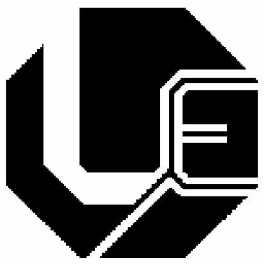
UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA



TESE DE DOUTORADO

MODELAGEM E ANÁLISE DE DESEMPENHO DINÂMICO DE COMPLEXOS ELÉTRICOS CONTENDO CENTRAIS EÓLICAS DOTADAS DE GERADORES SÍNCRONOS

ADEON CECILIO PINTO

MARÇO
2007

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MODELAGEM E ANÁLISE DE DESEMPENHO DINÂMICO DE COMPLEXOS ELÉTRICOS CONTENDO CENTRAIS EÓLICAS DOTADAS DE GERADORES SÍNCRONOS

Tese de Doutorado apresentada à Universidade Federal de Uberlândia, por **Adeon Cecilio Pinto**, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Doutor em Ciências, aprovada em 30 de março de 2007.

Banca examinadora:

Geraldo Caixeta Guimarães, PhD (UFU) – Orientador
José Carlos de Oliveira, PhD (UFU) – Co-Orientador
José Carlos de Melo Vieira Júnior, Dr (UNICAMP)
Washington Luiz Araújo Neves, PhD (UFCG)
Adélio José de Moraes, Dr (UFU)

Uberlândia, 30 de Março de 2007

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

P659m Pinto, Adeon Cecilio, 1974 -
Modelagem e análise de desempenho dinâmico de complexos elétricos contendo centrais eólicas dotadas de geradores síncronos / Adeon Cecilio Pinto. - 2007.

229 f. : il.
Orientador: Geraldo Caixeta Guimarães.
Co-orientador: José Carlos de Oliveira.

Tese (doutorado) – Universidade Federal de Uberlândia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.
Inclui bibliografia.

1. Energia - Fontes alternativas - Teses. 2. Força eólica - Teses. I. Guimarães, Geraldo Caixeta. II. Oliveira, José Carlos de. III. Universidade Federal de Uberlândia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU: 620.9

Elaborado pelo Sistema de Bibliotecas da UFU / Setor de Catalogação e Classificação

MODELAGEM E ANÁLISE DE DESEMPENHO DINÂMICO DE COMPLEXOS ELÉTRICOS CONTENDO CENTRAIS EÓLICAS DOTADAS DE GERADORES SÍNCRONOS

ADEON CECILIO PINTO

Tese de Doutorado apresentada à Universidade Federal de Uberlândia, por **Adeon Cecilio Pinto**, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Doutor em Ciências.

Prof. Geraldo Caixeta Guimarães, PhD.	Prof. Darizon Alves de Andrade, PhD.
Orientador	Coordenador do Curso de Pós-Graduação

Dedico este trabalho aos meus pais, Sebastião (*in memorian*) e Laida, as minhas filhas Natália e Larissa, e aos meus irmãos Claudemar, Sônia, Sebastião Filho e Sonilda pela compreensão e carinho, essenciais para desenvolvimento desta tese.

O Senhor é meu pastor, nada me faltará.
Em verdes prados ele me faz repousar.
Conduz-me junto às águas refrescantes,
restaura as forças de minha alma.
Pelos caminhos retos ele me leva,
por amor do seu nome.
Ainda que eu atravesse o vale escuro,
nada temerei, pois estais comigo.
Vosso bordão e vosso báculo
são o meu amparo. (Sl 23, 1-4)

AGRADECIMENTOS

Acima de tudo à Deus, por ter me dado força e coragem em todos os momentos da minha vida, principalmente nas horas em que mais precisei.

Ao professor Geraldo Caixeta Guimarães meu agradecimento pela orientação, apoio e confiança depositada, imprescindíveis para que os objetivos fossem alcançados e este trabalho realizado.

Ao professor José Carlos de Oliveira pela sua participação ativa como co-orientador ao longo de todas as etapas desta tese.

Ao estimado amigo e companheiro de trabalho professor Bismarck Castillo Carvalho pelo inestimável auxílio na elaboração deste trabalho.

Aos professores Adélio José de Moraes e Carlos Henrique Salerno, membros participativos do grupo de trabalho, pelas contribuições durante o desenvolvimento desta tese.

Aos amigos do grupo de Qualidade, Ana Claudia, Fernando Belchior, Paulo Henrique, João César e Carlos E. Tavares pelo apoio fornecido durante o desenvolvimento deste trabalho.

Aos amigos do grupo de Dinâmica, André Roger, Elise, Jordana e Rodrigo Rimoldi pela amizade e constante incentivo.

Ao amigo e companheiro de todos os momentos Alexandre Mateus Coutinho pela agradável convivência durante esta jornada.

À Marli, pelos esclarecimentos, presteza e amizade, e da mesma forma à Marcília, Kátia e José Maria.

À Furnas Centras Elétricas, na pessoa da Zélia da Silva Vitório.

Aos demais amigos e funcionários da faculdade.

Ao CNPq pelo apoio financeiro.

RESUMO

Pinto, A. C., Modelagem e Análise de Desempenho Dinâmico de Complexos Elétricos Contendo Centrais Eólicas Dotadas de Geradores Síncronos, FEELT-UFU, Uberlândia, 2007, 208p.

Novos recursos de geração, com baixos custos de implantação e operação e que provoquem o mínimo impacto possível ao meio ambiente, indiscutivelmente são focos de atenção de todos os segmentos da sociedade. Nessa direção, as fontes alternativas ou renováveis de energia, em particular o vento, seguramente é a que tem tido uma significativa penetração na composição da matriz energética de diversos países do mundo. Neste sentido, a energia eólica vem assumindo um papel cada vez mais significativo no Brasil, em conseqüência de ações diretivas estabelecidas do incentivo estabelecido pela política governamental intitulada "Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA". Salienta-se, que o expressivo crescimento verificado no mundo todo na utilização de sistemas de conversão de energia eólica (WECS - *Wind Energy Conversion System*) para a produção de eletricidade, foi devido, fundamentalmente, ao avanço tecnológico ocorrido na eletrônica de potência, juntamente com a escassez de combustíveis fósseis. Todavia, o desenvolvimento de técnicas de controle mais eficientes, a exemplo da teoria vetorial, também tem contribuído para uma maior competitividade dos sistemas acionados pelo vento, comparativamente aos tradicionais sistemas hídricos e térmicos. O desenvolvimento mencionado permitiu o projeto de novos sistemas de conversão de energia eólica, adequados ao controle dos fluxos de potências ativa e reativa, flexibilizando, dessa forma, a conexão dos mesmos às redes elétricas. É nesse contexto que se enquadra a presente tese, ou seja, esta se dedica à realização de estudos com uma das topologias de WECS atualmente disponíveis e com tendência acentuada de crescimento no mundo todo. Trata a mesma, de apresentar a modelagem completa de um sistema de conversão de energia eólica, a velocidade variável, de eixo horizontal, com controle do ângulo de passo (*pitch control*) das pás para a limitação da potência aerodinâmica. A topologia adotada emprega um gerador síncrono multipólos, sendo esta predominante no Brasil até o presente. A modelagem e implementação realizadas são iniciadas pela fonte primária, o vento, perpassando pelos demais componentes eletromecânicos e eletrônicos, até atingir, finalmente, a conexão com a rede elétrica. Especial atenção é dada ao sistema de controle, fundamentado na teoria vetorial, que propicia o ajuste do fluxo da potência ativa pela potência aerodinâmica suprida, e da potência reativa em função da tensão no ponto de acoplamento comum. Diversos estudos computacionais são realizados para aferir as potencialidades da ferramenta computacional desenvolvida. Neste sentido, são apresentadas investigações do comportamento dinâmico de um sistema elétrico de potência com conexão de parque eólico, tanto em condições de operação normal e como também quando submetido a contingências do tipo curto-circuito.

Palavras-chave
Dinâmica de sistemas elétricos, energia eólica, gerador síncrono, modelagem, turbina eólica a velocidade variável.

ABSTRACT

Pinto, A. C., Modeling and Dynamic Performance Analysis of Electric Power Systems Containing Wind Installations Equipped with Synchronous Generators, FEELT-UFU, Uberlândia, 2007, 208p.

New generation resources, with low implantation and operation costs and that provoke the minimum possible impact to the environment, are undoubtedly focuses of attention to all the segments of the society. From this common sense, the alternative or renewable sources of energy, and particularly the wind, have certainly had a significant penetration in the composition of the energetic matrix of several countries in the world. Similarly, in Brazil, the wind energy is playing a more and more significant role as a consequence of directing established by the government policy called Program for Incentive of Alternative Electrical Energy Sources – PROINFA. It can be pointed out that the expressive growth verified in the whole word for the use of Wind Energy Conversion System (WECS) to produce electricity was fundamentally due to the technological progress in power electronics together with the shortage of fossil fuels. However, the development of more efficient control techniques, as for instance the vector theory, has also contributed to a greater competitiveness of systems driven by the wind, when compared to traditional hydro and thermal systems. Such development allowed the design of new wind energy conversion systems, appropriate to control the active and reactive power flows, Therefore, making flexible their connection to the electric power grid. Within this context, this thesis was proposed which is turned to accomplish studies with one of the WECS topologies presently available and with strong growth trend worldwide. It aims to present the complete modeling of a wind energy conversion system, with variable speed, horizontal axis, with pitch control of blades to restrict the aerodynamic power. The adopted topology employs a multipole synchronous generator which is the predominant in Brazil until now. The mathematical and computer modeling are initiated at the primary source, the wind, going through the other electromechanical and electronic components, until, finally, reaching the connection with the electric grid. Special attention is given to the control system, based on the referred vector theory which propitiates the adjustment of the active power flow by the aerodynamic power, and the reactive power as function of the voltage at point of common coupling. Several simulations are accomplished to evaluate the potentialities of the developed software package. In this sense, investigations of the dynamic behavior of an electric power system including a wind park are presented for the normal operation condition as well as after short-circuit type contingencies.

Keywords
Power system dynamics, wind energy, synchronous generator, modeling, variable speed wind turbine.

SUMÁRIO

Capítulo I - Introdução Geral **1**

1.1 Considerações Iniciais 1

1.2 Contextualização do Tema 3

1.3 O Estado da Arte 7

1.3.1 Unidades Eólicas a Velocidade Fixa 7

1.3.2 Unidades Eólicas a Velocidade Variável 8

1.3.3 Unidades Eólicas a Geradores Síncronos 13

1.3.4 Normas e Recomendações 14

1.4 As Contribuições desta Tese 15

1.5 A Estrutura da Tese 16

Capítulo II - Princípios Gerais e Arranjos Típicos dos WECS **19**

2.1 Considerações Iniciais 19

2.2 Aspectos Sócio-Econômicos e Ambientais Envolvidos em Aproveitamentos Eólicos 20

2.3 Geração dos Ventos 23

2.3.1 Estrutura do Vento 25

2.4 Cálculos Energéticos: Energia e Potência Extraídas do Vento 28

2.5 Razão de Velocidade na Pá 30

2.6 Características Elétricas do Aerogerador 33

2.7 Principais Componentes de um Sistema de Conversão Eólico 34

2.7.1 Rotor 35

2.7.2 Cabine ou "*Nacelle*" 39

2.7.3 Torre 41

2.8 Principais Conceitos sobre Turbinas Eólicas 42

2.9 Sistemas de Controle de Potência 44

2.9.1 Entrada em Perda Aerodinâmica – *Stall* 45

2.9.2 Variação do Ângulo de Passo – *Pitch Control* 47

2.9.3 Análise Comparativa dos Métodos para Controle da Potência 49

2.10 Principais Topologias para os Sistemas de Conversão Eólicos 51

2.10.1 Sistemas de Conversão Eólica a Velocidade Fixa 51
2.10.2 Sistemas de Conversão Eólica a Velocidade Variável 54
2.10.2.1 Sistema de Conversão Eólica a Velocidade Variável Dotado de Gerador de Indução 56
a) Sistema Dotado de Gerador de Indução de Dupla Alimentação Conectado à Rede Elétrica através de um Conversor de Freqüência 56
b) Sistema Dotado de Gerador de Indução com Rotor Bobinado Conectado à Rede Elétrica através de um Dispositivo para Partida Suave (*Soft Starter*) 57
2.10.2.2 Sistema de Conversão Eólica a Velocidade Variável Dotado de Gerador Síncrono 58
2.11 Comparação entre as Topologias de WECS a Velocidade Variável 60
2.12 Interação de WECS com a Rede Elétrica 62
2.13 Considerações Finais 66

Capítulo III - Modelagem Matemática e Implementação Computacional do WECS 68

3.1 Considerações Iniciais 68
3.2 Sistema de Conversão Eólica Foco das Investigações 69
3.2.1 Modelagem do Vento 69
3.2.2 Modelagem do Rotor 72
3.2.3 Modelagem do Gerador Síncrono Multipólos 75
3.2.4 Modelagem do Conversor de Freqüência e Controle e Respectiva Malha de Controle 83
a) Lógica de Controle 85
b) Controle Vetorial 88
c) Pulsos de Disparo do Inversor 90
3.2.5 Modelagem do Transformador Elevador 93
3.2.6 Modelagem da Concessionária de Energia 96
3.3 Implementação Computacional 97
3.3.1 Plataforma Computacional Utilizada - O Simulador "SABER" 97
3.3.2 Implementação Computacional do WECS 98

3.3.2.1 Unidade de Potência 99
3.3.2.2 Unidade de Medição 100
3.3.2.3 Unidade de Controle 105
3.3.2.4 Unidade de Distribuição de Pulsos 107
3.4 Considerações Finais 108

Capítulo IV - Estudos Computacionais com o WECS 110
4.1 Considerações Iniciais 110
4.2 Sistema Elétrico Utilizado 111
4.3 Características Elétricas e/ou Mecânicas do Sistema Investigado 112
4.4 Casos Estudados 116
4.4.1 Caso 1: Sistema sob Condições Normais de Operação sem Parque Eólico 118
4.4.2 Caso 2: Sistema sob Condições Normais, com a Presença do Parque Eólico e Vento sem Turbulências 122
4.4.3 Caso 3: Sistema sob Condições Normais, com a Presença do Parque Eólico e Vento com Turbulências 133
4.4.4 Caso 4: Sistema Submetido a um Curto-Circuito Trifásico com Duração de 200 ms, com a Presença do Parque Eólico e Vento com Turbulências 145
4.4.5 Caso 5: Sistema Submetido à Perda de Carga, com a Presença do Parque Eólico e Vento com Turbulências 158
4.4.6 Caso 6: Sistema Submetido à Perda de Geração, com a Presença do Parque Eólico e Vento com Turbulências 169
4.4.7 Caso 7: Sistema Operando sob Condições normais, com a Presença do Parque Eólico e Vento com uma Elevada Turbulência do Tipo Rampa 180
4.5 Síntese dos Resultados 184
4.6 Considerações Finais 189

Capítulo V – Conclusões Finais 190

Referências Bibliográficas 194

LISTA DE FIGURAS

Capítulo II – Princípios Gerais e Arranjos Típicos dos WECS

Figura 2.1 – Formação dos ventos 24
Figura 2.2 – Escoamento na zona envolvente de um obstáculo 26
Figura 2.3 – Ilustração do fenômeno de sombreamento de torre 27
Figura 2.4 – Efeito de esteira 27
Figura 2.5 – Fluxo de uma massa de ar com velocidade v através da seção transversal A de um tubo (correspondente ao diâmetro do rotor de uma turbina eólica) 29
Figura 2.6 – Coeficiente de potência de uma turbina eólica (C_p) em função da razão de velocidade na pá (λ) 32
Figura 2.7 – Característica de desempenho de uma turbina eólica de 660 kW 34
Figura 2.8 – Ilustração de um sistema de aproveitamento eólico 35
Figura 2.9 – Evolução das dimensões e potências de turbinas eólicas 36
Figura 2.10 – Tipos de turbinas quanto à posição d as pás em relação ao vento incidente 37
Figura 2.11 – Turbinas eólicas: (a) de eixo vertical, tipo *Darrieus* e (b) de eixo horizontal 38
Figura 2.12 – Tipos de torres utilizadas por WECS: (a) tubular e (b) treliçada 41
Figura 2.13 – Sistema de forças atuando num elemento de uma pá de uma turbina eólica 42
Figura 2.14 – Ilustração do efeito *Stall* no perfil de uma pá 46
Figura 2.15 – Controle de potência aerodinâmica 48
Figura 2.16 – Malha de controle do ângulo de passo de uma turbina eólica a velocidade variável 48
Figura 2.17 – Curvas de potência: por controle do ângulo de passo (Bonus) e por entrada em perda aerodinâmica (NEG Micon e Nordex) 51
Figura 2.18 – Topologia de um sistema de conversão eólico a velocidade constante acoplado à rede elétrica que utiliza o chamado conceito dinamarquês - CSCF (*Constant Speed Constant Frequency*) 53
Figura 2.19 – Topologia de um WECS equipado com um gerador de indução de dupla alimentação conectado à rede elétrica através de um conversor de freqüência 57
Figura 2.20 – Topologia de um WECS equipado com máquina de indução de rotor bobinado conectado a rede elétrica através de um dispositivo de partida suave 58
Figura 2.21 – Topologia de um WECS equipado com gerador síncrono conectado à rede elétrica através de um conversor de freqüência 59
Figura 2.22 – Quadro consolidado das diversas topologias utilizadas em sistemas de conversão de energia eólica a velocidade variável 61
Figura 2.23 – Curva de suportabilidade proposta para aerogeradores (*Transient Fault Ride-Through*) 66

Capítulo III – Modelagem Matemática e Implementação Computacional do WECS

Figura 3.1 – Arranjo básico do sistema de conversão eólico proposto conectado a um sistema CA 69
Figura 3.2 – Característica C_P-λ (ângulo de passo β como parâmetro) 75
Figura 3.3 – Representação esquemática de uma máquina síncrona mostrando os enrolamentos (concentrados) e os eixos correspondentes 76
Figura 3.4 – Modelo do conversor de freqüência empregado 84
Figura 3.5 – Diagrama de blocos do controle do inversor 86
Figura 3.6 – Vetores das tensões e correntes resultantes do controle vetorial 88
Figura 3.7 – Formas de onda de controle para o inversor PWM senoidal 91
Figura 3.8 – Formas de onda de tensão de saída para o inversor PWM senoidal trifásico 92
Figura 3.9 – Sobremodulação com o inversor PWM senoidal 93
Figura 3.10 – Circuito equivalente do transformador 94
Figura 3.11 – Representação da rede elétrica 96
Figura 3.12 – Esquema representativo do WECS enfocado 98
Figura 3.13 – Diagrama de blocos da Unidade de Potência do WECS 99
Figura 3.14 – Diagrama de blocos de Unidade de Medição do WECS implementado 101
Figura 3.15 – Diagrama de blocos da rotina Transformação_vetorial_normalização 103
Figura 3.16 – Diagrama de bloco da rotina Módulo_v 104
Figura 3.17 – Diagrama de bloco da rotina Ângulo_v 104
Figura 3.18 – Diagrama de blocos da Unidade de Controle do WECS 106
Figura 3.19 – Diagrama de blocos da Unidade de Distribuição de Pulsos do WECS 107

Capítulo IV – Estudos Computacionais com o WECS Implementado 110

Figura 4.1 – Diagrama unifilar do sistema simulado 112
Figura 4.2 – Modelo do regulador de tensão IEEE Tipo II 116
Figura 4.3 – Modelo do regulador de velocidade de turbina térmica/hidráulica 116
Figura 4.4 – Tensões eficazes nos terminais de saída do gerador 1 – Caso 1 119
Figura 4.5 – Perfil rms das tensões, em pu, nas saídas dos geradores 1 e 2 – Caso 1 119
Figura 4.6 – Comportamento dos valores rms das correntes nos terminais de saída do gerador 1 – Caso 1 120
Figura 4.7 – Comportamento das tensões de linhas nas fases a-b em pu, nas quatro barras – Caso 1 120
Figura 4.8 – Potência ativa fornecida pelos geradores 1 e 2 – Caso 1 121
Figura 4.9 – Potência reativa fornecida pelos geradores 1 e 2 – Caso 1 121
Figura 4.10 – Comportamento das freqüências nas quatro barras – Caso 1 122
Figura 4.11 – Velocidade do vento incidente nas pás das turbinas – Caso 2 122
Figura 4.12 – Velocidade mecânica do eixo do rotor – Caso 2 123
Figura 4.13 – Coeficiente de potência – Caso 2 123
Figura 4.14 – Comportamento da potência aerodinâmica para uma das 40 turbinas – Caso 2 124
Figura 4.15 – Comportamento dos valores rms das tensões nos terminas de saída do gerador elétrico – Caso 2 125

Figura 4.16 – Valores eficazes das correntes de linha nos terminais de saída de um único gerador elétrico do parque eólico – Caso 2 125
Figura 4.17 – Tensões rms nos terminais de saída do inversor de uma turbina eólica – Caso 2 126
Figura 4.18 – Correntes eficazes nos terminais de saída do inversor de uma único aerogerador – Caso 2 126
Figura 4.19 – Comportamento das tensões rms no PAC – Caso 2 127
Figura 4.20 – Correntes rms da fazenda eólica no PAC – Caso 2 127
Figura 4.21 – Comportamento das potências ativa e reativa do parque eólico – Caso 2 128
Figura 4.22 – Tensões rms nos terminais de saída do gerador 2 – Caso 2 129
Figura 4.23 – Perfil das tensões, em pu, nas saídas dos geradores 1 e 2 – Caso 2 129
Figura 4.24 – Perfil rms das correntes nos terminais de saída do gerador 2 – Caso 2 130
Figura 4.25 – Potência ativa fornecida pelos geradores 1 e 2 – Caso 2 131
Figura 4.26 – Potências reativa fornecidas pelos geradores síncronos 1 e 2 – Caso 2 131
Figura 4.27 – Comportamento das tensões nas quatro barras, em pu – Caso 2 132
Figura 4.28 – Freqüências nas quatro barras – Caso 2 132
Figura 4.29 – Detalhes das freqüências nas quatro barras – Caso 2 133
Figura 4.30 – Velocidade do vento incidente nas pás das turbinas eólicas – Caso 3 134
Figura 4.31 – Velocidade mecânica do eixo – Caso 3 134
Figura 4.32 – Coeficiente de potência das turbinas eólicas – Caso 3 135
Figura 4.33 – Comportamento da potência aerodinâmica de uma única turbina – Caso 3 136
Figura 4.34 – Tensões rms nos terminais de saída do gerador elétrico de uma turbina eólica – Caso 3 137
Figura 4.35 – Perfil rms das correntes nos terminais de saída de um gerador síncrono de uma turbina eólica – Caso 3 138
Figura 4.36 – Comportamento dos valores eficazes das tensões trifásicas nos terminais de saída de um inversor de uma turbina eólica – Caso 3 138
Figura 4.37 – Perfil rms das correntes nos terminais de saída do inversor – Caso 3 139
Figura 4.38 – Perfil rms das tensões no PAC – Caso 3 139
Figura 4.39 – Perfil rms das correntes trifásicas no PAC – Caso 3 140
Figura 4.40 – Comportamento das potências ativa e reativa do parque eólico – Caso 3 141
Figura 4.41 – Comportamento das tensões eficazes nos terminais de saída do gerador 2 – Caso 3 141
Figura 4.42 – Perfil das tensões nos terminais de saídas dos geradores 1 e 2, em pu – caso 3 142
Figura 4.43 – Perfil rms das correntes nos terminais de saída do gerador 2 – Caso 3 142
Figura 4.44 – Potências ativa fornecidas pelos geradores síncronos 1 e 2 – Caso 3 143
Figura 4.45 – Potências reativa fornecidas pelos geradores síncronos 1 e 2– Caso 3 143
Figura 4.46 – Comportamento das tensões de linha, em pu, nas quatro barras – Caso 3 144
Figura 4.47 – Comportamento das freqüências nas quatro barras – Caso 3 144
Figura 4.48 – Zoom das freqüências nas quatro barras – Caso 3 145
Figura 4.49 – Velocidade do vento incidente – Caso 4 146
Figura 4.50 – Velocidade mecânica do eixo do rotor de uma turbina eólica – Caso 4 146
Figura 4.51 – Coeficiente de potência das turbinas eólicas – Caso 4 147
Figura 4.52 – Comportamento da potência aerodinâmica de uma turbina – Caso 4 147
Figura 4.53 – Tensões rms nos terminais de saída de um gerador elétrico – Caso 4 148
Figura 4.54 – Comportamento das correntes eficazes nos terminais de saída do gerador de uma turbina – Caso 4 149

