sandia National Laboratories, Electrical Power Research Institute EPRI e National Renewable Energy Laboratory NREL. Uvig, 2013. URL http://wiki.variablegen.org/index.php/Main_Page. Último acesso em: 02/01/2014. Citado na pág. xxvi, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 163
- Vieira et al. (2005)** J. P. A. Vieira, R. G. Barros, M. V. A. Nunes, U. H. Bezerra e T. M. M. Branco. Avaliação da estabilidade transitória de aerogeradores assíncronos interligados à rede elétrica. *Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica*. p. 553-560, 2005. Citado na pág. 103
- Vinha (2009)** Vinha. Utilização do transformador de frequência variável na interligação de sistemas elétricos. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009. Citado na pág. 28
- Wang et al. (2012)** S. Wang, J. Liang e J. Ekanayake. Optimised topology design and comparison for offshore transmission. *47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. p. 1-6, set, 2012. Citado na pág. 89
- WECC (2010)** Renewable Energy Modeling Task Force WECC. *WECC wind power plant dynamic modeling guide*. Western Electricity Coordinating Council, 2010. Citado na pág. xxix, 70, 78, 80, 107, 163, 168
- WECC (2014a)** Western Electricity Coordinating Council WECC. Modeling and validation work group, 2014a. URL <http://www.wecc.biz/committees/StandingCommittees/PCC/TSS/MVWG>. Último acesso em: 02/01/2014. Citado na pág. 68
- WECC (2014b)** Western Electricity Coordinating Council WECC. Renewable energy modeling tf, 2014b. URL <http://www.wecc.biz/committees/StandingCommittees/PCC/TSS/MVWG/REMTF>. Último acesso em: 02/01/2014. Citado na pág. 68
- WGMG (2009)** Model Validation Work Group WGMG. *Wind power plant modelling dynamic model data*. National Renewable Energy Laboratory, 2009. Citado na pág. 78
- WGMG (2008)** Wind Generator Modeling Group WGMG. *WECC wind power plant power flow modeling guide*. Western Electricity Coordinating Council, 2008. Citado na pág. 107
- Zanchettin (2012)** M. G. Zanchettin. Análise da inserção de geração eólica com aerogeradores de indução. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu, 2012. Citado na pág. 90, 92
- Zanchettin e Reginatto (2013)** M. G. Zanchettin e R. Reginatto. Grid integration limits for fixed speed wind turbines with induction generators. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*. v. 24, p. 873-884, dez, 2013. Citado na pág. 94