Figura 4.55 – Tensões rms nos terminais de saída do inversor de uma única turbina eólica – Caso 4 150
Figura 4.56 – Comportamento das correntes eficazes nos terminais de saída do inversor de um único aerogerador do parque eólico – Caso 4 150
Figura 4.57 – Comportamento das tensões rms no PAC – Caso 4 151
Figura 4.58 – Correntes rms do parque eólico no PAC – Caso 4 152
Figura 4.59 – Comportamento das potências ativa e reativa do parque eólico – Caso 4 153
Figura 4.60 – Comportamento dos valores rms das tensões nos terminais de saída do gerador 2 – Caso 4 153
Figura 4.61 – Comportamento das tensões nas saídas dos geradores 1 e 2, em pu – Caso 4 154
Figura 4.62 – Correntes rms nos terminais de saída do gerador 2 – Caso 4 154
Figura 4.63 – Potência ativa fornecida pelos geradores 1 e 2 – Caso 4 155
Figura 4.64 – Potência reativa fornecidas pelos geradores 1 e 2 – Caso 4 155
Figura 4.65 – Comportamento das tensões, em pu, nas quatro barras – Caso 4 156
Figura 4.66 – Zoom das tensões nas quatro barras – Caso 4 156
Figura 4.67 – Comportamento das freqüências nas quatro barras – Caso 4 157
Figura 4.68 – Zoom das freqüências nas quatro barras – Caso 4 157
Figura 4.69 – Velocidade do vento incidente – Caso 5 158
Figura 4.70 – Velocidade mecânica do eixo rotor eólico equivalente – Caso 5 159
Figura 4.71 – Coeficiente de potência das turbinas eólicas – Caso 5 159
Figura 4.72 – Comportamento da potência aerodinâmica de uma turbina eólica – Caso 5 160
Figura 4.73 – Tensões rms nos terminais de saída de um gerador elétrico de uma turbina eólica – Caso 5 161
Figura 4.74 – Comportamento das correntes eficazes nos terminais de saída de um gerador elétrico de uma turbina eólica – Caso 5 161
Figura 4.75 – Comportamento dos valores eficazes das tensões trifásicas nos terminais de saída de um inversor – Caso 5 162
Figura 4.76 – Perfil rms das correntes nos terminais de saída do inversor de uma turbina da fazenda eólica – Caso 5 163
Figura 4.77 – Comportamento das tensões rms no PAC – Caso 5 163
Figura 4.78 – Correntes rms injetadas pelo parque eólico no PAC – Caso 5 164
Figura 4.79 – Comportamento das potências ativa e reativa do parque eólico – Caso 5 165
Figura 4.80 – Comportamento dos valores rms das tensões nos terminais de saída do gerador 1 – Caso 5 165
Figura 4.81 – Comportamento das tensões nas saídas dos geradores 1 e 2, em pu – Caso 5 166
Figura 4.82 – Correntes rms nos terminais de saída do gerador 1 – Caso 5 166
Figura 4.83 – Potência ativa fornecida pelos geradores 1 e 2 – Caso 5 167
Figura 4.84 – Potência reativa fornecidas pelos geradores 1 e 2 – Caso 5 167
Figura 4.85 – Comportamento das tensões, em pu, nas quatro barras – Caso 5 168
Figura 4.86 – Zoom das tensões nas quatro barras – Caso 5 168
Figura 4.87 – Comportamento das freqüências nas quatro barras – Caso 5 169
Figura 4.88 – Zoom das freqüências nas quatro barras – Caso 5 169
Figura 4.89 – Velocidade do vento incidente nas pás das turbinas eólicas – Caso 6 170
Figura 4.90 – Velocidade mecânica do eixo – Caso 6 171
Figura 4.91 – Coeficiente de potência das turbinas eólicas – Caso 6 171
Figura 4.92 – Comportamento da potência aerodinâmica de uma única turbina – Caso 6 172
Figura 4.93 – Tensões rms nos terminais de saída de um gerador elétrico – Caso 6 172
Figura 4.94 – Perfil rms das correntes nos terminais de saída de um gerador síncrono de uma turbina eólica – Caso 6 173

Figura 4.95 – Comportamento dos valores eficazes das tensões trifásicas nos terminais de saída de um inversor – Caso 6 173
Figura 4.96 – Perfil rms das correntes nos terminais de saída do inversor de uma turbina eólica – Caso 6 174
Figura 4.97 – Perfil rms das tensões no PAC – Caso 6 174
Figura 4.98 – Perfil rms das correntes trifásicas no PAC – Caso 6 175
Figura 4.99 – Comportamento das potências ativa e reativa do parque eólico – Caso 6 176
Figura 4.100 – Comportamento das tensões eficazes nos terminais de saída do gerador 1 – Caso 6 176
Figura 4.101 – Perfil das tensões nos terminais de saídas dos geradores 1 e 2, em pu – caso 6 177
Figura 4.102 – Perfil rms das correntes nos terminais de saída do gerador 1 – Caso 6 177
Figura 4.103 – Potências ativa fornecidas pelos geradores elétricos 1 e 2 – Caso 6 178
Figura 4.104 – Potências reativa fornecidas pelos geradores síncronos 1 e 2 – Caso 6 178
Figura 4.105 – Comportamento das tensões de linha, em pu, nas quatro barras – Caso 6 179
Figura 4.106 – Comportamento das freqüências nas quatro barras – Caso 6 180
Figura 4.107 – Zoom das freqüências nas quatro barras – Caso 6 180
Figura 4.108 – Velocidade do vento incidente nas pás das turbinas eólicas – Caso 7 181
Figura 4.109 – Coeficiente de potência das turbinas eólicas – Caso 7 182
Figura 4.110 – Comportamento da potência aerodinâmica de uma única turbina – Caso 7 182
Figura 4.111 – Potência aerodinâmica de uma turbina, em pu – Caso 7 183
Figura 4.112 – Comportamento do ângulo de passo de uma turbina eólica – Caso 7 183

LISTA DE TABELAS

Capítulo II – Princípios Gerais e Arranjos Típicos dos WECS

Tabela 2.1 – Quadro comparativo entre os sistemas de controle de potência por perda aerodinâmica (*stall*) e por ângulo de passo (*pitch*) 50

Capítulo III – Modelagem Matemática e Implementação Computacional do WECS

Tabela 3.1 – Valores das constantes para aproximação das curvas de potência 74
Tabela 3.2 – Valores do ângulo α_{ij} 78
Tabela 3.3 – Parâmetros internos da máquina síncrona 80
Tabela 3.4 – Parâmetros externos da máquina síncrona 81

Capítulo IV – Estudos Computacionais com o WECS Implementado

Tabela 4.1 – Dados dos geradores síncronos 1 e 2 [52] 113
Tabela 4.2 – Dados dos reguladores de tensão [52] 114
Tabela 4.3 – Dados dos reguladores de velocidade [52] 114
Tabela 4.4 – Dados das cargas 115
Tabela 4.5 – Dados das linhas 115
Tabela 4.6 – Dados dos transformadores (conexão Δ-Y) 115
Tabela 4.7 – Características das unidades eólicas individuais utilizadas nos estudos 115
Tabela 4.8 – Casos analisados 117
Tabela 4.9 – Locais de monitoramento e grandezas monitoradas 118
Tabela 4.10 – Síntese dos resultados para o Caso 1 184
Tabela 4.11 – Síntese dos resultados para o Caso 2 184
Tabela 4.12 – Síntese dos resultados para o Caso 3 185
Tabela 4.13 – Síntese dos resultados para o Caso 4 186
Tabela 4.14 – Síntese dos resultados para o Caso 5 187
Tabela 4.15 – Síntese dos resultados para o Caso 6 188
Tabela 4.16 – Síntese dos resultados para o Caso 7 189

SIMBOLOGIA

E – energia cinética
m – massa
A – área varrida pelas pás
ρ_{ar} – densidade do ar
C_p – coeficiente de potência ou rendimento aerodinâmico da turbina
P_{mec} – potência mecânica no eixo da turbina
λ – razão de velocidade na pá
$\omega_{pá}$ – velocidade angular da pá
P_{disp} – potência disponível num dado escoamento de ar
$C_{p\_ótimo}$ – coeficiente de potência ótimo
$P_{mec\_ótima}$ – potência mecânica otimizada no eixo da turbina
$\omega_{pá\_ótima}$ – velocidade angular da pá ótima
$\lambda_{ótima}$ – razão de velocidade na pá ótima
V_{cut-in} – velocidade de entrada em operação da turbina
$V_{cut-out}$ – velocidade de saída de operação da turbina
v_{ad} – componente tangencial da velocidade relativa do vento
v_{ap} – velocidade relativa do vento atuante na pá
α – ângulo de ataque ou de incidência do vento
β – ângulo de passo das pás do rotor
τ_s – constante de tempo
ϕ – ângulo de escoamento
F – vetor força
D – força de arrasto
L – força de sustentação
N – componente da força
T – componente da força
n – número de pás
c – corda a 0,7 do raio das pás
D – diâmetro do rotor
ω – velocidade angular do eixo do rotor
v_{vento} – velocidade do vento
v_{base} – velocidade do vento média
v_{rajada} – componente rajada do vento
v_{rampa} – componente rampa do vento
$v_{ruído}$ – componente ruído do vento
K_B – constante
T_{rajada} – período da rajada
$t_{irajada}$ – tempo de início da rajada
R_{MAX} – valor máximo da rajada
RAM_{MAX} – valor máximo da rampa
t_{irampa} – tempo de início da rampa
t_{frampa} – tempo final da rampa
ϕ_i – variável randômica
$\Delta\omega$ – variação da velocidade
N – números de termos considerados
$S_V(\omega_i)$ – função de densidade espectral

K_N – coeficiente de arrasto da superfície
F – escala de turbulência
μ – velocidade principal do vento na altura de referência
$v_{pá}$ – velocidade linear na ponta da pá
R – raio da pá
T_{mec} – conjugado mecânico
c_1 – constante
c_2 – constante
c_3 – constante
c_4 – constante
c_5 – constante
c_6 – constante
c_7 – constante
c_8 – constante
c_9 – constante
aa', bb', cc' – enrolamentos de armadura (estator)
FF' – enrolamentos de campo ou de excitação (estator)
DD', QQ' – enrolamentos amortecedores (rotor)
$[v]$ – matriz coluna das tensões
$[i]$ – matriz coluna das correntes
$[\lambda]$ – matriz coluna dos fluxos concatenados
$[R]$ – matriz diagonal das resistências dos enrolamentos "a, b, c, F, D, Q"
$[L]$ – matriz de indutâncias
θ – ângulo entre o eixo da fase "a" do estator e o eixo "F" do rotor
L_S e L_M – parcelas constantes da indutância própria de uma fase do estator
L_i – parcelas constantes da indutância própria do rotor e dos enrolamentos de eixo direto e em quadratura do enrolamento amortecedor
ℓ_i – indutância de dispersão do enrolamento i
M_S – parcela constante da indutância mútua entre fases do estator
M_j – parcela constante das indutâncias mútuas entre uma fase do estator e os enrolamentos "F, D e Q"
T_T – conjugado do acionamento primário (turbina eólica)
T_e – conjugado eletromagnético
p – número de pólos
X_d – reatância síncrona de eixo direto
X_q – reatância síncrona de eixo em quadratura
X_ℓ – reatância de dispersão de uma fase do estator
X'_d – reatância transitória de eixo direto
X''_d – reatância sub-transitória de eixo direto
X''_q – reatância sub-transitória de eixo em quadratura
T'_{d0} – constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto
T''_{d0} – constante de tempo sub-transitória de eixo direto em circuito aberto
T''_{q0} – constante de tempo sub–transitória de eixo em quadratura em circuito aberto
R_S – resistência por fase do estator
J ou H – momento ou constante de inércia das partes girantes (gerador e turbina eólica)
m_p – índice de modulação
θ_{rede} – ângulo de defasagem da tensão da rede

θ – ângulo de deslocamento
i_d, i_q – componentes da corrente nos eixos rotativos d e q
v_α, v_β – componentes da tensão nos eixos estacionários α e β
v_d, v_q – componentes da tensão nos eixos rotativos d e q
$|v|$ – módulo do vetor da tensão de referência
C_1 – matriz de conversão
p_{at} – potência ativa instantânea
q_{reat} – potência reativa instantânea
v_p – tensão fase-neutro aplicada aos terminais do enrolamento primário
v_s – tensão fase-neutro nos terminais do enrolamento secundário
e_p – força contra-eletromotriz induzida no enrolamento primário
e_s – força eletromotriz induzida no enrolamento secundário
i_s – corrente de fase no enrolamento secundário
i'_s – corrente do secundário referida ao primário
i_0 – corrente de magnetização
i_{Rm} – parcela da corrente de magnetização associada às perdas no núcleo
i_{Lm} – parcela da corrente de magnetização associada à produção do fluxo eletromagnético
i_p – corrente de fase no enrolamento primário
R_p – resistência ôhmica do enrolamento primário
R_s – resistência ôhmica do enrolamento secundário
L_p – indutância de dispersão do enrolamento primário
L_s – indutância de dispersão do enrolamento secundário
R_m – resistência do ramo magnetizante, associada às perdas no ferro
L_m – Indutância associada à magnetização do núcleo
K_t – relação de transformação
ϕ – fluxo magnético no núcleo
N_p – número de espiras do enrolamento primário
N_s – número de espiras do enrolamento secundário
$[v_{conc}]$ – vetores representativos das tensões terminais instantâneas
$[e_{conc}]$ – fontes ideais de tensões instantâneas
$[i_{conc}]$ – correntes instantâneas nas linhas de interconexão do sistema eólico com o barramento trifásico CA pré-existente.
$[R_{CC}]$ – Matriz diagonal das resistências
$[L_{CC}]$ – Matriz diagonal das indutâncias
S_{CC} – potência de curto–circuito do barramento
ϕ_{CC} – ângulo potência de curto-circuito
$v_{a,b,c}$ – tensão fase-neutro instantânea nas fases a, b e c
$i_{a,b,c}$ – corrente de linha instantânea nas fases a, b e c
v_{cap} – tensão instantânea no capacitor do elo CC
v_{capu} – tensão instantânea no capacitor do elo CC, em pu
ω_u – velocidade angular do eixo do rotor em pu

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO GERAL

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O crescente aumento da demanda por energia elétrica é motivo de contínua preocupação por parte de todos os agentes envolvidos na busca de novas fontes de energia que sejam economicamente viáveis e ambientalmente aceitáveis, contribuindo, dessa forma, com a preservação do meio ambiente, reduzindo a poluição atmosférica e o aquecimento global.

Nesse contexto, a implantação de novas unidades de geração utilizando recursos energéticos ditos convencionais, tais como os combustíveis fósseis e a energia hidráulica, vem encontrando dificuldades crescentes para sua realização. Isto se deve aos aspectos técnicos e econômicos e, principalmente, ambientais. De um lado, conflitos internos ou internacionais, aliados a um horizonte muito próximo para seu esgotamento, tornam os preços dos derivados do petróleo muito instáveis e com freqüentes altas. Somado a este fato, vale ressaltar que os potenciais hidráulicos ainda inexplorados estão cada vez mais escassos e afastados dos centros de consumo, acarretando altos investimentos para a sua exploração.

No que tange aos aproveitamentos hídricos, o Brasil é um exemplo de país cuja matriz energética, atualmente, possui uma forte predominância deste tipo de fonte primária. Não obstante este reconhecimento, verifica-se, hoje, um conjunto de políticas governamentais que, gradativamente, movem no sentido de estimular a utilização de novos recursos de geração, notadamente originadas de fontes alternativas e renováveis.

Obviamente, outros fatores também tiveram e têm influência na sensível diversificação vivenciada pelas fontes de geração. A exemplo disto pode-se citar os desenvolvimentos na área de novos materiais e eletrônica de potência. Também, novas e mais eficientes técnicas de controle, fundamentais para o desenvolvimento de dispositivos com melhores desempenhos e confiáveis, vem ganhando espaço crescente no promissor mundo da produção da energia. Assim sendo, o domínio e difusão das tecnologias emergentes, bem como a economia de

escala, tem provocado substanciais mudanças e tornado as fontes alternativas competitivas comparativamente às tradicionais.

Diversas são as fontes alternativas de energia atualmente em exploração no mundo. A opção por uma ou outra depende, além dos potenciais naturais disponíveis num determinado país, da tradição e do domínio da tecnologia. De uma forma geral, no entanto, pode-se mencionar como sendo relevantes, no contexto atual, aquelas derivadas da energia solar, da biomassa e dos pequenos aproveitamentos hidroelétricos.

No que tange à energia produzida pelo sol, destaca-se, num primeiro momento, a energia eólica como sendo a forma que tem experimentado o maior crescimento nos últimos anos. Este tipo de aproveitamento constitui-se como uma das alternativas mais bem sucedidas, com uma tendência de crescimento acelerado e sustentado em muitos países. É importante registrar que a utilização da energia eólica para a geração de eletricidade não é nova. A sua retomada como opção energética de forma mais vigorosa, no entanto, decorreu, fundamentalmente, devido à crise do petróleo vivenciada nos anos setenta, situação que serviu para que diversos setores da sociedade direcionassem recursos técnicos e financeiros na busca de sistemas alternativos mais baratos, eficientes e confiáveis. Como resultado dessa crise, das diversas alternativas existentes, a energia proveniente da força dos ventos se firmou como uma das mais promissoras no mundo. Dentre os atrativos maiores desta forma de geração tem-se o domínio atual da tecnologia para a fabricação de turbinas eólicas e, também, a sua característica "limpa" no processo de produção da energia elétrica.

Fatos como os mencionados foram responsáveis pela mudança de postura de diversos países, resultando na adoção de metas para a substituição gradativa das fontes convencionais por fontes alternativas. Neste particular destaca-se a Alemanha, com um terço de toda a produção de energia eólica mundial e a Dinamarca com 20 % de seu consumo atendido por este tipo de energia [69]. Postura semelhante observa-se nos Estados Unidos da América e Índia, os quais, dentre outros países, também passaram a integrar parques eólicos aos seus complexos elétricos. Enfim, o emprego de unidades eólicas é hoje uma tendência mundial.

No Brasil o uso de parques eólicos ainda é tímido. Apenas nos últimos tempos o país ingressou no grupo de países que adotaram a energia do vento como um componente de sua matriz energética. Incentivos do Estado, regulamentados através do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) instruído pela Lei nº 10.438, de 26 de Abril de 2002 e revisado pela Lei nº 1062, de 11 de Novembro de 2003, estimularam setores econômicos do país a destinar recursos financeiros de vulto para este tipo de aproveitamento,

o que resultou na contratação de aproximadamente 1400 MW provenientes de sistemas eólicos, com previsão para instalação até o presente ano (2007). Dessa forma, a energia eólica está se consolidando como uma das mais importantes fontes renováveis de energia no Brasil.

Dentro deste cenário, o desenvolvimento e disponibilização de ferramentas computacionais para a simulação de unidades ou parques eólicos, e que permitam avaliar o seu desempenho sob as mais distintas condições operacionais (regime permanente, dinâmica, transitórios, qualidade da energia, etc), constitui-se em uma infra-estrutura essencial ao domínio desta tecnologia. Somente através destas ferramentas torna-se possível a realização de estudos preditivos como, por exemplo, aqueles necessários à locação mais adequada de um novo empreendimento, assim como também, dos impactos advindos de novas centrais de geração nos sistemas atuais [16].

As questões abordadas anteriormente constituem-se, pois, como indicativos da relevância que as fontes alternativas têm alcançado no mundo moderno, em particular a energia eólica, o que referenda a acertada escolha do presente tema de pesquisa, o qual encontra-se voltado ao desenvolvimento de um *software* para os estudos avaliativos de desempenho de sistemas elétricos contendo parques eólicos, focando, de modo especial, sua operação sob o ponto de vista da dinâmica de sistemas.

1.2 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

A energia do vento vem sendo utilizada há milhares de anos, conforme atestam registros e publicações diversas. Os primeiros aproveitamentos foram utilizados para impulsionar embarcações no rio Nilo, no antigo Egito, em seguida como força motriz nos moinhos rústicos na China e, depois, pelos holandeses e ingleses, os quais, após aprimorá-los, os utilizaram para efetuar o bombeamento de água e para a drenagem de terrenos alagados pelas marés.

As primeiras experiências da utilização da energia do vento para geração de eletricidade se deram no final do século XIX, com a adaptação dos moinhos de vento para esta finalidade [77]. Isto aconteceu na Dinamarca, mais precisamente em 1890, utilizando, para tanto, uma turbina eólica de 20 metros de diâmetro [50]. Contudo, devido às descobertas dos combustíveis fósseis, principalmente, o carvão e o petróleo, esta aplicação foi abandonada, em particular, nos países industrializados.

O ressurgimento em maior escala das energias renováveis, notadamente a eólica e a fotovoltaica, deu-se a partir da crise do petróleo da década de 1970, conjugada à demanda crescente de energia elétrica. Por outro lado, a maior conscientização das sociedades do mundo todo sobre a necessidade de proteger o meio ambiente, cuja degradação em boa parte deve-se ao uso de combustíveis fósseis, ganhou força no final do século passado, especialmente a partir da conferência das Nações Unidas realizada em Estolcomo em 1972. Este evento deu início a uma série de ações posteriores, tendo sempre como foco a manutenção das condições de habitabilidade do planeta e a sua preservação para as futuras gerações.

Num primeiro momento, as turbinas eólicas eram utilizadas apenas como geração isolada, principalmente devido às suas baixas potências nominais. Assim, até final do século passado, tratava-se esse tipo de geração como pequenas fontes de energia locais, portanto, de pequena significação do ponto de vista do sistema de potência. Adicionalmente, devido à natureza inerentemente estocástica do vento e, portanto, à sua imprevisibilidade, a energia eólica era tratada com restrição por parte das concessionárias de energia elétrica [77], [108].

Atualmente a situação é diagonalmente oposta. De fato, a utilização da energia eólica para a geração de eletricidade é vista como uma das mais promissoras fontes de energia renováveis. Além disto, o processo emprega uma tecnologia já bastante evoluída tanto na Europa como nos EUA [18]. Reconhecidamente, os avanços tecnológicos das últimas décadas, em diversas áreas de conhecimento, possibilitaram o aumento da potência nominal dos aerogeradores e também a sua utilização em grupos, fazendas (*wind farms*) ou parques eólicos. Com a instalação de centrais de maior potência tornou-se possível o fornecimento de eletricidade para comunidades maiores e, na seqüência, a conexão destas turbinas às redes dos sistemas elétricos.

Salienta-se, no entanto, que a produção de energia elétrica não é o único critério a ser considerado quando se pretende instalar novas unidades de geração, sejam eólicas ou não. Outros fatores de importância tais como: eficiência do sistema, custo do empreendimento, impactos decorrentes da integração com a rede elétrica, e possíveis danos ao meio ambiente também devem ser analisados. Além dos fatores citados, certamente existem outros que igualmente deverão ser observados, sempre pensando na maximização dos benefícios sócio-econômicos e ambientais.

A maior difusão e utilização da energia eólica e a sua utilização de maneira mais intensiva em anos recentes, tem provocado problemas decorrentes da integração às redes

elétricas [57]. Estas situações despertaram para a necessidade de estudos destinados a avaliar os impactos causados pelas turbinas eólicas e também a influência que as redes elétricas têm sobre a operação dos aerogeradores [43]. Nesse sentido, têm sido realizadas campanhas de medição em usinas eólicas e analisados os efeitos mútuos decorrentes da operação conjunta entre as turbinas eólicas e a rede elétrica. A experiência conseguida ao longo dos anos de pesquisas resultou em normas e recomendações para a conexão de geradores eólicos à rede elétrica, cujo objetivo principal é tornar mais segura e eficiente a utilização da energia eólica. Um exemplo disso é o documento IEC 61400-21 [42], que estabelece os requisitos mínimos para a conexão de sistemas eólicos aos sistemas elétricos, tendo como foco a qualidade da energia elétrica produzida por este tipo de geração.

Muito embora já existam algumas normas e recomendações referentes à operação de centrais eólicas, estas, mormente, são direcionadas para unidades individuais e de potência reduzida. Todavia, o crescente emprego da tecnologia tem ocasionado expressivos aumentos no que denomina por Nível de Penetração, qual seja, da relação entre a potência do parque eólico diante dos níveis de curto-circuito das redes onde se inserem os geradores eólicos. Nestas circunstâncias crescem as preocupações com a correlação entre os Sistemas de Conversão de Energia Eólicos (WECS – *Wind Energy Conversion Systems*) e as respectivas redes elétricas, em especial junto ao ponto de conexão, ou seja, o Ponto de Acoplamento Comum (PAC).

A título de exemplificação da correlação operativa entre as duas partes supra destacadas, a participação das turbinas eólicas no controle de tensão e freqüência do sistema, por exemplo, quando da ocorrência de uma falta na rede de conexão, não eram temas tratados com a devida relevância. Estes dispositivos eram projetados para serem desconectados durante a perturbação e reconectados uma vez cessado o fenômeno. Com essa filosofia, a manutenção da freqüência e tensão era de responsabilidade do sistema, através dos reguladores das grandes plantas convencionais de energia. Atualmente, com uma penetração eólica bem mais significativa, a realidade é diferente. O peso maior da energia eólica passa a influenciar sensivelmente o comportamento dinâmico do sistema, tornando muito mais complexo o controle da tensão e frequência apenas com as usinas convencionais [100]. Diante dessa nova realidade, as turbinas eólicas modernas são projetadas de maneira a permanecer conectadas durante e após a ocorrência de uma falta no sistema de potência, contribuindo dessa maneira diretamente com a manutenção da estabilidade do sistema elétrico. Como exemplos dessa nova filosofia de controle (manutenção de WECS conectados) destacam-se os

procedimentos de rede estabelecidos por operadores dos sistemas elétricos de países como Dinamarca, Suécia, Alemanha e EUA, dentre outros.

No Brasil, apesar da modéstia já destacada para os portes atuais da geração eólica, vislumbra-se que, muito em breve, haverá uma participação bem mais significativa deste recurso em sua matriz energética [96]. Como fatores que contribuem para tais perspectivas destacam-se os incentivos governamentais e o enorme potencial eólico existente no país, principalmente na região nordeste [62]. Somado a estes elementos, há ainda a ressaltar a presença de um fabricante de aerogeradores instalado no país [83].

Além disso, a natureza mostrou-se generosa particularmente com o Brasil, pois, as melhores condições de vento ocorrem nos períodos de seca, coincidentes, portanto, com os períodos do ano em que os reservatórios das usinas hidroelétricas apresentam seus menores níveis. Assim sendo, verifica-se um comportamento complementar entre os dois tipos de geração mencionados, constituindo-se em mais um atrativo para os aproveitamentos eólicos.

Outra particularidade aplicável ao Brasil é que a grande maioria das turbinas eólicas atualmente em operação está conectada às redes de distribuição [62], [111]. Dessa forma, o papel "passivo" da distribuição, exclusivamente restrito à interconexão entre o suprimento e a carga, passará por uma mudança radical, qual seja, de ter um papel "ativo" [50]. Muitas publicações que tratam de geração distribuída conectadas às redes de distribuição revelam que tais redes podem ser afetadas de várias maneiras, tais como aumento dos níveis de curto circuito, necessidade de novas práticas de proteção, perdas das redes de distribuição, problemas de qualidade da energia e até a introdução de problemas de estabilidade [23], [90].

Mais uma vez vislumbra-se a necessidade da disponibilização de ferramentas para a realização de estudos que permitam antever, em seus aspectos dinâmicos e outros, os impactos da interação de turbinas eólicas com o sistema elétrico de potência.

Nessa perspectiva é que a presente tese encontra sustentação. A investigação realizada e ora apresentada, disponibiliza uma ferramenta computacional apropriada para a realização de estudos de natureza dinâmica, enfocando justamente a interação de centrais eólicas com a rede elétrica. O programa desenvolvido reveste-se de particular importância, num momento em que os avanços tecnológicos propiciam o desenvolvimento de máquinas com potências unitárias nominais da ordem de 5 MW. A implantação de parques eólicos com potências que podem atingir centenas de mewawatts também já é uma realidade no Brasil, com a entrada em operação da usina de Osório no Rio Grande do Sul e Rio do Fogo no estado do Rio Grande do Norte.

Na atualidade existem diversas topologias de aerogeradores em operação no mundo. As diferenças entre elas abrangem tanto aspectos tecnológicos como de operação, sendo as mais importantes o tipo de gerador empregado, síncrono ou de indução, a velocidade de operação, fixa ou variável e a técnica utilizada para efetuar o controle da potência extraível do vento. Esses aspectos são devidamente tratados ao longo da tese. Contudo, é importante salientar que, em virtude do tipo de parques eólicos atualmente em operação no país, a opção feita para os trabalhos aqui contemplados recaiu sobre um sistema a velocidade variável, dotado de gerador síncrono e controle da potência aerodinâmica pelo ângulo de passo das pás do rotor.

1.3 O ESTADO DA ARTE

Nesta seção é feita uma síntese das principais referências que contemplam questões associadas com as topologias utilizadas para as turbinas eólicas, os impactos dinâmicos e outros que estes dispositivos podem ocasionar nos sistemas elétricos, do ponto de vista de estabilidade da tensão e freqüência e, finalmente, informações sobre documentos orientativos sobre a operação dos parques eólicos isolados e em conjunto com suas redes de conexão são também considerados.

1.3.1 Unidades Eólicas a Velocidade Fixa

Sistemas a velocidade constante podem operar de modo isolado ou interligado ao sistema elétrico de potência. Estes, quando acoplados à rede elétrica, têm a tensão e freqüência do aerogerador determinadas pelo sistema de potência ao qual estão interligados. Nesta seção são abordadas ambas as possibilidades de operação (isolada ou interligada), dando-se uma maior ênfase ao segundo tipo, pois esta está em consonância com os objetivos desta investigação.

Diversas pesquisas para analisar o impacto da integração da geração eólica às redes elétricas têm sido realizadas. Iniciando pela referência [77], esta apresenta um modelo de turbina eólica a velocidade fixa, com controle de potência por entrada em perda aerodinâmica ou controle *stall* como também é denominado. Este estudo descreve os impactos provocados pela geração eólica do ponto de vista da qualidade da energia elétrica e também a

interferência no desempenho da turbina, em decorrência de faltas na rede elétrica de conexão. Os resultados obtidos das simulações são comparados com medições de campo, aferindo dessa forma a desempenho do modelo computacional desenvolvido. O trabalho apresenta ainda, um sistema a velocidade variável dotado de um gerador de indução de dupla alimentação ou DFIG (*Doubly Fed Induction Generator*).

Em aplicações isoladas é usual o emprego de sistemas a velocidade fixa (ou constante). Nesse sentido, destaca-se o trabalho apresentado em [17], o qual analisa o comportamento dinâmico de um sistema híbrido eólico/fotovoltaico autônomo, com dispositivo de armazenamento de energia. Outro estudo semelhante é mostrado em [67], empregando-se um gerador síncrono dotado de regulador de tensão para o suprimento de duas unidades de dessalinização. Em ambos os trabalhos mencionados utilizaram-se sistemas eólicos de pequeno porte, ou seja, da ordem de poucos quilowatts.

A referência [70] apresenta a implementação e estudos com um sistema eólico equipado com um gerador de indução, operando isoladamente, para o fornecimento de eletricidade em corrente contínua para aplicações rurais. O foco do trabalho está direcionado para o controle da tensão gerada.

1.3.2 Unidades Eólicas a Velocidade Variável

Diferentemente das turbinas anteriores, os arranjos aqui considerados operam com velocidades distintas e, por conseguinte, com freqüências variáveis. A conexão com os sistemas elétricos é realizada com o auxílio de conversores de freqüência, destinados à compatibilização da tensão e freqüência com as da rede elétrica [76]. Este tipo de sistema apresenta uma série de vantagens em relação aos a velocidade constante, motivo pelo qual, o emprego de turbinas aqui focadas predomina como opção para a geração de energia.

A referência [71] analisa a estabilidade de dois tipos de turbinas eólicas, um a velocidade fixa com controle de potência pelo ângulo de passo e outro a velocidade variável, que utiliza um gerador de indução duplamente alimentado. Os estudos computacionais realizados evidenciaram que os sistemas a velocidade fixa com controle do ângulo de passo aumentam a estabilidade transitória dos aerogeradores. No caso de grandes aproveitamentos eólicos a velocidade variável dotados de geradores tipo DFIG, os estudos demonstraram uma

diferença significativa no comportamento transitório desta configuração, devido aos sistemas de controle adotados nos mesmos.

O trabalho desenvolvido em [78] destina-se igualmente à apresentação de estudos com sistemas a velocidade variável, enfocando o comportamento dinâmico e em regime permanente. Neste caso, os WECS são dotados de geradores síncronos com rotor de ímã permanente. Os estudos foram conduzidos utilizando o *software* ATP. Nessa mesma linha, a referência [89] analisa o comportamento dinâmico de sistemas de geração eólica de tecnologias diferentes, conectados à rede de distribuição. Para avaliar o desempenho das diversas topologias simuladas, foram contempladas condições de operação distintas, tanto para a fonte primária de energia, através da imposição de diferentes velocidades do vento como também contingências na rede elétrica, tais como curtos-circuitos.

A referência [84] aborda dois pontos que podem ser afetados pela energia eólica: a estabilidade dos sistemas de potência e a qualidade da energia elétrica nos pontos de acesso. Para tanto, faz uso de um modelo dinâmico de turbina eólica, apropriado para este tipo de análise. Inicialmente é considerada uma unidade eólica de pequena potência e, na seqüência, adota-se uma central representativa de um maior nível de penetração. Para o caso de elevada penetração eólica é apresentado um modelo agregado de aerogeradores, o qual inclui o amortecimento que ocorre em grandes parques eólicos, comparativamente ao caso de uma única turbina. O trabalho trata da modelagem do vento de maneira detalhada para as duas situações mencionadas. O foco da investigação está dirigido para as flutuações de tensão (*flicker*) e as variações de freqüência e tensão e seus reflexos na estabilidade do sistema de potência. A referência [101] trata de modelos agregados de turbinas eólicas voltados para o estudo do impacto da energia eólica proveniente de grandes aproveitamentos ou fazendas eólicas.

A referência [50] focaliza, fundamentalmente, a qualidade da energia produzida por turbinas eólicas tanto a velocidade fixa quanto a velocidade variável. No estudo são considerados todos os componentes mecânicos-elétricos que formam um complexo eólico. Os resultados analisados contemplam diversos itens de qualidade tais como: *flicker*, transitórios, harmônicos, dentre outros. Nessa linha pode-se mencionar também a referência [19], que analisa técnicas de simulação voltadas para estudos de flutuação de tensão e distorção harmônica no ponto de conexão. O estudo evidencia, ainda, que os problemas encontrados com os itens de qualidade mencionados podem ser minimizados com a utilização de uma interface eletrônica adequada.

O estudo realizado em [41] apresenta uma modelagem para plantas eólicas de potência elevada, do tipo *offshore,* capaz de realizar estudos de natureza transitória e de regime permanente. O estudo foca particularmente a estabilidade de tensão da rede de conexão. O modelo desenvolvido utiliza geradores de indução.

Os estudos desenvolvidos na referência [113] tratam dos aspectos dinâmicos relacionados com a integração de fazendas eólicas ao sistema elétrico de potência, assim como também, a contribuição para com a flutuação de tensão, o fenômeno *flicker*. Os resultados alcançados deixam evidente a forte dependência do tipo de modelo usado nas investigações.

A referência [6] apresenta um modelo avançado de um gerador eólico conectado à rede elétrica para simulações dinâmicas. O programa desenvolvido pode ser usado para simular geradores individuas ou um número significativo de aerogeradores operando conjuntamente. As potencialidades do *software* permitem a realização de estudos de estabilidade de sistemas de potência e também investigações sob a ótica da qualidade da energia elétrica.

O trabalho desenvolvido em [104] ressalta a necessidade de um *software* para simulação dinâmica de sistemas de potência ao qual modelos de turbinas eólicas possam ser incorporados. Estes modelos devem, ainda, possibilitar o cálculo das condições iniciais para a resolução do sistema, por exemplo, um fluxo de carga, de maneira a permitir a inicialização da simulação dinâmica. Esse trabalho apresenta uma solução para essa questão. Os mesmos autores, na referência [105] avaliam diversos métodos de simulações dinâmicas existentes, fundamentalmente investigações de estabilidades de tensão e angular, destacando as simulações dinâmicas na freqüência fundamental, também, conhecidas como simulações transitórias eletromecânicas, com o intuito de reduzir o tempo de simulação.

Na referência [114] é desenvolvido um programa computacional focando o modelo de um sistema eólico para estudos de desempenho dinâmico. Os estudos enfocam o desempenho nos instantes de partida, parada e operação em regime permanente, e ainda situações em que o vento apresenta rajadas. São avaliados os impactos que a relação entre a potência de curto-circuito e o grau de penetração da energia eólica exerce sobre a flutuação de tensão. Demonstra-se que, em se ultrapassado um determinado valor de penetração, é muito possível que ocorra a perda de estabilidade.

A referência [8] descreve a modelagem de um sistema de conversão eólico e apresenta resultados de estudos computacionais com vistas à avaliação de estabilidade de sistemas elétricos, empregando para tanto, um programa de estabilidade transitória. A principal

contribuição deste artigo consiste na apresentação de um modelo matemático para a representação do vento, o qual possibilita representar uma grande variedade de fenômenos associados a esta grandeza, inclusive a sua aleatoriedade. A respeito do modelo matemático do vento descrito em [8] e a conseqüente energia cinética transportada por esse fluído, a referência [94] apresenta um novo desenvolvimento matemático, alcançando um resultado que diverge, quantitativamente, daquele constante na formulação básica e de ampla aceitação pela comunidade científica. Em síntese, a nova proposta de modelo matemático do vento encontra um fator multiplicativo igual a 1/3 contra 1/2 da formulação inicial, o que se significa que a potência transportada sofreria uma redução igual à apresentada pelos dois termos.

O trabalho desenvolvido em [75], assim como os estudos anteriores, trata de sistemas de conversão a velocidade variável que podem ser equipados tanto com geradores de indução com rotor em gaiola de esquilo e conversores do tipo fonte de tensão/corrente ou gerador de indução duplamente alimentados, com um conversor de freqüência nos terminais do rotor. O trabalho destaca as melhorias obtidas com o emprego de conversores estáticos e as novas técnicas de controle, adequadas para utilização em turbinas a velocidade variável, comparativamente aos sistemas eólicos a velocidade fixa. Um estudo semelhante é apresentado na referência [69], mais uma vez fazendo uso de uma máquina assíncrona conectada à rede elétrica através de um conversor de freqüência totalmente controlável. A modelagem dos componentes da turbina eólica foi implementada utilizando a plataforma computacional ATPDraw. As investigações contemplam a conexão de várias unidades eólicas à rede elétrica, e avaliam-se os efeitos de perturbações que possam ocorrer na rede elétrica ou nos sistemas eólicos possam ter sobre a estabilidade do sistema e a qualidade da energia elétrica. São apresentadas técnicas para efetuar o controle da energia reativa injetada no sistema, com o objetivo de obter melhorias do perfil de tensão, quando da ocorrência de perturbações transitórias.

O artigo [37] descreve a modelagem dinâmica de uma turbina eólica de freqüência constante e velocidade variável, empregando para tanto, um gerador de indução auto-excitado, conectado à concessionária através de um conversor CA-CC-CA (retificador não controlado e inversor PWM). Esta configuração permite o controle do fluxo de potência ativa através da tensão do elo CC e assegura um carregamento suave de potência reativa nos bancos de capacitores de auto-excitação. Além disso, consegue-se uma significativa redução na produção de harmônicas e ainda a maximização da energia extraída do vento. A referência

[48] apresenta um estudo semelhante, cuja principal diferença consiste na utilização de um gerador CC de ímã permanente sem escovas ao invés do gerador de indução.

A referência [65] aborda a operação de turbinas a velocidade variável com foco voltado para o ângulo de passo (*pitch control*). O sistema em questão, através do ajuste dos controles, permite a geração maximizada de energia para condições de ventos médios. Para ventos considerados elevados, através da atuação dos controles, a potência aerodinâmica produzida pela turbina é mantida constante em seu valor nominal. A característica variável e os controles propostos permitem uma operação mais suave, de forma que as cargas mecânicas nas estruturas físicas do dispositivo são reduzidas.

Em [95] é apresentado um estudo detalhado do controle do ângulo de passo em turbinas a velocidade variável. Assim como em outras investigações realizadas com o tema, mostra-se que, devido às flutuações da velocidade do vento, a tensão e freqüência de saída das máquinas que empregam esta tecnologia, podem ser afetadas. Para minorar esses efeitos indesejáveis, é destacada a importância de um projeto adequado e ajuste dos sistemas de controle, para alcançar um comportamento dinâmico satisfatório do aerogerador, principalmente no tocante a sua influência sobre a qualidade da energia gerada.

A referência [46] analisa, através de estudos computacionais, os efeitos que turbinas eólicas a velocidade variável podem causar às redes de distribuição que possuam características de redes fracas. Neste trabalho é feita uma comparação do efeito causado sobre o perfil de tensão de dispositivos eólicos a velocidade fixa e os a velocidade variável, utilizando, para ambos os casos, geradores de indução. Os estudos feitos, da mesma forma que em outros desenvolvimentos correlatos, apontam a vantagem do desempenho de unidades a velocidade variável, o que justifica o crescimento no mundo todo deste tipo de topologia em relação aos a velocidade fixa.

A publicação [22] compara um sistema eólico equipado com gerador de indução de rotor bobinado, controlado pelo lado do rotor, com sistemas a velocidade fixa e velocidade variável dotados de gerador de indução com rotor em gaiola. Todos os arranjos são conectados a uma rede elétrica. O estudo mostra que geradores de indução com rotor bobinado, a velocidade variável, apresentam melhores rendimentos do que os sistemas a velocidade fixa de capacidade semelhante, para uma mesma condição de vento.

A referência [109] trata da técnica do controle vetorial e do desacoplamento dos fluxos das potências ativa e reativa. A técnica de controle proposta possibilita, adicionalmente, ajuste

do fator de potência da energia gerada, o que se constitui em um atrativo adicional da estratégia apresentada.

Um outro aspecto de suma importância para a operação dos parques eólicos, principalmente a partir da instalação de centrais de maior porte, está associado com a suportabilidade destas instalações quando da ocorrência de afundamentos de tensão no PAC. Como é sabido, tais fenômenos estão intimamente relacionados com a incidência de faltas nos sistemas de potência [2], [44], [54], [55], [115]. A propriedade dos aerogeradores de resistir a tais efeitos é conhecida como *Transient Fault Ride Through* ou *Low Voltage Ride Through*, Estas características de desempenho passaram a ser exigidas para as novas unidades de geração eólica a partir de 2002 e, uma vez equipados com tais recursos, os sistemas eólicos tornam-se mais robustos quando da ocorrência de faltas. Assim procedendo, há expressivos ganhos operacionais e de segurança quando a questão em foco é a estabilidade dos sistemas interligados.

1.3.3 Unidades Eólicas a Geradores Síncronos

No que se refere aos sistemas eólicos que utilizam como unidade de conversão a clássica máquina síncrona, após os levantamentos bibliográficos feitos constatou-se que, diferentemente das demais tecnologias, há uma grande carência de artigos e outros documentos sobre a matéria.

Dentre aquelas encontradas, a referência [112] apresenta os modelos dos diversos subsistemas que compõem um sistema eólico a velocidade variável empregando um gerador síncrono de ímã permanente e um sistema a velocidade fixa dotado de gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo. São descritos estudos comparativos voltados para a estabilidade transitória do sistema elétrico.

Nesta mesma linha de pesquisa, o trabalho [103] desenvolve uma modelagem dinâmica de uma turbina eólica a velocidade variável com gerador síncrono, com acionamento direto e fazendo uso de um conversor de tensão *back-to-back*. O modelo inclui os controles de velocidade do rotor, do ângulo de passo (*pitch control*) e da tensão terminal. O artigo investiga, ainda, o impacto que uma grande penetração de energia eólica pode acarretar no comportamento dinâmico dos sistemas de potência.

Na referência [1] são apresentados modelos de aerogeradores a velocidade variável, dotados de geradores síncronos, acionados diretamente e conectados à rede elétrica através de conversores de freqüência. O foco dos estudos encontra-se voltado para a análise da estabilidade do sistema de potência, muito embora os modelos possam ser utilizados para outros tipos de estudos (flutuações de tensão ou *flicker*, harmônicos e transitórios eletromagnéticos).

As referências [92] e [93] abordam um assunto de grande relevância e atualidade, qual seja, a Qualidade da Energia Elétrica. São destacadas as principais configurações de turbinas eólicas em operação, com ênfase àquelas que utilizam geradores síncronos. Outro fato merecedor de destaque é que, estes artigos apresentam medições de campo e comparações entre os dois principais conceitos de geradores, ou seja, o assíncrono duplamente alimentado e o síncrono acoplado à rede através de um conversor de freqüência.

1.3.4 Normas e Recomendações

No Brasil existe uma lacuna a respeito de legislação voltada para a normatização da fabricação, estabelecimento de requisitos para a conexão e operação da geração eólica. A carência existente pode ser explicada, principalmente, pelo fato de se tratar de uma tecnologia considerada ainda inovadora. Para atender as necessidades presentes e enquanto não é sanada esta deficiência, a alternativa encontrada está na consulta às normas e recomendações internacionais. Na seqüência, serão destacadas as principais referências reconhecidas pelos agentes reguladores do país e que serve como balizadoras para a definição dos requisitos mínimos de desempenho deste tipo de geração.

Apesar de não estar perfeitamente alinhada com o tema central desta tese, mas devido à sua grande importância no campo da operação de sistemas eólicos, cita-se a referência [42]. Esta é considerada como uma das publicações mais completas sobre a matéria, pois fornece uma metodologia para a avaliação das características da qualidade da energia advinda da conexão de turbinas eólicas às redes elétricas.

A referência [11] consiste numa recomendação prática, cujo principal objetivo é proporcionar uma melhor compreensão das responsabilidades e exigências daqueles envolvidos com a interconexão de pequenos sistemas de conversão de energia eólica (SWECS - *small wind energy conversion system*).

A referência [12] também corresponde a uma recomendação prática e apresenta informações de projeto e procedimentos para a interconexão de múltiplas turbinas eólicas (uma estação de geração ou parque eólico) a uma concessionária de energia. Trata ainda, de assuntos relacionados com a interface do sistema elétrico entre as partes (concessionária e geração eólica). O documento fornece recomendações práticas para sistemas de monitoramento, sistemas de proteção e normas de segurança para pessoas e equipamentos.

Em termos nacionais destaca-se a referência [85], que serve como referência para a análise do comportamento de turbinas eólicas quando interligadas às redes elétricas. O texto apresenta os principais métodos para a realização do projeto elétrico e de conexão de centrais eólicas e as ferramentas utilizadas para estimar o impacto de fazendas eólicas na qualidade da energia local. A avaliação do funcionamento de turbinas eólicas e a análise das proteções utilizadas, de maneira a evitar operações indevidas, também são consideradas neste documento.

Finalmente, ressalta-se que, adicionalmente às publicações referenciadas nesta seção, ao longo desta tese, sempre que necessário, serão mencionadas outras fontes que servirão para consubstanciar os desenvolvimentos a serem descritos.

1.4 AS CONTRIBUIÇÕES DESTA TESE

Através de um processo comparativo das atividades e avanços desta pesquisa em relação ao atual estado da arte da matéria, pode-se sintetizar as contribuições desta pesquisa de doutorado nos seguintes pontos focais:

- ✓ Modelagem matemática de um sistema de conversão de energia eólica, realizando, para tanto, a proposição e adaptação de modelos dos diversos módulos que o compõem, com destaque aos seguintes componentes: fonte primária (o vento), rotor eólico e respectivo controle das pás, gerador síncrono, conversor de freqüência e controles utilizados, transformador elevador e o equivalente da rede elétrica.

- ✓ Desenvolvimento de um programa computacional, utilizando técnicas de modelagem no domínio do tempo, para a representação de parques eólicos que

fazem uso da tecnologia da geração síncrona. Esta topologia vem se afirmando no mundo todo, inclusive no Brasil, em função de seu elevado desempenho, comparativamente a outras estratégias comercialmente utilizadas neste campo de conhecimento. O produto final, na forma de um *software*, preenche lacunas existentes em relação às ferramentas computacionais de análise atualmente disponíveis. O programa viabiliza a realização de estudos de fenômenos transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos, desempenho dinâmico e de regime permanente do complexo eólico-elétrico, permitindo avaliar sua operação individual e da rede de conexão. Os resultados obtidos permitem correlacionar o funcionamento do complexo dentro do contexto dos procedimentos estabelecidos pela legislação vigente.

- ✓ Realização de estudos investigativos e elucidativos do comportamento dinâmico do parque eólico e da rede de conexão, utilizando para tanto um sistema típico representativo da topologia aqui considerada. Assim procedendo, são obtidos resultados que esclarecem sobre a potencialidade do programa e sobre os impactos e atributos da operação conjunta de parques eólicos e redes elétricas, sob condições ideais e não ideais de funcionamento.

1.5 A ESTRUTURA DA TESE

Para alcançar os objetivos propostos, além do presente capítulo introdutório, designado por capítulo I, esta tese encontra-se assim estruturada:

CAPÍTULO II – Princípios Gerais e Arranjos Típicos dos WECS

Este capítulo é dedicado a apresentar e conceituar os principais aspectos relacionados com a fonte primária de energia associada aos sistemas eólicos, ou seja, o vento. Além disso, trata das tecnologias atualmente utilizadas no cenário internacional. Na seqüência, abordam-se aspectos sócio-econômicos e ambientais envolvidos neste tipo de aproveitamento energético, comparativamente a outros tipos de geração de energia elétrica, notadamente

aqueles que se valem dos combustíveis fósseis. Sendo a energia eólica uma inovação tecnológica, torna-se necessário uma descrição teórica sobre o tema. Para tanto, este capítulo destina-se também à apresentação e discussão dos arranjos mais comumente empregados para compor os sistemas de conversão de energia eólica, ou, como já definido, as unidades WECS (*Wind Energy Conversion Systems*).

CAPÍTULO III – Modelagem Matemática e Implementação Computacional do WECS

Considerando-se a importância dos programas computacionais para avaliar o comportamento dos sistemas elétricos de potência, este capítulo destina-se à proposição de modelos matemáticos representativos dos diversos componentes que perfazem o complexo eletro-mecânico de um WECS e a sua respectiva implementação computacional. Em particular, as discussões são direcionadas para um sistema a velocidade variável, de acionamento direto e dotado de gerador síncrono. O capítulo aborda ainda dois sistemas de controle da potência aerodinâmica utilizando o controle do ângulo de passo ou *pitch control*. São ainda considerados os subsistemas utilizados para o controle de potência ativa e reativa envolvidas no processo.

CAPÍTULO IV – Estudos Computacionais com o WECS Implementado

Uma vez definidos os modelos dos diversos módulos que compõem um WECS e obtido o produto final na forma de uma base computacional para estudos no domínio do tempo de sistemas eólicos e respectiva rede de conexão, este capítulo destina-se a realização de estudos e investigações computacionais propriamente ditos. Para tanto são realizados, descritos e discutidos diversos casos que expressam o comportamento dinâmico do complexo elétrico destacado na tese. Num primeiro momento, é investigado o desempenho do parque eólico sob a ação de faltas de naturezas diversas, de ocorrência comum nos sistemas elétricos, a exemplo dos curtos-circuitos. Na seqüência, são simuladas outras contingências no sistema, como perdas de linhas de transmissão e de geração. Os efeitos destas situações são detalhadamente consideradas sob a ótica da estabilidade e do controle das tensões diante das anormalidades investigadas.

CAPÍTULO V – Conclusões Gerais

Este capítulo, de caráter conclusivo, destina-se a sintetizar os principais avanços e constatações alcançadas ao longo da pesquisa. São ressaltadas questões associadas às principais contribuições deste trabalho, bem como sugestões para futuros desenvolvimentos.

CAPÍTULO II

PRINCÍPIOS GERAIS E ARRANJOS TÍPICOS DOS WECS

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo aborda, de maneira concisa, aspectos diversos relacionados com a implantação de sistemas de conversão de energia eólica ou WECS. São contemplados temas relacionados com a tecnologia e operação de centrais eólicas, incluindo discussões a respeito dos conceitos e arranjos físicos mais usuais neste tipo de aproveitamento de energia. Fatores outros, tais como as implicações sociais, econômicas, ambientais e técnicas, também são analisados, objetivando oferecer uma visão ampla da interação de turbinas eólicas com as redes elétricas de conexão, como também, com o eco-sistema nas vizinhanças do aproveitamento. Com tais objetivos em mente, os assuntos aqui tratados contemplam os seguintes tópicos:

- Discussões sobre os aspectos sócio-econômicos e ambientais da utilização das fontes renováveis;
- Caracterização do vento e a forma como o mesmo é gerado;
- Formulação analítica da energia passível de extração do vento;
- Descrição da correlação entre a velocidade do vento e a potência disponibilizada;
- Apresentação dos principais componentes de uma turbina eólica;
- Descrição sintética das funções de maior relevância dos dispositivos que compõem os aerogeradores;
- Caracterização do sistema de forças que se processa num perfil aerodinâmico de um WECS e sistemas de controle de potência;
- Descrição sucinta dos conceitos referentes às tecnologias atualmente utilizadas para sistemas eólicos;

- Aspectos relacionados com a interação de WECS com o sistema CA de interligação.

2.2 ASPECTOS SÓCIO-ECONÔMICOS E AMBIENTAIS ENVOLVIDOS EM APROVEITAMENTOS EÓLICOS

A transformação ou aproveitamento de uma forma de energia impacta, em geral, o meio ambiente com maior ou menor intensidade, dependendo da natureza da energia primária. Nesse sentido, o grande avanço tecnológico ocorrido na exploração e utilização da energia, em suas diferentes formas, imputa um custo elevado à sociedade e ao meio ambiente, através da poluição do solo, do ar e da água, tornando ainda mais precárias as condições de saúde das populações. Tais danos, entretanto, são causados em grande parte pela utilização inadequada e ineficiente dos insumos energéticos [81].

Recursos não-renováveis como o petróleo e o carvão mineral, inegavelmente são de grande importância para a economia mundial, que devido a seu uso intensivo, têm a sua extração realizada também em ritmo muito acelerado. Apesar dessa significativa participação na produção de riquezas no mundo inteiro, contudo, o valor no mercado não internaliza os custos ambientais decorrentes desse tipo de fonte de energia. Dessa forma, além de uma expectativa de acelerado esgotamento das reservas existentes, contribui-se para o agravamento dos efeitos negativos ao meio ambiente e à saúde pública. Decisões de estado, que objetivem o estabelecimento de uma política de preços para a correção das distorções constatadas, no tocante à utilização de recursos naturais, certamente contribuiriam para a mudança do quadro atual, causado pelo uso de recursos não-renováveis. Igualmente interessantes são as campanhas de conscientização sobre a importância de se preservar o meio ambiente, apontando alternativas viáveis para tal finalidade (protocolo de Kyoto) [58].

Em resumo, conservar os recursos energéticos sem comprometer o crescimento econômico, implica em abordar questões tais como a produção de equipamentos e desenvolvimento de técnicas que conduzam a uma operação mais eficiente. É importante também, preparar a sociedade em geral e o setor produtivo em particular, para uma utilização racional das novas tecnologias disponíveis e, dessa forma, garantir a necessária proteção ao meio ambiente.

O estabelecimento do custo para a implantação de um determinado aproveitamento energético é de difícil consenso entre as diversas partes envolvidas: governo, investidores ou comunidade internacional. Cada agente foca aspectos que dizem respeito prioritariamente a seus próprios interesses. Assim sendo, em nível de planejamento energético, faz-se apenas o estudo comparativo dos custos anuais da energia produzida para as diferentes fontes energéticas. Estas projeções são feitas em fóruns internacionais, onde nos cálculos não são contabilizados os custos ambientais e/ou sociais, produção de CO_2, inflação, etc. Se, por outro lado, os estudos estão na perspectiva dos investidores privados ou distribuidores de energia, nesse caso consideram-se indicadores como taxa de atualização, inflação, amortização, etc. Como conseqüência dos aspectos mencionados, verifica-se que a viabilidade de sistemas de energia eólica poderá diferir muito de um país para outro [66].

Não obstante as indefinições e dificuldades encontradas nesta área, estima-se que, na grande maioria dos países, a energia eólica pode competir com as energias fóssil e nuclear, desde que sejam considerados os custos sociais e custos externos tais como o desenvolvimento econômico, diversidade energética, produção dispersa e benefícios ambientais. Além disso, estudos realizados pela EWEA (*European Wind Energy Association*), mostram que o preço do kWh produzido por centrais eólicas pode sofrer redução de 25% nos próximos anos. Isto se deve à introdução de novos desenvolvimentos tecnológicos e o aumento da produção. Ratificando essa tendência, projeções feitas pela IAEA (*International Atomic Energy Agency*), estimam que, até 2010, a energia eólica tornar-se-á competitiva com as energias fóssil e nuclear, sem que haja necessidade de levar em conta os custos externos e sociais.

Sintetizando, a energia eólica tem-se mostrado uma forma eficiente e limpa de produção de eletricidade [98]. As características positivas apresentadas pela energia do vento, no entanto, não dispensam a realização de estudos rigorosos sobre possíveis impactos que esta forma de energia possa apresentar para o meio ambiente, o ser humano, ou a flora e fauna de determinado aproveitamento. Na seqüência são comentados alguns aspectos afeitos com aproveitamentos utilizando a força dos ventos:

- Parques eólicos têm a vantagem de não limitar a utilização do terreno ocupado para outras finalidades, como por exemplo, agrícolas, pecuárias, etc. Não obstante essa possibilidade, não se deve esquecer que a implantação de obstáculos ou o

aumento da rugosidade do terreno implica em uma diminuição da produção de energia do parque eólico.

- A área ocupada por um parque ou fazenda eólica não é excessiva quando comparada com outros tipos de aproveitamentos, como, por exemplo, os sistemas hídricos, principal fonte de energia elétrica no Brasil. A relação entre a área varrida pelas pás e a potência dos aerogeradores é de aproximadamente 3 m^2/kW. Estudos aerodinâmicos demonstram que as turbinas numa fazenda eólica devem ser distribuídas no terreno de tal forma que o funcionamento de uma não seja afetado pelas perturbações aerodinâmicas de outras vizinhas, ou seja, evitar-se-ia o fenômeno conhecido como efeito esteira [18].
- Sistemas de conversão eólica emitem ruídos devido ao movimento de suas partes mecânicas e também aos efeitos aerodinâmicos. Em WECS modernos, que operam com velocidade variável, o gerador é de baixa rotação e a caixa de velocidade é dispensada. Nos sistemas de maior potência (com diâmetros acima de 20 m), os efeitos aerodinâmicos são mais acentuados, conseqüentemente, contribuindo também com maior emissão de ruídos e, portanto, com maior desconforto para as pessoas que se encontrem próximas à instalação. O nível de ruído junto ao aerogerador encontra-se na faixa dos 50 dB, decrescendo para 35 dB a uma distância de 450 m. É importante registrar-se que, efeitos fisiológicos sobre o sistema auditivo e outras funções orgânicas, somente são sentidos a partir dos 65 dB. No entanto, níveis superiores a 30 dB podem provocar efeitos psíquicos sobre o ser humano. Níveis de ruídos recomendáveis devem encontrar-se abaixo dos 40 dB, valor que é conseguido a uma distância de 200 m dos aerogeradores. Este é o afastamento mínimo estabelecido na Europa, para a instalação de sistemas eólicos, relativamente à distância de edificações humanas.
- As grandes alturas atingidas pelas torres de aerogeradores modernos, que podem atingir mais de 100 metros, obviamente constituem uma alteração visual da paisagem. Embora o aspecto visual seja uma questão de gosto pessoal, o impacto que grande número destes dispositivos pode causar deve ser levado em consideração, pois, em alguns casos, ou por algumas comunidades, esta mudança pode ser considerada intrusiva. Contudo, vale ressaltar que torres e postes que suportam as linhas de transmissão, são igualmente impactantes. Outros inconvenientes que devem ser observados são o efeito de "sombras" em

movimento e as reflexões intermitentes de raios solares, causadas pelo movimento das pás. O primeiro pode ser evitado com uma correta planificação do parque. O efeito das reflexões devido à incidência do sol sobre as pás em movimento pode ser evitado utilizando pinturas opacas. Além disso, pode-se pintar os aerogeradores com as cores da paisagem para minimizar o impacto visual.

- É comum observar aves mortas devido ao choque com as pás em movimento. No entanto, estes incidentes não se constituem num caso sério na grande maioria dos parques eólicos. A forma de evitar estes acidentes é uma escolha criteriosa do local da instalação da fazenda eólica evitando as rotas migratórias de aves.
- Os aerogeradores, em alguns casos, podem refletir ondas eletromagnéticas. Isto pode provocar interferência e/ou perturbações em sistemas de telecomunicações. Estes efeitos, embora, geralmente não sejam significativos, devem merecer estudos mais detalhados, principalmente quando o parque se situa próximo de aeroportos ou de sistemas de retransmissão de sinais.
- Quanto à segurança do ser humano, comprovadamente, os sistemas eólicos estão entre os sistemas de produção de energia elétrica mais seguros. Raros têm sido os casos registrados de pessoas feridas por pedaços das pás ou por pedaços de gelo que venham a se soltar da estrutura.

2.3 GERAÇÃO DOS VENTOS

A energia eólica é uma das formas de energia provenientes do sol, uma vez que os ventos são gerados pelo aquecimento não uniforme da superfície terrestre [110]. A atmosfera terrestre desempenha um papel fundamental no processo de formação dos ventos, pois é nela que ocorrem as mudanças que influenciam o clima e os ventos, de forma diferenciada no tempo e no espaço, causando também aquecimentos não homogêneos da superfície terrestre. Este processo de aquecimento diferenciado deve-se à orientação dos raios solares e também aos movimentos da Terra, fazendo com que, as regiões tropicais sejam mais aquecidas que as regiões polares, por receberem os raios quase que perpendicularmente [18].

O ar quente que se encontra nas baixas altitudes das regiões tropicais tende a subir, sendo substituído por uma massa de ar mais frio que se desloca das regiões polares. Estes deslocamentos de massas de ar determinam a formação dos ventos. Devido ao mecanismo

descrito, existem lugares na terra onde os ventos jamais cessam. Estes são chamados ventos planetários ou constantes, conforme está ilustrado na figura 2.1 [20].

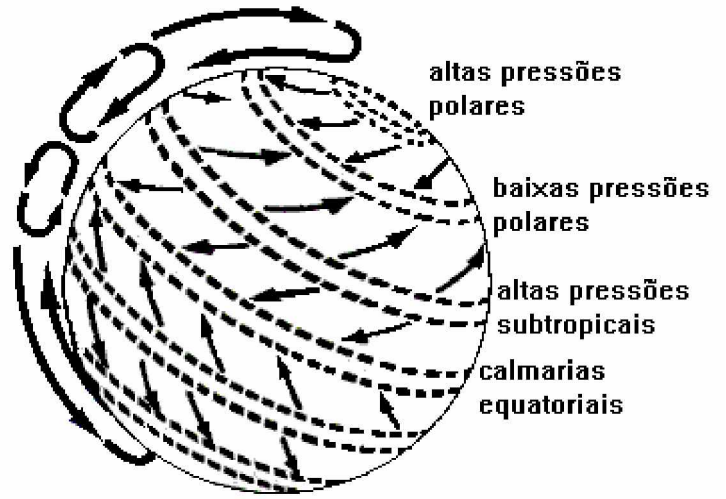


Figura 2.1 – Formação dos ventos

De outro lado, devido à inclinação do eixo da terra em relação ao plano de sua órbita em torno do sol, surgem as variações sazonais na distribuição de radiação recebida na superfície terrestre, resultando em variações sazonais na intensidade e duração dos ventos, formando assim os ventos continentais ou periódicos que compreendem as monções e as brisas.

As monções são ventos periódicos que mudam de direção a cada estação do ano, ou seja, elas atuam em um sentido em uma certa estação e em sentido contrário em outra estação. Enquanto as brisas surgem devido às diferentes capacidades de refletir, absorver ou emitir o calor recebido do sol, característica intrínseca de cada tipo de superfície como mares e continentes, sendo, portanto ventos periódicos que sopram do mar para o continente e vice-versa, dependendo da elevação da temperatura ou resfriamento de uma superfície em relação a outra.

Além dos processos anteriormente descritos para a geração dos ventos, existem ainda os originados por outros mecanismos mais específicos, como os observados em vales e montanhas, que são devidos à circulação do ar quente, que ascende durante o dia, sendo substituído pelo ar frio que desce. No período noturno verifica-se o processo inverso [20].

De uma forma geral, os movimentos das massas de ar ocorrem de forma turbulenta, podendo ser caracterizados, simplificadamente, por um valor base (médio) acrescido de flutuações.

Outro parâmetro importante a ser analisado é a direção do vento, pois este está sujeito a mudanças freqüentes, que indicam situações de rajadas. Além disso, a direção dos ventos pode ser orientativa na escolha de localização das turbinas em um parque eólico [30].

2.3.1 ESTRUTURA DO VENTO

Conforme mencionado, a velocidade e a direção dos ventos estão constantemente variando. Para efetuar o aproveitamento energético de um local, é necessário realizar estudos, durante um longo período de tempo, para analisar o seu comportamento, evitando assim, a obtenção de resultados imprecisos.

O vento, assim como outros sinais de uso comum em engenharia, pode ter a sua representação no domínio do tempo e no domínio da freqüência [63]. Esta última forma é feita através de sua representação espectral. É oportuno mencionar, que este tipo de análise deve ser feita a partir de uma quantidade significativa de registros, ou seja, pelo menos um ano de aquisição de medidas da velocidade do vento [18].

Outro fato merecedor de destaque é a turbulência atmosférica. Esta afeta a conversão de energia, principalmente devido às variações na direção do vento, porém, seu impacto mais significativo se observa nos esforços mecânicos a que fica submetida a turbina eólica, sendo um fator que deve ser considerado no projeto de tal aproveitamento energético [30].

A variabilidade do vento enquanto fonte primária, significa que a potência elétrica resultante da conversão também poderá ser flutuante, porém, numa gama de freqüências mais estreita, pois a turbina atua como um filtro passa-baixa, devido à elevada inércia do rotor eólico. Além disso, existem diversas tecnologias para os sistemas de conversão (configurações), que visam o amortecimento das flutuações da potência de saída. O caráter aleatório do comportamento do vento torna obrigatório o uso de técnicas que descrevam estatisticamente essa variação, principalmente quando há necessidade da modelagem matemática do vento. Esta questão é tratada em capítulos posteriores nesta tese.

Outros aspectos podem também influenciar o escoamento do vento que devem ser devidamente avaliados quando se pretende instalar um aproveitamento de energia eólica. Dentre os principais pontos merecedores de discussão, destacam-se:

- **Obstáculos** → têm uma influência significativa na diminuição da velocidade do vento, e ainda são fontes de turbulência nas regiões de vizinhança. Normalmente, consideram-se obstáculos: edifícios, árvores, formações rochosas, etc. O escoamento do vento é afetado no espaço que envolve o obstáculo e, a zona turbulenta criada, pode atingir até três vezes a altura do mesmo, sendo mais intensa na parte de trás deste, como mostrado na figura 2.2.

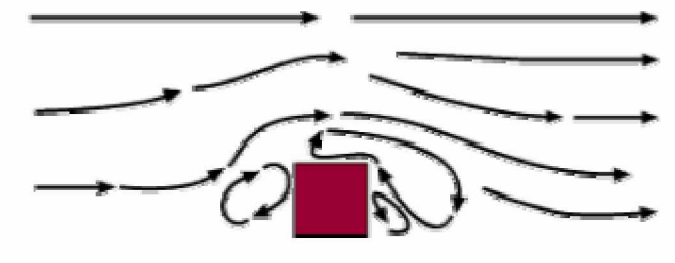


Figura 2.2 – Escoamento na zona envolvente de um obstáculo

- **Sombreamento da torre** → variações das potências geradas por turbinas eólicas podem provocar oscilações de tensão [2], [15]. Flutuações da potência ativa podem ter causas diversas, sendo uma delas o fenômeno conhecido como sombreamento de torre [25]. Este nada mais é do que uma interferência, ou desvio do vento que incide nas pás, causada pela própria torre, toda vez que estas passam em frente à estrutura de sustentação. Ou seja, para uma turbina eólica de três pás, por exemplo, o fenômeno ocorrerá três vezes por rotação, ocasionando, durante sua passagem, um decréscimo do conjugado mecânico extraído do vento (e conseqüentemente, da potência), conforme ilustra a figura 2.3. As oscilações de potência poderão atingir valores da ordem de 20% [72]. O fenômeno do sombreamento da torre é mais severo em geradores eólicos que possuem hélices na parte posterior da cabine do gerador [106], [107] e em sistemas a velocidade fixa [2]. Para o caso de aerogeradores a velocidade variável, as variações são amortecidas e não afetam a potência de saída. Esta situação se traduz numa geração de *flicker* menor do que para o caso dos sistemas a velocidade fixa.

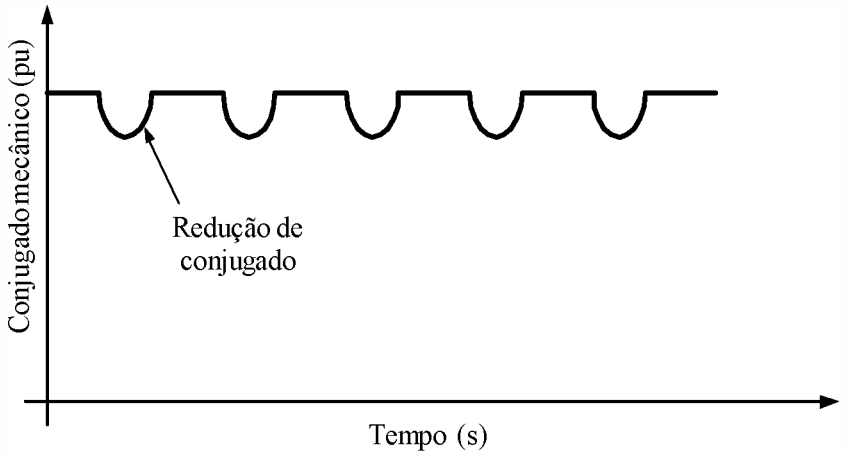


Figura 2.3 – Ilustração do fenômeno de sombreamento de torre

- **Efeito esteira** → uma vez que a turbina eólica produz energia mecânica a partir da energia cinética do vento incidente, o vento que "sai" da turbina tem um conteúdo energético inferior ao da entrada. E ainda, na parte de trás da turbina, forma-se uma esteira de vento turbulento devido à ação das pás, e com velocidade reduzida, como indicado na figura 2.4. É por esta razão que a colocação das turbinas eólicas em um parque deve ser efetuada de maneira criteriosa. É comum espaçar unidades distintas de uma distância entre 5 a 9 vezes o diâmetro do rotor eólico, na direção preferencial do vento e, entre 3 a 5 vezes o diâmetro na direção perpendicular [18].



Figura 2.4 – Efeito de esteira

No mar, a ausência de obstáculos faz com que a rugosidade apresente valores muito baixos. Dessa forma, a variação da velocidade do vento com a altura é igualmente pequena e, isto conduz à dispensa de torres elevadas. Além disso, a ausência de turbulências se traduz

numa maior vida útil das turbinas. Essas características do vento marítimo tornam os aproveitamentos no mar (*offshore*) alternativas bastante atraentes [13].

A camada atmosférica que se estende até uma altura de 100 metros acima do solo é conhecida como camada superficial ou "logarítmica", sendo esta a região de interesse para as turbinas eólicas. Nesta zona, a topografia do terreno e a rugosidade do solo condicionam fortemente o perfil de velocidades do vento, que pode ser adequadamente representado pela lei logarítmica de Prandtl [18].

2.4 CÁLCULOS ENERGÉTICOS: ENERGIA E POTÊNCIA EXTRAÍDAS DO VENTO

A condição necessária para que se possa aproveitar a energia contida no vento é a existência de um fluxo contínuo e razoavelmente forte. Turbinas eólicas em geral operam dentro de uma faixa de velocidade de vento definida, em torno de 3 a 12 m/s [36]. Para velocidades do vento superiores ao valor máximo desta faixa (aproximadamente 12 m/s), o sistema manterá a potência de saída num valor máximo ou nominal do WECS. O controle do valor máximo da potência de saída depende do tipo de conversor eólico utilizado, se a velocidade fixa ou variável, e conseqüentemente, do tipo de controle empregado para tal finalidade, conforme será abordado na seção 2.9 [5], [33], [40].

A energia disponível num dado escoamento de ar pode ser determinada com o auxílio da figura 2.5, que corresponde ao espaço relacionado com o rotor de uma turbina eólica de área A, submetido a um vento incidente de velocidade. A energia cinética associada a esse escoamento de ar, de massa m (kg), que se desloca a uma velocidade v_{vento} (m/s), conforme mostra a figura 2.5, é dada pela equação (2.1) [82], [97].

$$E = \frac{1}{2} m v_{vento}^2 \tag{2.1}$$

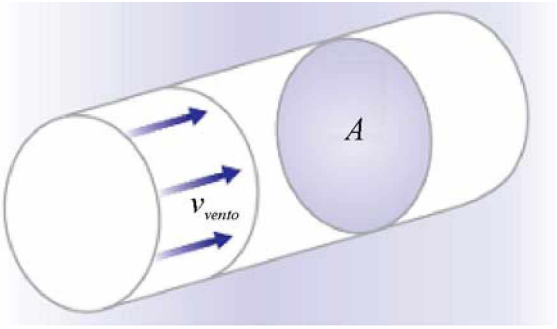


Figura 2.5 – Fluxo de uma massa de ar com velocidade v através da seção transversal A de um tubo (correspondente ao diâmetro do rotor de uma turbina eólica)
Fonte: Revista Ciência Hoje, agosto de 2003, vol. 33, nº 196

A coluna de ar, ao atravessar a seção transversal A (m^2) varrida pelas pás da turbina, desloca uma massa de ar por unidade de tempo dada por $\rho A v_{vento}$ (kg/s), sendo ρ a densidade do ar, com valor ρ = 1,225 kg/m^3, em condições de pressão e temperatura normais, ou seja, com pressão padrão ao nível do mar e à temperatura de 25 °C [2]. Salienta-se que, no caso das temperaturas de grande parte do território brasileiro, correções para a densidade do ar local são necessárias.

A partir da energia disponível no vento pode-se determinar a correspondente potência mecânica (P_{disp}), em Watts, sendo esta proporcional ao cubo da velocidade do vento [6], [50], [104], isto é, uma relação polinomial, como pode ser observado na equação (2.2).

$$P_{disp} = \frac{1}{2}(\rho A v_{vento}) v_{vento}^2 = \frac{1}{2}\rho A v_{vento}^3 \qquad (2.2)$$

A expressão anterior evidencia a influência preponderante da velocidade do vento na potência que pode ser obtida de um escoamento. Contudo, apenas uma parte dessa potência disponível pode ser aproveitada pela turbina eólica, uma vez que o fluxo de ar, depois de atravessar o plano das pás, sai com velocidade menor que a incidente, porém, não nula. Daí, conclui-se que apenas uma parte da energia disponível no escoamento pode ser aproveitada pela turbina eólica. Para levar em consideração esse fato, é introduzido nos cálculos o chamado coeficiente de potência (C_p), que pode ser definido como a fração da potência eólica disponível que é efetivamente extraída pelas pás do rotor. Esta grandeza expressa, portanto, o rendimento aerodinâmico. Segundo pesquisas do físico alemão Albert Betz, na década de 1920, a potência máxima teórica obtida por uma turbina eólica ocorre quando o vento, ao deixar as pás do rotor, tem um terço da velocidade que tinha antes de tocá-las. Nesse caso, o

aproveitamento máximo teórico da potência eólica disponível é da ordem de 59%, mais precisamente 16/27, valor este chamado de coeficiente de potência de Betz [18], [82]. Na prática, para turbinas eólicas modernas, os valores máximos para o coeficiente de potência são da ordem de 0,4, ou seja, apresentam um rendimento em torno de 40%.

Feitas tais considerações, o rendimento efetivo da conversão numa turbina eólica, denominado de coeficiente de potência – C_p (fator de aproveitamento ou ainda rendimento aerodinâmico) pode ser calculado pela equação (2.3), onde P_{mec} é a potência mecânica no eixo da turbina [5], [36], [84].

$$C_p = \frac{P_{mec}}{P_{disp}} \tag{2.3}$$

Finalmente, através da combinação das equações (2.2) e (2.3), obtém-se a expressão (2.4), que representa a potência mecânica desenvolvida no eixo da turbina eólica.

$$P_{mec} = \frac{1}{2} C_p \rho A v_{vento}^3 \tag{2.4}$$

2.5 RAZÃO DE VELOCIDADE NA PÁ

Turbinas eólicas de eixo horizontal utilizam número diferente de pás, dependendo da finalidade que se tem em vista. Turbinas com duas ou três pás geralmente são utilizadas para a geração de energia elétrica enquanto que, com número de pás igual ou superior a 20 são utilizadas para efetuar bombeamento mecânico de água. O número de pás do rotor de uma turbina eólica está associado a um fator adimensional denominado "razão de velocidade na pá" (TSR - *Tip Speed Ratio*), representada pelo símbolo λ. Este fator, muito utilizado na modelagem de turbinas eólicas, é determinado pela razão entre a velocidade da ponta da pá ($v_{pá}$) e a velocidade do vento (v_{vento}), conforme a expressão (2.5).

$$\lambda = \frac{v_{pá}}{v_{vento}} = \frac{\omega_{pá} R}{v_{vento}} \tag{2.5}$$

Nesta equação $\omega_{pá}$ representa a velocidade angular da pá em radianos por segundo, R é o raio do rotor aerodinâmico em metros e v_{vento} é a velocidade do vento em metros por segundo.

Turbinas eólicas com um elevado número de pás caracterizam-se por terem uma baixa razão de velocidade, mas elevados conjugados de partida. Turbinas dotadas de apenas duas ou três pás possuem uma elevada razão da ponta da pá, porém, conjugado de partida reduzido. Esta situação pode tornar necessário o uso de um dispositivo para a partida da turbina. Por outro lado, um TSR elevado, permite a utilização de caixas de velocidade menores, e portanto, mais leves, para compatibilizar as velocidades do rotor eólico com a do gerador elétrico [2].

Substituindo-se a expressão (2.5) em (2.4), a expressão para a potência mecânica no eixo assume a forma seguinte [5], [68]:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho A R^3 \frac{C_p}{\lambda^3} \omega_{pá}^3 = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_p}{\lambda^3} \omega_{pá}^3 \tag{2.6}$$

O coeficiente de potência C_p em turbinas eólicas a velocidade fixa pode ser otimizado com respeito à velocidade de vento mais provável de ocorrência num determinado local. Esta otimização requer que o coeficiente de potência atinja seu valor máximo para a velocidade do vento mais provável no local do aproveitamento. Nesse sentido, na seqüência é apresentada uma metodologia para realizar a maximização da potência aerodinâmica.

A potência mecânica extraída do vento pode, portanto, ser maximizada através da determinação de um coeficiente de potência ótimo $C_{p\_ótimo}$, alcançado para uma dada velocidade de vento. Para tanto, a velocidade rotacional da máquina deve ser ajustada também num valor otimizado. Nesta situação, a turbina opera com uma relação de velocidade da pá ótima $\omega_{pá\_ótimo}$, como mostra a equação (2.7).

$$\lambda_{ótima} = \frac{\omega_{pá\_ótimo} R}{v_{vento}} \tag{2.7}$$

A equação da potência mecânica otimizada é dada pela equação (2.8).

$$P_{mec\_ótima} = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_{p\_ótimo}}{\lambda_{ótimo}^3} \omega_{pá}^3 = K_\omega \omega_{pá}^3 \tag{2.8}$$

Para o caso de turbinas eólicas a velocidade variável é igualmente possível produzir maior quantidade de energia mecânica para uma faixa de velocidade mais ampla, particularmente abaixo da nominal, ou seja, na condição de operação subsíncrona, quando o ganho, em termos de potência, é mais significativo [5]. Isto é conseguido ajustando-se a velocidade rotacional do rotor, de acordo com o vento incidente, de maneira a manter o valor de $\lambda_{ótima}$.

A figura 2.6 ilustra o desempenho do coeficiente de potência (C_p) em função da razão de velocidade na pá (λ), para o modelo representado pela expressão (2.8) [72]. Esta figura permite observar que o valor máximo para C_p encontra-se próximo a 45%.

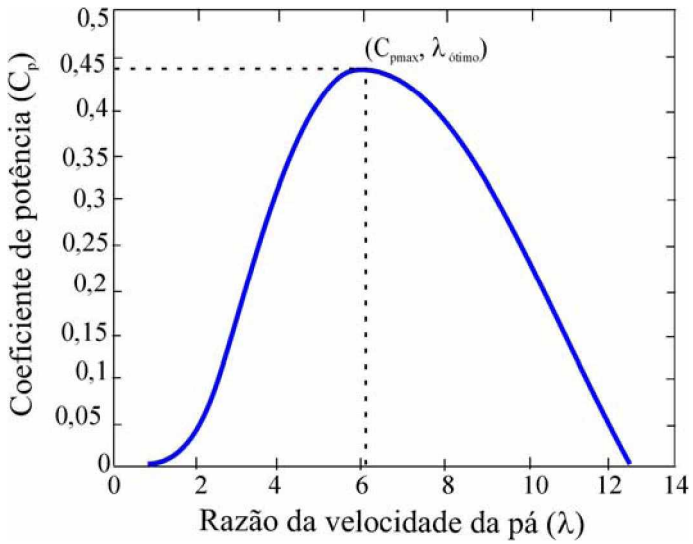


Figura 2.6 – Coeficiente de potência de uma turbina eólica (C_p) em função da razão de velocidade na pá (λ)

2.6 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DO AEROGERADOR

Turbinas eólicas são projetadas para gerar a máxima potência para uma determinada velocidade do vento. Esta potência é conhecida como potência nominal e, a velocidade do vento na qual ela é atingida, é designada por velocidade nominal do vento. Esta velocidade é ajustada de acordo com o regime de ventos no local, sendo valores comuns entre 12 a 15 m/s [36], [50], [108].

Ainda dentro da filosofia de projeto, turbinas eólicas também apresentam a característica de somente iniciar a operação a partir de certa velocidade do vento conhecida como velocidade de vento de acionamento ou partida ($V_{cut\text{-}in}$ - *cut-in wind speed*). Normalmente, esta velocidade encontra-se entre 3 e 5 m/s [74], [77]. Por outro lado, a turbina é retirada de operação quando a velocidade do vento excede um outro limite, denominado de velocidade de vento de corte ou saída ($V_{cut\text{-}out}$ - *cut-out wind speed*) [18], [72], [111]. Velocidades do vento acima da velocidade de corte (um valor típico é de 25 m/s) podem causar danos físicos ao aerogerador devido às cargas mecânicas excessivas que surgirão, caso o equipamento não seja desativado.

A característica de desempenho de turbinas eólicas é dada na forma de gráficos que correlacionam o vento com a potência, recebendo, portanto, a designação de curvas "*velocidade do vento* × *potência de saída*" [59]. A figura 2.7, a título de exemplo, apresenta uma curva para um sistema de conversão eólica típico. É importante ressaltar, no entanto, que a determinação exata da característica do aerogerador, depende do regime de ventos no local da instalação do dispositivo.

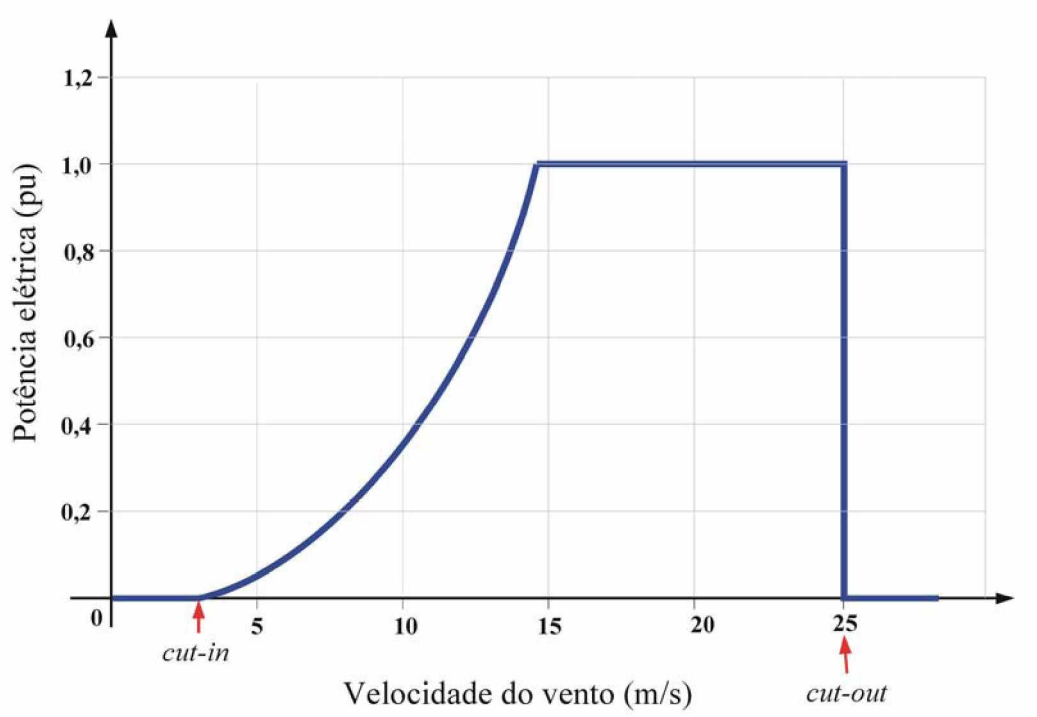


Figura 2.7 – Característica de desempenho de uma turbina eólica

Na figura anterior observa-se que, para velocidades do vento inferiores a aproximadamente 4 m/s, a potência gerada é nula. Tendo em vista que a potência gerada é proporcional à velocidade do vento ao cubo, não é atrativo, gerar energia para ventos abaixo da velocidade de acionamento, como já dito, na faixa de 3 a 5 m/s.

Contrariamente, para valores elevados da velocidade do vento, não é econômico aumentar a potência das turbinas, pois isto exigiria uma maior robustez de todo o sistema eólico e consequentemente incrementos nos custos envolvidos, muitas vezes para um aproveitamento energético que ocorre poucas horas por ano. Observa-se também que, a partir da velocidade nominal, em torno de 12 m/s, a turbina é regulada para funcionar com uma potência praticamente constante. Esta característica é obtida por técnicas utilizadas para provocar uma diminuição do rendimento, as quais são tratadas em seções subseqüentes.

2.7 PRINCIPAIS COMPONENTES DE UM SISTEMA DE CONVERSÃO EÓLICO

A figura 2.8 ilustra um sistema de aproveitamento eólico, no qual estão identificados os componentes principais destes complexos, inclusive o transformador utilizado para

compatibilizar os níveis de tensão do sistema eólico com a da rede no ponto de conexão (PAC) [84].

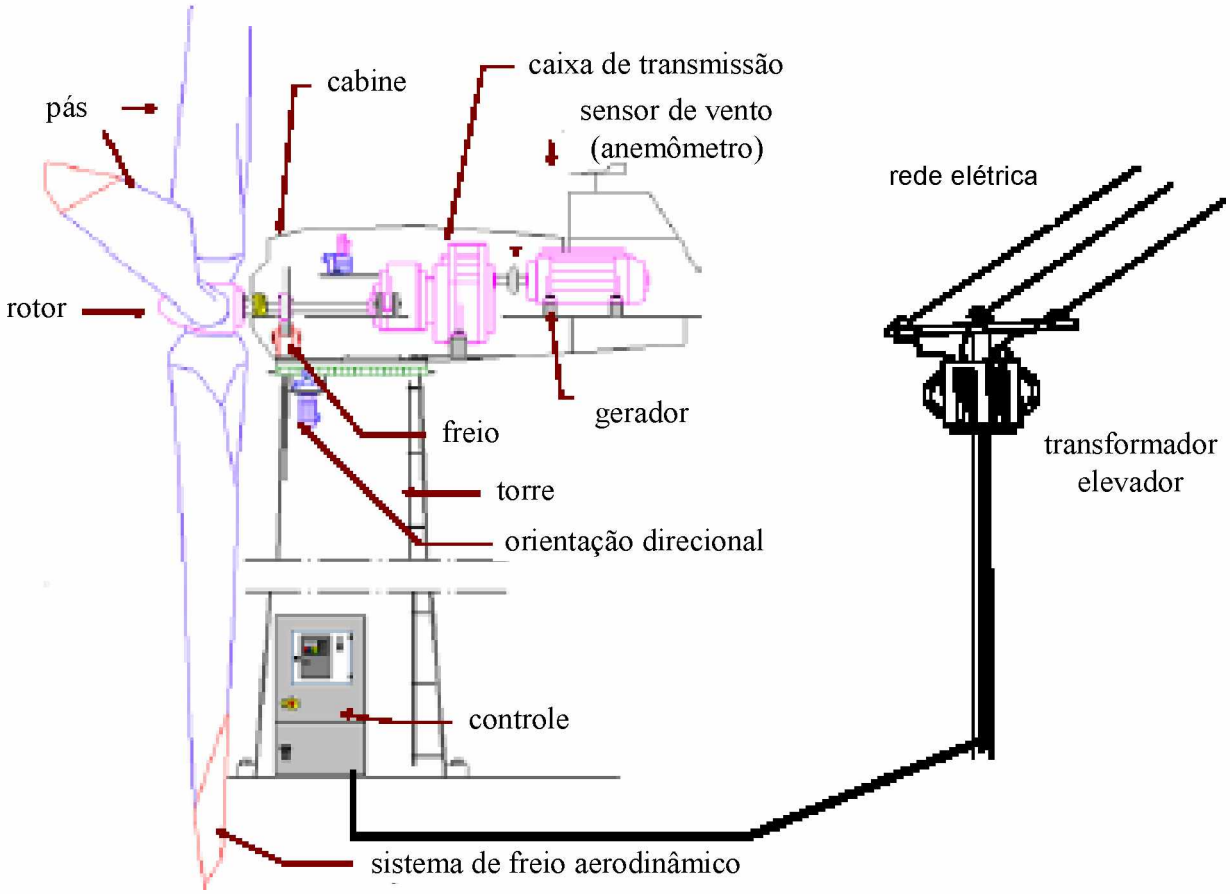


Figura 2.8 – Ilustração de um sistema de aproveitamento eólico

Na figura anterior destacam-se três componentes principais, a saber: o **rotor** ao qual estão fixadas as pás; a **cabine** (ou *nacell*e) dentro da qual está instalada a maior parte dos componentes (gerador, conversor, etc.); e a **torre**, ou estrutura de suporte de todo o sistema eólico. As partes mencionadas são descritas com maior detalhamento na seqüência.

2.7.1 Rotor

O rotor de um aerogerador é o responsável pela transmissão da energia cinética capturada do vento, por intermédio das pás, para o eixo do gerador elétrico. A transmissão da

energia pode ser realizada de forma direta ou através de uma caixa multiplicadora de velocidades, dependendo do arranjo do WECS.

A literatura tem destacado que a potência nominal de turbinas eólicas vem crescendo significativamente desde a década de 1980 [98]. O aumento das dimensões do rotor de aerogeradores, obviamente, tem uma correlação direta com a potência que pode ser extraída do vento, como pode ser observado na figura 2.9. Entretanto, é importante salientar que a maior sensibilidade da potência gerada diz respeito à velocidade do vento, pois esta é dependente do cubo da velocidade, e apenas proporcional à área varrida pelas pás, conforme mostrado anteriormente.

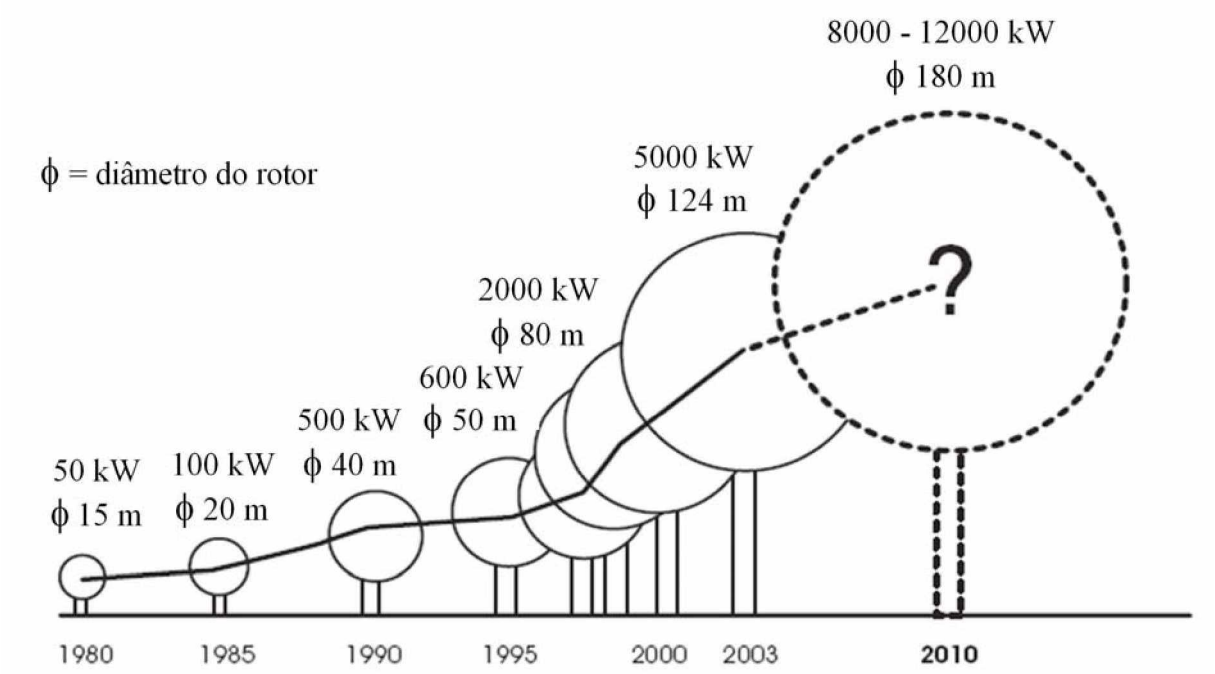
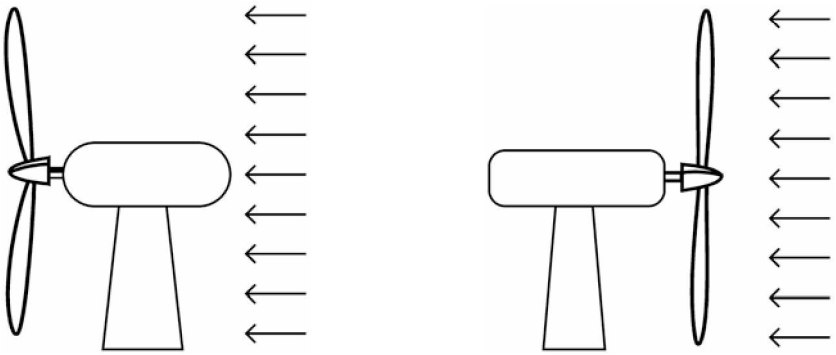


Figura 2.9 – Evolução das dimensões e potências de turbinas eólicas
Fonte: http://www.ewea.org/documents/facts_volume%201.pdf, acessado em 05/08/2005

De outro lado, aspectos construtivos das pás, tais como sua forma e o ângulo com que o vento incide, chamado de "ângulo de ataque", têm uma influência determinante na geração de energia elétrica. É interessante destacar que, o conhecimento da tecnologia das asas dos aviões, que apresentam um funcionamento semelhante aos de turbinas eólicas, contribuiu fortemente para a consolidação da tecnologia de aerogeradores.

A seguir, são feitas algumas classificações das turbinas eólicas em função de características específicas de construção:

- **Quanto à localização das pás em relação ao vento de ataque:** as pás podem ser colocadas a montante (*upwind*) ou a jusante (*downwind*) da torre, conforme ilustra a figura 2.10. A opção *upwind*, em que o vento ataca as pás pelo lado da frente da torre, tornou-se mais utilizada devido ao fato de o vento incidente não ser perturbado pela estrutura. A opção *downwind*, em que o vento atinge as pás após a passagem pela estrutura de suporte, permite o auto-alinhamento do rotor na direção preferencial do vento, contudo, devido a fato de o escoamento ser perturbado pela torre antes de incidir nas pás, tem sido progressivamente abandonada [18], [108].



(a) Turbinas *downwind* (b) Turbinas *Upwind*

Figura 2.10 – Tipos de turbinas quanto à posição das pás em relação ao vento incidente

- **Quanto à posição do eixo**: as turbinas podem ser de eixo vertical (*Darrieus*) ou de eixo horizontal, conforme ilustram as figuras 2.11 (a) e 2.11 (b), respectivamente. Ambas apresentam, vantagens e desvantagens, uma em relação à outra. As de eixo vertical não necessitam ser orientadas conforme a direção do vento; não necessitam de controle do ângulo de ataque das pás e, o sistema de acoplamento com o gerador é localizado no solo, facilitando assim os serviços de manutenção. Existem, porém, algumas desvantagens que devem ser consideradas tais como: a turbina deve inicialmente ser acionada por motores, até atingir uma determinada velocidade que impulsione as pás [2]; as lâminas das pás são submetidas a forças alternadas, causando fadiga mecânica e, por último, verificam-se velocidades do vento muito baixas junto à base, fatores que se traduzem em uma menor eficiência para este tipo de arranjo [82]. Pelas razões expostas, a maioria dos aerogeradores atuais emprega turbinas de eixo horizontal, pois, além do fato de serem de construção mais simples, esta tecnologia apresenta

um elevado grau de maturidade. Atualmente, praticamente todas as turbinas eólicas em operação comercial possuem eixo horizontal, com rotor dotado de pás formando uma hélice [34], [36], [58], [99].



(a) (b)

Figura 2.11 – Turbinas eólicas: (a) de eixo vertical, tipo *Darrieus* e (b) de eixo horizontal

- **Quanto ao número de pás**: em turbinas de eixo horizontal, o acréscimo de energia capturada do vento é estimado entre 3 e 5%, quando se passa de um sistema de duas para três pás [2], [3], [18]. Este percentual, no entanto, vai se tornando progressivamente menor, à medida que se aumenta o número de pás. Por este motivo, grande parte das turbinas em operação apresenta rotores dotados de três pás, muito embora a opção por duas pás apresente benefícios relacionados com a diminuição de peso da estrutura de sustentação e consequentemente de custo. Dentre os aspectos negativos das turbinas de duas pás destacam-se o maior ruído produzido, em função da maior velocidade de operação e os aspectos visuais (estéticos) [14]. Rotores de pá única não são encontrados comercialmente, dada a sua natureza inerentemente desequilibrada. Em suma, um menor número de pás deve ser acompanhado de uma velocidade de funcionamento maior, com os conseqüentes inconvenientes decorrentes dessa condição operativa.

- **Quanto ao material usado na fabricação das pás:** A vida útil do rotor é determinada pelos esforços mecânicos a que ficará submetido e pelas condições ambientais do local de sua instalação. Portanto, a escolha do material a ser utilizado na construção das pás das turbinas é uma questão que deve merecer atenção especial. Atualmente, os materiais mais utilizados na fabricação das pás são: madeira, compostos sintéticos e metais. A madeira é o material usado na fabricação de pás de pequenas dimensões (da ordem de 5 m de comprimento). Mais recentemente, a madeira passou a ser empregada em técnicas avançadas de fabricação de materiais compostos de madeira laminada. Esta técnica permite que alguns fabricantes usem estes materiais em turbinas de até 40 m de diâmetro. Os compostos sintéticos constituem-se nos materiais de maior uso nas pás de turbinas eólicas, notadamente, os plásticos reforçados com fibra de vidro (GRP – *Glass Reinforced Plastic*) [14], [18], [21]. Estes materiais são relativamente baratos, robustos, resistem bem à fadiga, e, principalmente, são facilmente moldáveis, o que é uma característica importante na fase de fabricação. Sob o ponto de vista das propriedades mecânicas, contudo, as fibras de carbono constituem a melhor opção. No entanto, o seu preço elevado é ainda um obstáculo que limita uma maior difusão do seu uso. No grupo dos metais, o aço tem sido usado, principalmente, nas turbinas de maiores dimensões. Contudo, é um material denso, o que o torna pesado. Alternativamente, alguns fabricantes optaram pela utilização de ligas de alumínio, que apresentam melhores propriedades mecânicas, mas tem como desvantagem uma rápida deterioração de sua resistência à fadiga. A tendência atual aponta para o desenvolvimento de materiais compostos híbridos, de maneira a melhor aproveitar as características de cada um dos componentes. Estas características podem ser avaliadas sob o ponto de vista do peso, robustez e resistência à fadiga.

2.7.2 Cabine ou "Nacelle"

A cabine destina-se a alojar, dentre outros equipamentos, o eixo principal, o sistema de freio de disco, a caixa de velocidades ou caixa de transmissão (quando existente), o gerador elétrico e o mecanismo de orientação direcional (*yaw control mechanism*) [10], [36].

Objetivando uniformizar os termos técnicos de uso mais comum neste tipo de aproveitamento e também para esclarecer a função de cada um dos componentes mencionados, a seguir, é feita uma descrição sucinta dos mesmos.

O eixo principal, de baixa rotação, transfere o conjugado primário do rotor para a caixa de velocidades. Neste eixo estão montadas as tubulações de controle hidráulico das travas aerodinâmicas (*spoilers*), também existentes.

Em situações de emergência, por exemplo, devido à falha no freio aerodinâmico ou para efetuar operações de manutenção, utiliza-se um sistema de freio mecânico a disco. Este freio tanto pode estar situado no eixo de baixa rotação como no eixo de alta rotação, após a caixa de velocidades. Na segunda opção, o freio é menor e mais barato, pois o conjugado de frenagem a fornecer é menor. Como desvantagem, contudo, na eventualidade de uma falha na caixa de transmissão, não haveria controle sobre o rotor.

A caixa de velocidades em sistemas a velocidade fixa é necessária para adaptar a freqüência do rotor da turbina, tipicamente da ordem de 0,33 Hz (20 rpm) ou 0,5 Hz (30 rpm), à freqüência do gerador, isto é, da rede elétrica que pode ser de 50 ou 60 Hz. Ainda, ao longo deste capítulo, são evidenciadas as situações em que a referida caixa de velocidades torna-se necessária em sistemas a velocidade variável [36].

O gerador converte a energia mecânica disponível no eixo de alta rotação em energia elétrica. A ligação mais flexível conseguida com o gerador assíncrono permitida pelo escorregamento, em aplicações com velocidade fixa, tem levado à maior parte dos fabricantes a escolhê-lo como equipamento de conversão mecânico-elétrica. Já a ligação rígida, característica do gerador síncrono conectado diretamente à rede, não se adapta às variações do vento, fato pelo qual este conversor só é usado em sistemas a velocidade variável, conforme descrito posteriormente.

De modo a extrair a máxima energia possível do vento é necessário que o rotor eólico fique alinhado com a direção preferencial do fluxo de ar. Para ajustar-se a esta situação, os WECS possuem um mecanismo de orientação direcional, constituído essencialmente por um motor elétrico, o qual, diante da informação recebida de um sensor de direção do vento, faz girar a cabine (e o rotor, ao qual está acoplado) até que a turbina fique adequadamente posicionada, ou seja, perpendicular à direção do vento [36], [82].

Na parte superior externa da cabine é montado um anemômetro e o supracitado sensor de direção. As medidas da velocidade do vento são utilizadas pelo sistema de controle para efetuar o controle do aerogerador. Como exemplo de ação tomada pelo sistema de controle

pode-se mencionar a detecção do início da operação do WECS, a partir da velocidade de aproximadamente 4 m/s ($V_{cut\text{-}in}$), ou a sua desconeção, para ventos superiores a cerca de 25 m/s ($V_{cut\text{-}out}$). A informação da direção do vento é usada como entrada do sistema de orientação direcional da cabine [2].

2.7.3 Torre

A torre é a estrutura de suporte da cabine, a qual possibilita a instalação do rotor em alturas tais que a velocidade do vento é maior e menos sujeita a perturbações, uma vez que, próximo ao solo, a influência dos obstáculos é normalmente elevada [18], [108].

As torres modernas podem ter alturas superiores a 100 metros, fato este que exige que a estrutura seja dimensionada para suportar cargas significativas, além de resistir a uma exposição em condições naturais ao longo da sua vida útil, estimada em cerca de vinte anos. Atualmente podem ser encontrados sistemas utilizando dois tipos de torres: as tubulares e as treliçadas, conforme as figuras 2.12 (a) e 2.12 (b), respectivamente. Em geral, as torres são fabricadas de metal (treliça ou tubular) ou de concreto, podendo ser ou não sustentadas por cabos tensores.



(a) (b)

Figura 2.12 – Tipos de torres utilizadas por WECS: (a) tubular e (b) treliçada

A fabricação das torres tubulares pode ser feita utilizando aço, sendo que a sua montagem normalmente é realizada no próprio local do aproveitamento, com o auxílio de

uma grua. Este tipo de torre é mais seguro para o pessoal de manutenção, que pode utilizar uma escada interior para se deslocar até a cabine.

As torres treliçadas são mais baratas, e exigem fundações mais simples e menos robustas. O efeito de "sombreamento" da torre é menos significativo, comparativamente às torres tubulares. Um dos maiores inconvenientes deste tipo de estrutura, no entanto, diz respeito não à parte técnica, mas sim estética. O impacto visual, pouco agradável, tem provocado, progressivamente, o seu abandono.

2.8 PRINCIPAIS CONCEITOS SOBRE TURBINAS EÓLICAS

O controle de potência numa turbina eólica baseia-se, principalmente, nas propriedades aerodinâmicas das pás do rotor. A figura 2.13 ilustra um corte transversal de uma pá utilizada em equipamentos como os aqui estudados. Este elemento é utilizado para ilustrar as forças que atuam nas pás do rotor, denominadas de forças de sustentação e forças de arrasto. Ambas as forças dependem do perfil aerodinâmico da pá, da velocidade do vento, v_{vento}, e do ângulo de ataque α (ângulo de incidência do vento), também identificados na figura mencionada [2], [18], [72], [77].

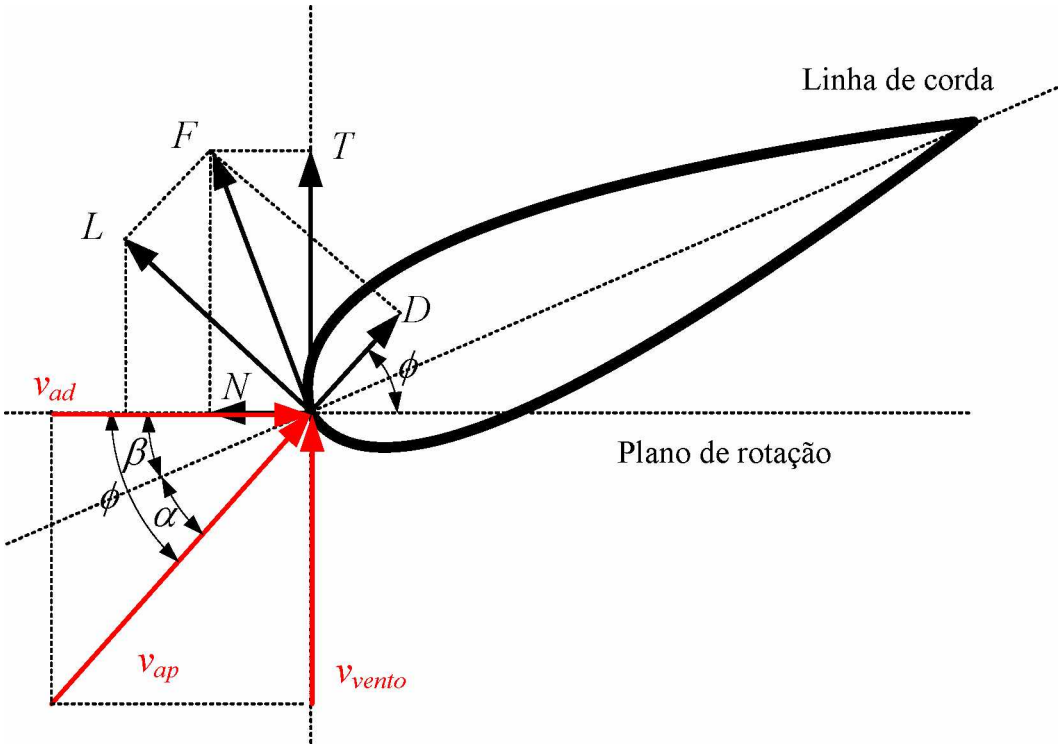


Figura 2.13 – Sistema de forças atuando num elemento de uma pá de uma turbina eólica

Sendo:

v_{vento} – velocidade do vento atuante no perfil da pá;

v_{ad} – componente adicional da velocidade do vento vista pela pá em movimento;

v_{ap} – velocidade aparente do vento (soma das duas componentes: v_{vento} e v_{ad});

α – ângulo de ataque ou de incidência do vento, definido como sendo o ângulo entre a linha que une as extremidades de entrada e saída do perfil (linha de corda) e a velocidade aparente ou relativa do vento (v_{ap});

β – ângulo de passo, formado entre o plano de rotação da pá e a linha de corda;

ϕ – ângulo de escoamento, que é dado pela soma $\phi = \alpha + \beta$;

F – vetor força.

O vetor força, por sua vez, pode ser decomposto em duas componentes: uma atuante na mesma direção da velocidade relativa do vento, denominada força de arrasto D (*Drag*) e, a outra perpendicular designada por força de sustentação L (*Lift*). O vetor força F pode, ainda, ser decomposto em duas outras componentes. Uma delas na direção do plano de rotação das pás e outra na direção perpendicular, obtendo-se, dessa forma a componente N, que contribui para o movimento da pá e a componente T (*Thrust*), que se traduz em carga mecânica para a estrutura de sustentação [5], [36], [39]. Estas forças podem ser determinadas pelas equações (2.9) e (2.10), em conformidade com a figura anterior.

$$N = L\,\mathrm{sen}(\phi) - D\cos(\phi) \tag{2.9}$$

$$T = L\cos(\phi) + D\,sen(\phi) \tag{2.10}$$

O desenvolvimento apresentado, juntamente com a figura anterior, permite concluir que existem diversas possibilidades para se conseguir elevadas forças de sustentação e reduzidas forças de arrasto, ou seja, conseguir velocidades elevadas e altos rendimentos aerodinâmicos. O controle de potência aerodinâmica de uma turbina, para uma dada velocidade do vento, pode ser alcançado de duas maneiras distintas. Uma delas consiste em controlar a velocidade do rotor da turbina enquanto que a outra se consegue através do controle do ângulo de passo das pás.

Outra grandeza de interesse em aerogeradores é a sua "solidez". A solidez de uma turbina pode ser definida como a relação entre a área total das pás do rotor e a área varrida por

estas num perímetro correspondente a 70% do raio das pás, isto é, na região sujeita aos maiores esforços, conforme mostra a expressão (2.11) [18], [97].

$$\sigma = \frac{nc}{0{,}7\,\pi D} \tag{2.11}$$

Sendo:

n = número de pás;

c = corda a 0,7 do raio das pás (m);

D = diâmetro do rotor (m).

De acordo com esta definição, verifica-se que as turbinas de elevada solidez são do tipo multipás, como as utilizadas para o bombeamento de água, que podem chegar até 25 pás, enquanto que as de baixa solidez são de uma, duas ou três pás. Assim sendo, turbinas de elevada solidez apresentam elevado conjugado de partida e um desempenho satisfatório também em baixas velocidades. Por outro lado, rotores de baixa solidez operam em velocidades maiores e com rendimentos elevados, porém, apresentam características de partida mais pobres. Atualmente, turbinas com rotores de eixo horizontal com solidez variando entre 5% a 10% são amplamente empregadas para a geração de energia elétrica, com potências nominais que vão de 100 W a 4,5 MW [97].

É sabido que a potência no eixo de uma turbina aumenta com a sua velocidade angular. Dispositivos destinados à produção de eletricidade requerem elevadas velocidades de rotação, o que propicia a redução das dimensões da máquina elétrica, o seu peso e, conseqüentemente, seu preço. Dessa forma, a velocidade do vento necessário à operação de uma turbina não poderá estar abaixo de um valor tal que dê origem a um conjugado mínimo para a sua partida. Essa velocidade, conforme já mencionado, varia entre 3 a 5 m/s [18].

2.9 SISTEMAS DE CONTROLE DE POTÊNCIA

Evitar danos físicos aos sistemas de conversão eólicos, em decorrência de ventos superiores ao nominal constitui-se numa necessidade. Caso isto não seja feito, juntamente

com a potência adicional gerada, serão produzidos esforços mecânicos excessivos que, na melhor das hipóteses, poderão reduzir a vida útil dos componentes do sistema [2], [5], [36].

Atualmente existem três técnicas utilizadas para limitar a potência de saída de WECS, para velocidades de vento superiores à nominal, quais sejam:

- **Entrada em perda aerodinâmica – *Stall***: utilizado em turbinas convencionais que operam com velocidade fixa, ou seja, com um ângulo de passo fixo (*stall-regulated*);
- **Controle do ângulo de passo – *Pitch Control***: esta técnica é utilizada em turbinas a velocidade variável, onde as pás são projetadas para girar, cada pá independentemente, em torno de seu eixo, de maneira a reduzir a área efetiva no caso de ocorrência de ventos elevados (acima do nominal) numa faixa relativamente grande, de 0 a aproximadamente 30 graus;
- **Controle fixo ativo *(active-stall)***: também conhecido como sistema controlado *combi-stall,* pois utiliza uma combinação dos métodos anteriormente descritos. Neste sistema, o grau de liberdade das pás é bastante limitado, podendo variar normalmente de 0 a 4 graus.

As técnicas descritas anteriormente para se efetuar o controle de potência são abordadas com maiores detalhes na seqüência.

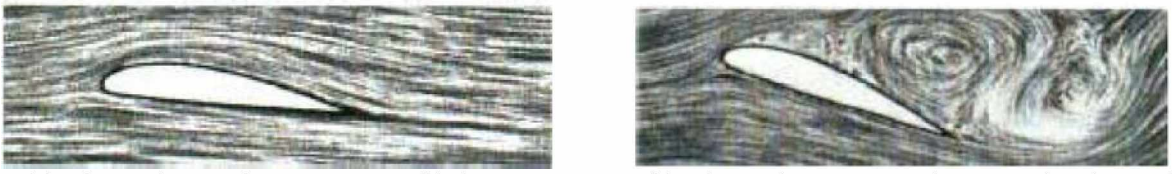
É interessante mencionar uma outra possibilidade teórica para o controle de potência. Esta seria obtida variando-se a posição da turbina em relação ao vento por meio do mecanismo de orientação direcional. Esta operação, entretanto, gera cargas aerodinâmicas muito elevadas e, conseqüentemente, problemas de fadiga, motivo pelo qual tem seu uso bastante restrito [82].

2.9.1 Entrada em Perda Aerodinâmica - Stall

As turbinas eólicas que efetuam o controle da potência utilizando o método da entrada em perda aerodinâmica, como já dito, têm as pás fixadas rigidamente ao rotor, ou seja, não permitem o seu movimento em torno de seu eixo longitudinal. Disto resulta que o ângulo de

passo β permanece constante [5], [36]. Este tipo de controle é utilizado por aerogeradores a velocidade fixa, dotados de geradores de indução com rotor em gaiola de esquilo.

Esta estratégia de controle de potência é baseada nas características aerodinâmicas das pás do rotor. Trata-se de um sistema passivo que atua nas situações em que a velocidade ultrapassa o valor de projeto, conforme mostra a figura 2.14. Neste tipo de controle, as pás são projetadas para entrar em "perda" a partir de uma certa velocidade do vento, isto é, quando a velocidade do vento alcança valores superiores à velocidade nominal. Nessa situação, diferentemente da situação normal mostrada na figura 2.14(a), o fluxo em torno dos perfis das pás do rotor é, pelo menos, parcialmente "descolado" da superfície conforme ilustra a figura 2.14(b), produzindo, portanto sustentações menores e forças de arrasto muito mais elevadas [20]. Dessa forma, a potência extraída é menor que a disponível no vento, protegendo assim os componentes da turbina e assegurando uma geração praticamente constante [97]. Em outras palavras, uma vez que as pás estão colocadas com um certo ângulo de passo fixo, quando o ângulo de ataque aumenta para além de um dado valor, a componente de sustentação diminui, ao mesmo tempo em que a força de arrasto aumenta. Nestas condições, a componente da força que contribui para o conjugado diminui (ver figura 2.13 e equações (2.9) e (2.10)). Nesta situação, pode se dizer, que a pá entra em perda aerodinâmica. É importante observar que o ângulo de ataque aumenta quando a velocidade do vento incrementa, porque o rotor gira a uma velocidade constante (v_{ad} na Figura 2.13 é constante). Para evitar que o efeito *stall* ocorra em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo, o que reduziria significativamente a potência do rotor, as pás possuem uma pequena torção longitudinal que as levam a um suave desenvolvimento deste efeito.



(a) Fluxo de ar aderente ao perfil da pá

(b) Fluxo de ar separado em volta do perfil da pá (perda aerodinâmica)

Figura 2.14 –- Ilustração do efeito *Stall* no perfil de uma pá
Fonte: DEWI

2.9.2 Variação do Ângulo de Passo – Pitch Control

Esta é uma outra técnica utilizada para limitar a energia extraída do vento, para velocidades elevadas, que consiste em efetuar a rotação das pás em torno do seu eixo longitudinal. Trata-se de um sistema ativo e que necessita de uma informação vinda do sistema de controle [72]. Neste caso, diz-se que o controle é feito por variação do passo das pás, ou seja, sobre o do ângulo de passo β.

Até a velocidade nominal (de projeto), para a qual a turbina fornece a potência nominal, o sistema de controle mantém-se inoperante, de modo que a potência de saída varia com a velocidade do vento, contribuindo-se para o aumento da componente da força responsável pelo conjugado (equações (2.9) e (2.10)). Para velocidades do vento superiores à nominal o sistema de controle do passo atua de modo que o conjugado motor produzido corresponda à potência nominal, isto é conseguido através de uma adequada rotação das pás e conseqüente diminuição do conjugado (equações (2.9) e (2.10)). Com a redução do ângulo de ataque diminuem as forças aerodinâmicas atuantes e, consequentemente, a extração de potência.

A figura 2.15 ilustra diversas curvas de desempenho aerodinâmico de turbinas a velocidade fixa e a velocidade variável [77]. Para o caso a velocidade fixa, são mostradas curvas com linhas finas numeradas de 0 a 4, correspondentes a diferentes ângulos de passo fixo das pás. Nesta mesma figura, a linha grossa representa o desempenho de um sistema a velocidade variável dotado de regulação do ângulo de passo. Vale ressaltar, que as curvas indicadas pelos números 10, 15 até 35 referem-se aos distintos ângulos de passo utilizados para o controle de potência do sistema a velocidade variável, no sentido de mantê-la constante.

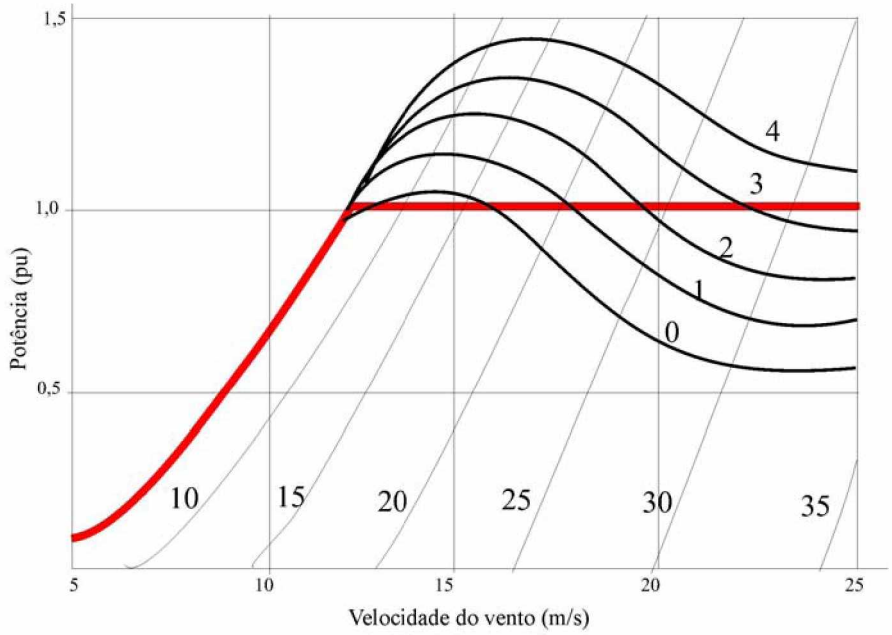


Figura 2.15 – Controle de potência aerodinâmica

Um ponto ainda divergente refere-se à extensão da pá sujeita a este tipo de controle. Enquanto alguns fabricantes aplicam este controle apenas na ponta da pá, permanecendo a parte restante fixa, outros optam por permitir o movimento da pá em toda a sua extensão. A primeira solução permite retirar o movimento da pá na zona crítica de fixação, localizada onde a pá está engastada no cubo do rotor, o que permite uma construção mais robusta. A favor da segunda opção pode argumentar-se que o controle aplicado a uma área maior é mais efetivo.

Na literatura sobre este assunto encontram-se várias maneiras de controlar o ângulo de passo, todas elas bastante similares [65], [71], [105]. Visando propiciar um melhor entendimento, a figura 2.16 ilustra, em forma de diagrama de blocos, a malha utilizada para efetuar o controle do ângulo das pás de uma turbina eólica.

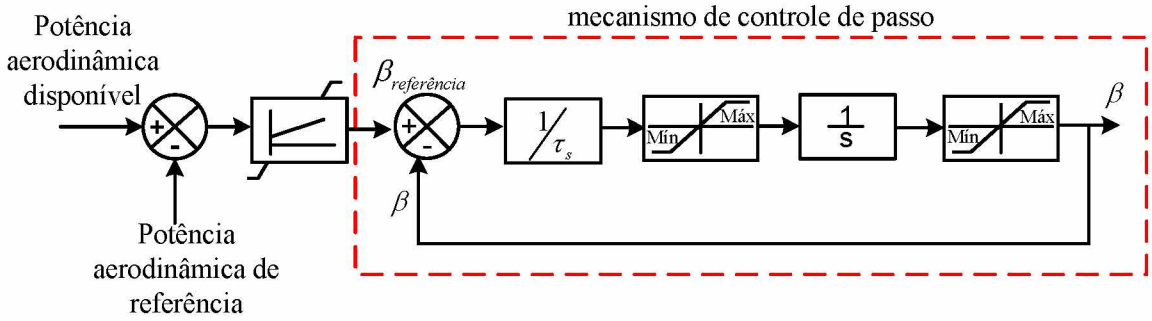


Figura 2.16 – Malha de controle do ângulo de passo de uma turbina eólica a velocidade variável

Nota-se que a variável de controle neste caso é a potência aerodinâmica da turbina, a qual é comparada com um sinal de referência. O sinal de erro proveniente desta comparação entra num controlador proporcional e integral (PI), produzindo um sinal de referência para o ângulo de passo. Este sinal é então comparado com o efetivo ângulo de passo, sendo este novo erro aplicado a um arranjo de atraso de 1ª ordem, com uma constante de tempo τ_s. A taxa de variação normal do ângulo de passo de uma turbina deve permanecer na faixa de 3 a 10 graus/segundo. Taxas mais próximas aos 10 graus/segundo, justificam-se, principalmente, em situações de emergência [36]. O ângulo de passo (β), como se observa na figura, é obtido através de um integrador limitado entre valores mínimo e máximo definidos [72].

2.9.3 Análise Comparativa dos Métodos Utilizados para Controle de Potência

Neste item é feita uma análise comparativa entre as principais vantagens e desvantagens dos métodos utilizados para efetuar o controle de potência em turbinas eólicas. Essa comparação encontra-se consolidada na tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Quadro comparativo entre os sistemas de controle de potência por perda aerodinâmica (*stall*) e por ângulo de passo (*pitch*)

Controle de potência da turbina	**Características**
Entrada em perda aerodinâmica (*stall*)	**Vantagens:**
	• Menor custo; • Mais simples devido à ausência de partes rotativas.
	Desvantagens:
	• Conjugado de partida reduzido para ventos fracos, tornando necessário um motor auxiliar para esse fim ou funcionamento da turbina, inicialmente como motor, até atingir a velocidade adequada; • No processo de frenagem não é possível colocar as pás na posição ideal para esse efeito, a chamada posição de bandeira (*feathering position*), pelo que é exigido um sistema complementar de travagem por meios aerodinâmicos, por exemplo, deflexão de *spoilers*; • Menor aproveitamento da energia disponível no vento.
Controle por ângulo de passo (*pitch control*)	**Vantagens:**
	• Controle satisfatório de potência, para todas as faixas de variação da velocidade do vento; • Redução dos esforços de fadiga com vento muito forte, porque, nessa situação, a pá apresenta uma menor superfície de contato frontal em relação ao vento; • Processo da partida pode ser assistida, porque o ângulo de passo pode ser variado de modo a conseguir uma aceleração do rotor até a velocidade de rotação nominal; • As curvas de potência de turbinas eólicas mostram que este tipo de controle permite um controle mais fino da potência; • A "travagem" também é melhorada, porque se o passo das pás for tal que β=90° (posição de bandeira), o rotor move-se lentamente (Figura 2.13), e o sistema de travagem aerodinâmica pode ser dispensado; • Maior eficiência em termos da energia extraída do vento.
	Desvantagens:
	• Maior complexidade e conseqüente aumento de custo.

Complementarmente à tabela 2.1, a figura 2.17 mostra as curvas da potência elétrica em função da velocidade do vento, para turbinas com controle *stall* e controle *pitch*. A figura permite observar claramente que a resposta mais satisfatória ocorre para o caso de controle por ângulo de passo [18].

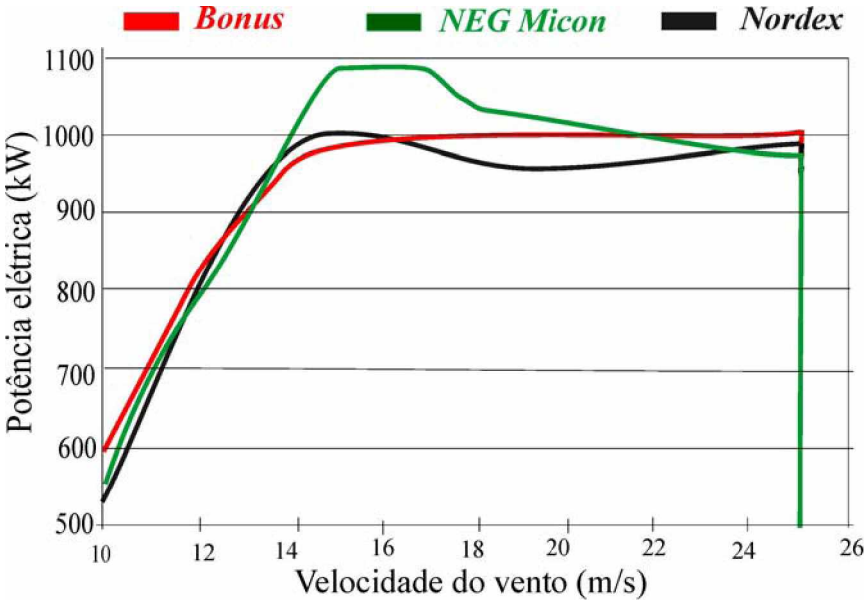


Figura 2.17 – Curvas de potência: por controle do ângulo de passo (Bonus) e por entrada em perda aerodinâmica (NEG Micon e Nordex)

2.10 PRINCIPAIS TOPOLOGIAS PARA OS SISTEMAS DE CONVERSÃO EÓLICOS

De acordo com os aspectos tecnológicos e operacionais abordados ao longo deste capítulo, registra-se que atualmente existem três conceitos de aerogeradores dominantes no mercado. A diferença fundamental diz respeito à velocidade de operação do sistema, que pode ser fixa ou variável, o que determina o tipo de gerador elétrico a ser utilizado, podendo ser do tipo síncrono ou assíncrono [29]. Comercialmente podem ser encontrados sistemas diferentes aos apresentados nesta tese, contudo, são apenas pequenas variações destes, não justificando o tratamento neste estudo. Nesse sentido, na seqüência são apresentados os conceitos atualmente predominantes de turbinas eólicas, ressaltando-se suas características mais relevantes [98].

2.10.1 Sistemas de Conversão Eólica a Velocidade Fixa

Sistemas de conversão de energia eólica a velocidade fixa caracterizam-se por uma operação a velocidade praticamente constante, resultado de um acoplamento direto e rígido com a rede elétrica. Isto significa que, independentemente da velocidade do vento, a

velocidade do rotor do gerador eólico é fixa e determinada pela freqüência da rede elétrica ao qual está conectado. Devido a esse tipo de acoplamento, os efeitos nas máquinas eólicas são transferidos também de forma direta para o sistema elétrico e, da mesma forma, perturbações na rede de potência têm reflexo direto no aerogerador [54]. Assim sendo, variações no vento se traduzem em oscilações mecânicas e conseqüentemente em variações da potência elétrica injetada na rede de conexão, que podem vir a afetar os padrões de qualidade da energia elétrica [2].

Neste tipo de topologia, o gerador de indução é a opção mais utilizada por fabricantes de aerogeradores, aproveitando-se assim, sua maior simplicidade e robustez e, conseqüentemente, menor preço.

Sistemas de conversão de energia eólica a velocidade fixa são equipados com geradores de indução diretamente ligados a uma rede de freqüência constante e correspondem ao denominado conceito dinamarquês (*Danish concept*). Esta tecnologia de aerogeradores utiliza turbinas de eixo horizontal, com três pás, rotor montado *upwind*. A regulação de potência é realizada através do efeito *stall,* ou seja, o rotor é projetado de forma tal que a sua eficiência diminui à medida que a velocidade do vento aumenta, impedindo dessa forma, que a potência mecânica extraída do vento se torne muito elevada. Na atualidade, aproximadamente 60% dos geradores eólicos em operação são do tipo descrito neste item.

Apesar de atrativos tais como menor custo, maior simplicidade e robustez, turbinas eólicas a velocidade constante apresentam algumas características indesejáveis, dentre as quais podem destacar-se:

- Carência de controle de potências ativa e reativa;
- Cargas mecânicas elevadas, porque flutuações de potência são traduzidas em pulsações do conjugado, podendo levar a falhas na caixa de transmissão;
- Devido à impossibilidade de armazenamento de energia (por exemplo, na forma de energia cinética), verificam-se oscilações significativas na potência de saída, que se manifestam na forma de variações, principalmente, de corrente.

A figura 2.18 mostra um arranjo típico de um sistema de conversão de energia eólica, que opera com velocidade fixa. No desenho estão mostrados os seus principais componentes, com destaque para o gerador utilizado, do tipo indução. Estruturas deste tipo, em função de suas características operativas, atuam com velocidade e freqüência constantes. Motivo pelo

qual são conhecidas como CSCF (*Constant Speed Constant Frequency*) [47], [50] [105]. Como uma das desvantagens do gerador de indução aponta-se a necessidade de troca de potência reativa com a rede, necessária a sua excitação e, portanto, a exigência de um equipamento adicional para correção do fator de potência, conforme ilustrado na figura mencionada [98].

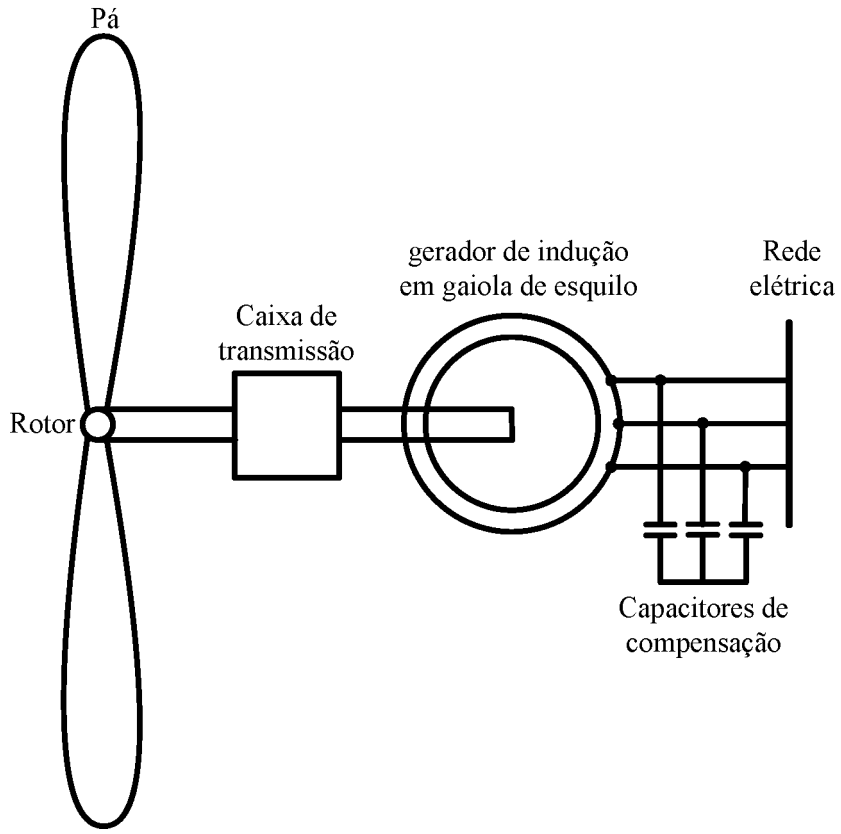


Figura 2.18 – Topologia de um sistema de conversão eólico a velocidade constante acoplado à rede elétrica que utiliza o chamado conceito dinamarquês - CSCF (*Constant Speed Constant Frequency*)

Nos últimos anos, o conceito dinamarquês tem conseguido uma série de melhorias, relativamente à sua formulação original, com o objetivo de maximizar o aproveitamento da energia eólica e também com o objetivo de minimizar as cargas mecânicas adicionais quando da ocorrência de turbulências elevadas.

Seguindo essa tendência de aumento da eficiência, alguns fabricantes de turbinas eólicas oferecem como equipamento padrão sistemas equipados com gerador de indução com rotor bobinado e controle do escorregamento ou *slip control*. Esta topologia consiste na conexão de um conjunto de resistências elétricas aos terminais do rotor do gerador. Assim, o

escorregamento da máquina pode ser alterado pela variação do valor das resistências através de um conversor montado no eixo do gerador [2].

Outros fabricantes disponibilizam sistemas com dois geradores de indução. Um de potência menor, otimizado para funcionar a baixas velocidades do vento, e outro mais potente, para velocidades do vento mais elevadas. Objetivando um desempenho ainda melhor, encontram-se também disponíveis no mercado montagens com um gerador de indução que pode funcionar, alternativamente, acoplado a rotores com diferentes pares de pólos [18].

2.10.2 Sistemas de Conversão Eólica a Velocidade Variável

Devido a uma série de vantagens, comparativamente aos sistemas a velocidade fixa, em anos recentes as turbinas a velocidade variável têm-se afirmado como a tecnologia dominante na geração eólica.

As configurações típicas dos sistemas a velocidade variável consistem de um gerador elétrico, que pode ser síncrono ou de indução com rotor bobinado, conectado à rede elétrica assincronamente através de um sistema conversor de freqüência CA-CC-CA. O conversor é indispensável neste tipo de esquema, pois, como é sabido, os geradores elétricos operam em uma freqüência proporcional à velocidade de rotação do rotor, dessa forma, a conexão à rede elétrica, de freqüência definida, deve ser efetuada da forma mencionada. Neste tipo de WECS, as variações de potência causadas por flutuações do vento são absorvidas, principalmente, por variações na velocidade do rotor do gerador e, conseqüentemente, da velocidade do rotor da turbina.

Turbinas a velocidade variável são projetadas para alcançar máxima eficiência aerodinâmica numa ampla faixa de velocidades. A possibilidade de operação em velocidade variável (acelerando ou desacelerando) permite o funcionamento do sistema de forma satisfatória em pontos próximos do valor ótimo de uma grandeza denominada "razão de velocidade na pá" (λ) (do inglês - *Tip Speed Ratio* ou TSR), para cada condição de vento. Isto é possível graças ao desacoplamento provocado pelo conversor, entre as freqüências do gerador elétrico e a da rede de conexão. Além disso, a utilização de conversores eletrônicos modernos funcionando com IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) permite, adicionalmente, o controle simultâneo dos fluxos de potências ativa e reativa. Dessa maneira, a relação de velocidade λ é mantida num valor predefinido constante, de maneira a alcançar

uma velocidade tal que leve a um ponto de operação de máximo coeficiente de potência [2]. Contrariamente aos sistemas a velocidade fixa, os sistemas a velocidade variável mantêm o conjugado do gerador aproximadamente constante e as variações do vento são absorvidas através de variações da velocidade do gerador elétrico.

Este tipo de configuração opera com velocidade variável e freqüência constante, dependente da velocidade do vento e numa faixa definida de freqüências. Por esse motivo, estruturas deste tipo são conhecidas como VSCF (*Variable Speed Constant Frequency*) [47] [97].

Graças aos avanços tecnológicos mencionados, além das vantagens alcançadas com o uso do controle *pitch*, pode-se ainda obter:

- Aumento da energia extraída do vento;
- Redução do ruído em baixas velocidades do vento;
- Conexão suave à rede elétrica de freqüência constante;
- Eventual ausência de caixa de velocidades.

Obviamente, existem outros aspectos associados com os sistemas a velocidade variável - VSCF. Dentre os quais se devem atentar para:

- Eficiência dos conversores eletrônicos;
- Comportamento do sistema elétrico sob condições extremas de vento;
- Compatibilidade eletromagnética;
- Interferência na qualidade da energia do sistema ao qual está conectado.

É importante ressaltar, contudo, que os problemas levantados são originados pelo próprio funcionamento do dispositivo e que podem ser significativamente melhorados com a adoção de estratégias voltadas para essas finalidades. A título de exemplo, o uso de filtros, minimizaria a injeção de harmônicos no sistema e, conseqüentemente, os efeitos negativos decorrentes.

Uma vez descritas as características mais gerais de sistemas de conversão eólica a velocidade variável, a seguir são apresentadas as suas principais topologias comercialmente disponíveis.

2.10.2.1 Sistema de Conversão Eólica a Velocidade Variável Dotado de Gerador de Indução

O conceito de operação de WECS a velocidade variável é bastante conhecido. Contudo, a maior difusão desta filosofia tem ocorrido mais recentemente, devido, sobretudo, ao desenvolvimento destes dispositivos em escala comercial [75]. Esta seção destina-se à descrição das topologias que utilizam, como gerador elétrico, máquinas de indução, bem como as técnicas empregadas pelos fabricantes de turbinas eólicas para possibilitar uma conexão mais suave às redes elétricas [51].

a) Sistema Dotado de Gerador de Indução de Dupla Alimentação Conectado à Rede Elétrica através de um Conversor de Freqüência

A figura 2.19 apresenta um WECS a velocidade variável, dotado de gerador de indução de dupla alimentação (rotor bobinado) – DFIG (*Doubly-Fed Induction Generator*) [36], [60], [97], [98], [105]. O enrolamento do rotor é alimentado usando um conversor VSI (*Voltage Sourced Imposed*) *back-to-back*. Como no caso do conceito anterior, o rotor da turbina eólica está conectado ao gerador através da uma caixa de transmissão. Entretanto, nesta topologia, é permitida a variação da velocidade numa faixa estreita. Outro fato que merece ser destacado é o tipo de controle de potência, neste caso, utiliza-se a variação do ângulo de passo das pás para limitar a potência extraída do vento (*pitch control*) para elevadas velocidades do vento.

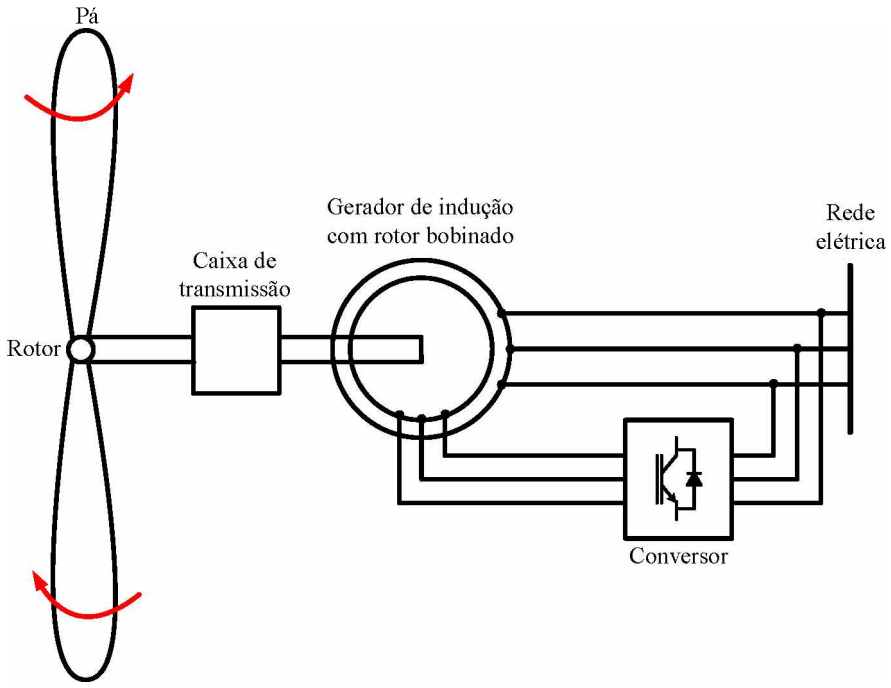


Figura 2.19 – Topologia de um WECS equipado com um gerador de indução de dupla alimentação conectado à rede elétrica através de um conversor de freqüência

b) Sistema Dotado de Gerador de Indução com Rotor Bobinado Conectado à Rede Elétrica através de um Dispositivo para Partida Suave (*Soft Starter*)

Outro arranjo possível, derivado do anterior está ilustrado na figura 2.20 [2]. Trata-se da proposta de um fabricante dinamarquês, o qual produz turbinas com gerador de escorregamentos (ou velocidades do rotor) variáveis. Esta característica possibilita uma variação de velocidade de até 10% [50]. O sistema mencionado utiliza um conversor controlado, através do qual a resistência do rotor do gerador pode ser regulada.

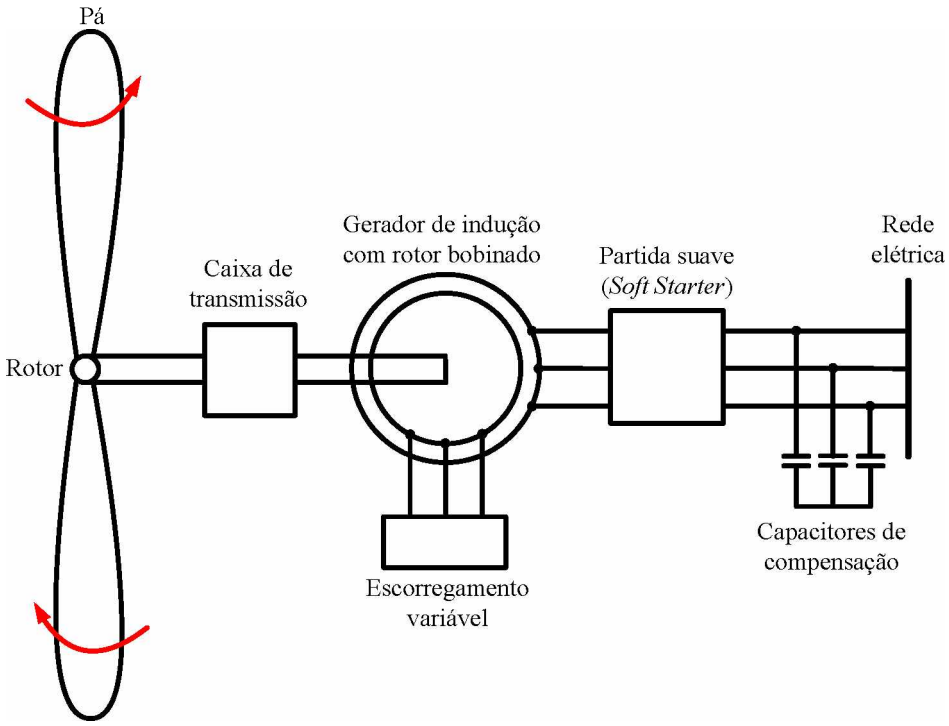


Figura 2.20 – Topologia de um WECS equipado com máquina de indução de rotor bobinado conectado a rede elétrica através de um dispositivo de partida suave

2.10.2.2 Sistema de Conversão Eólica a Velocidade Variável Dotado de Gerador Síncrono

Neste caso a turbina eólica a velocidade variável é equipada com um gerador síncrono de acionamento direto que pode ser do tipo rotor enrolado ou utilizar ímãs permanentes [36].

O acoplamento deste tipo de WECS com o sistema elétrico é feito através de um conversor VSI *back-to-back,* ou um conversor composto de um retificador não controlado (ponte a diodos) e um inversor VSI (*Voltage Sourced Imposed*) [97], [105]. A definição destes três componentes deve ser realizada em duas etapas praticamente independentes. O gerador e o retificador devem ser escolhidos de forma combinada, enquanto que o inversor pode ser escolhido de forma independente.

O gerador síncrono utilizado neste tipo de arranjo é uma máquina especial, multipólos de baixa velocidade, com um diâmetro extenso. Estas características tornam dispensável a caixa de transmissão ou multiplicadora de velocidades, o que se constitui numa imensa vantagem deste conceito [2], [90]. A não utilização da caixa de velocidades é bastante favorável, do ponto de vista operativo, de manutenção e de custos, pois se diminuem as perdas e o ruído associado com baixas velocidades do vento e a confiabilidade do sistema

aumenta. Este último ponto deve-se ao fato que a caixa de velocidades é o componente responsável pelo maior número de falhas do sistema de conversão eólico. Além disso, neste caso, a faixa de variação da velocidade permitida é mais ampla, uma vez que existem os processos de retificação e inversão. Os WECS que seguem o conceito alemão, ou seja, utilizam conversor de freqüência e gerador síncrono, têm ainda a característica de permitir o controle da tensão e da potência reativa gerada.

A parte elétrica do WECS, portanto, consiste de três módulos principais: o gerador elétrico, o retificador e o inversor. Assim como nos sistemas a velocidade variável anteriormente descritos, nesta topologia, a limitação da potência extraída do vento também é realizada através do controle do ângulo de passo das pás, ou seja, pelo *pitching* das pás do rotor, para velocidades do vento superiores à nominal.

A figura 2.21 ilustra uma turbina eólica a velocidade variável equipada com um conversor de freqüência, o qual inclui um retificador e um inversor [98].

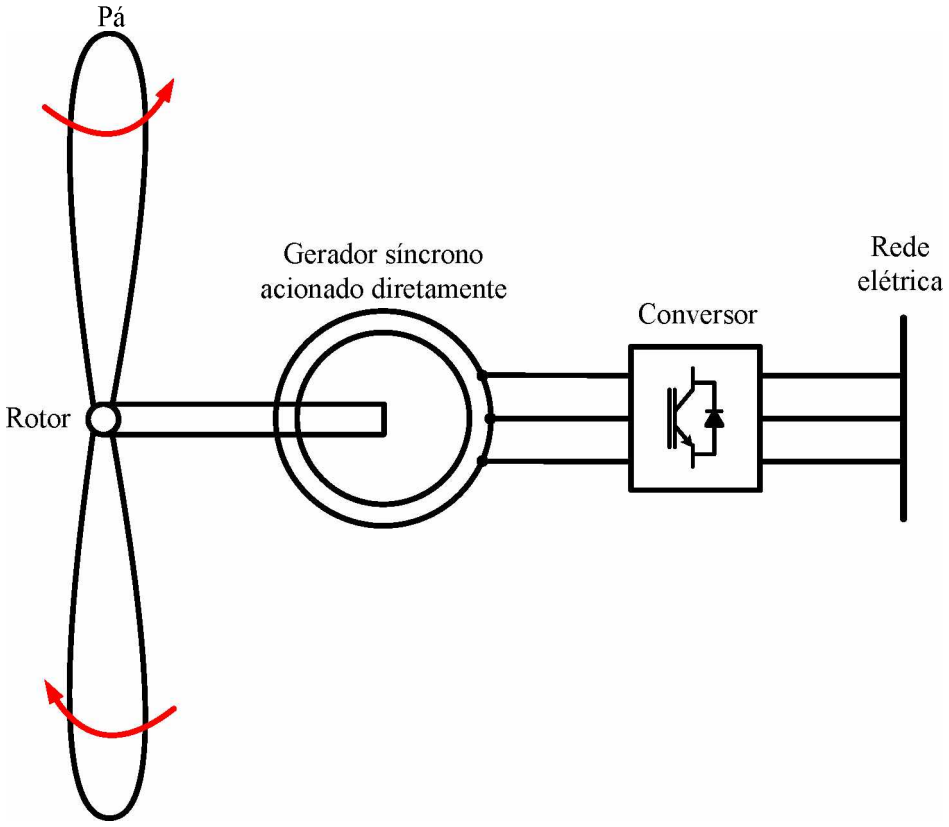


Figura 2.21 – Topologia de um WECS equipado com gerador síncrono conectado à rede elétrica através de um conversor de freqüência

2.11 COMPARAÇÃO ENTRE AS TOPOLOGIAS DE WECS A VELOCIDADE VARIÁVEL

Comparando-se as diversas topologias de turbinas a velocidade variável, uma das características mais atrativas para os dispositivos dotados de geradores de indução de dupla alimentação é que a potência do conversor de freqüência pode ser bem inferior à potência nominal da turbina, podendo chegar a aproximadamente um terço desta. Esta característica certamente torna o tipo de topologia mencionado, altamente competitivo, do ponto de vista econômico [35], [76], [101].

Por outro lado, a utilização de anéis coletores, advoga negativamente do ponto de vista operacional, haja vista a necessidade mais freqüente de manutenção, apesar das significativas melhoras conseguidas nos últimos anos para estes componentes. Uma outra maneira de se reduzir o tamanho do conversor é a realização de chaveamento estrela-delta dos enrolamentos do rotor [101]. Esta prática, no entanto, não dispensa o uso da caixa de transmissão, fato este que pode diminuir a confiabilidade.

Uma vez que foram abordadas as topologias comumente utilizadas por aerogeradores a velocidade variável, a figura 2.22 apresenta, de forma consolidada, os diferentes esquemas de conversão eólicos deste tipo em operação na atualidade. Ressalta-se que os sistemas que operam a velocidade constante não têm arranjos alternativos.

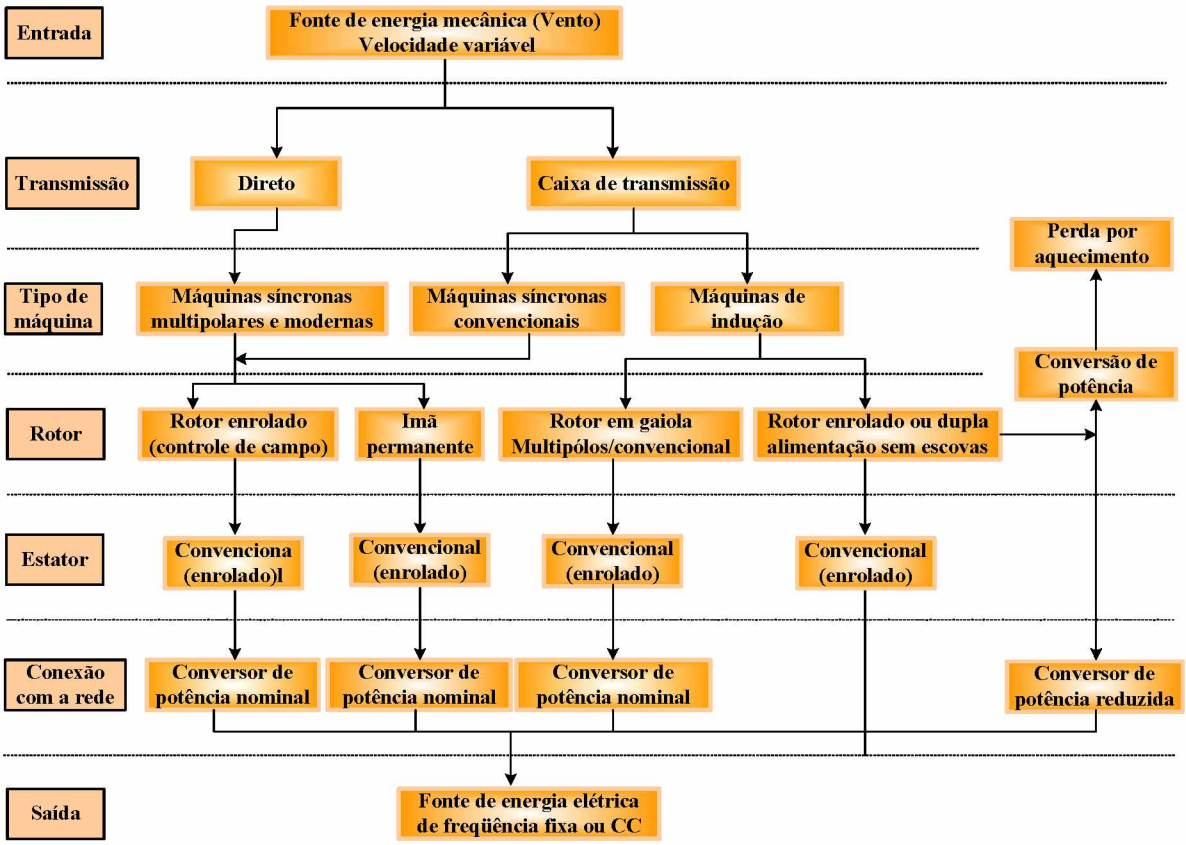


Figura 2.22 – Quadro consolidado das diversas topologias utilizadas em sistemas de conversão de energia eólica a velocidade variável

Encerrando esta parte da tese salienta-se que, além dos aspectos já descritos, outros fatores têm sido fundamentais para o maior crescimento das turbinas que operam a velocidade variável. Atualmente, se verifica uma forte tendência por parte de fabricantes de equipamentos de conversão eólica, de voltar suas linhas de produção para esse tipo de acionamento, a despeito de influenciar no custo e na complexidade. Esta observação encontra fundamento nos seguintes aspectos:

- O acelerado avanço da eletrônica de potência, indispensável na operação de turbinas eólicas a velocidade variável, acompanhado de uma sensível redução dos custos destes materiais têm produzido conversores mais acessíveis e confiáveis [43].
- O desenvolvimento de novos materiais, mais leves e resistentes, tem proporcionado máquinas de maior potência, o que se constitui num atrativo para a geração de energia elétrica;

- Turbinas eólicas a velocidade variável apresentam um desempenho superior em relação a turbinas a velocidade constante, pelo fato da velocidade ótima do rotor poder ser alcançada para cada velocidade do vento;
- O aumento das dimensões das turbinas eólicas acarreta o acréscimo dos esforços mecânicos. Este efeito, no entanto, pode ser amenizado pela operação a velocidade variável, principalmente com a ausência da caixa de transmissão;
- As turbinas eólicas a velocidade variável oferecem um controle flexível da potência reativa, o que constitui uma grande vantagem, particularmente em aproveitamentos remotos e também nas costas marítimas (*offshore*);
- Turbinas eólicas a velocidade variável podem ser adequadas com maior facilidade às exigências legais, em termos dos requisitos mínimos da qualidade da energia elétrica gerada. Esta questão é especialmente importante, quando relacionada com grandes parques eólicos, em função da vultosa quantidade de energia envolvida;
- A grande inércia do rotor dos aerogeradores a velocidade variável reduz as flutuações da potência de saída, pois este assimila parte das variações sofridas pelo vento, dessa forma, reduzindo problemas de flutuação de tensão ou seu efeito mais conhecido, o *flicker* [75], [101];
- Devido à utilização de conversores de freqüência, as variações de potência causadas por flutuações do vento são absorvidas, principalmente, por variações na velocidade do rotor do gerador e, conseqüentemente, da velocidade do rotor da turbina.

2.12 INTERAÇÃO DE WECS COM A REDE ELÉTRICA

Um fator relevante no desempenho de turbinas eólicas é o conversor de freqüência utilizado por turbinas eólicas a velocidade variável, e que inexistem naquelas a velocidade constante. Nesse sentido, antes de discorrer sobre os aspectos voltados para a interação WECS - Rede Elétrica propriamente dita, considera-se importante destacar as influências que as variações da velocidade do vento exercem sobre os aerogeradores a velocidade constante e os a velocidade variável [86].

Turbinas eólicas a velocidade constante normalmente não possuem dispositivos de armazenamento de energia. Aerogeradores deste tipo utilizam geradores de indução

conectados direta e rigidamente à rede elétrica. Dessa forma, estas turbinas eólicas são muito sensíveis a mudanças na velocidade do vento, as quais são refletidas diretamente na potência gerada [23]. Assim, parâmetros elétricos tais como: resistência e indutância do gerador e características mecânicas tais como a freqüência de ressonância do eixo, propagam-se para os terminais do estator do gerador e podem ser refletidas na forma de variações na potência de saída. Eventualmente, na ocorrência de uma falta no sistema de potência, a velocidade do gerador pode aumentar devido ao desbalanço entre as potências mecânica e elétrica. Quando a tensão terminal é restabelecida, o gerador deve ser re-conectado, solicitando durante este período, uma elevada quantidade de potência reativa, o que pode conduzir a problemas de estabilidade de tensão, principalmente em pontos de acoplamento fracos [101].

Em turbinas a velocidade variável, o rotor, devido à sua inércia elevada, armazena, na forma de energia cinética, a energia adicional disponibilizada pelo vento. Devido ao desacoplamento entre a turbina eólica e a rede elétrica, promovido pelo conversor de freqüência, a potência de saída é controlada por este componente, em função do valor real da velocidade do rotor. Assim, antes que se verifique qualquer alteração na potência de saída, a velocidade do rotor deverá sofrer variações que, devido à sua elevada inércia, ocorrerá de maneira suave. Como a potência de saída está diretamente relacionada como valor real da velocidade, o mesmo ocorrerá com esta grandeza, ou seja, as variações se processarão sem variações bruscas.

Em turbinas a velocidade variável, ao contrário do que acontece com aquelas a velocidade constante, o seu comportamento não é governado pelas propriedades elétricas ou mecânicas do gerador, mas sim, pelos sistemas de controle eletrônicos do(s) conversor(es) de freqüência. As características do gerador e do eixo são compensadas pelo(s) conversor(es) e seus controles [45]. Como resultado disso, tais perturbações não são refletidas na potência de saída.

Por outro lado, para as famílias de turbinas eólicas mais antigas quando a penetração da geração eólica era relativamente pequena, os procedimentos de rede vigentes à época, estabeleciam que no caso de violação de limites operativos de tensão ou freqüência do sistema, devido, por exemplo, à ocorrência de uma falta na rede elétrica, estas fossem desconectadas. O objetivo principal da desconexão das máquinas é a proteção física dos equipamentos [2]. Uma situação típica de tais perturbações é afundamento de tensão momentâneo, decorrente de curtos-circuitos nos sistemas de transmissão, que, por exemplo, para afundamentos inferiores a 80% da tensão nominal levava à desconexão das unidades

atingidas [2]. Esta situação ainda persiste em muitos países. A sua re-conexão ao sistema elétrico depende do algoritmo de controle, podendo ser feito muito rapidamente após o restabelecimento da tensão. Todavia, durante a falta, os geradores aceleram, sendo necessária a atuação do controle de ângulo de passo das pás para efetuar-se o controle da velocidade do rotor [101].

Com essa filosofia operativa, em situações de falta na rede, a geração eólica não contribuía para o controle da estabilidade dos sistemas de potência [44], portanto, não participava ativamente no controle da tensão e/ou freqüência do sistema elétrico. Dito de outra forma, para esses dispositivos, não era exigida a capacidade de suportabilidade às condições operativas decorrentes de situações de falta no sistema ou como também é chamada *Transient Fault Ride-Through*. Esta "suportabilidade" pode ser entendida como a capacidade de um gerador elétrico de resistir a afundamentos temporários de tensão, decorrentes de faltas na rede elétrica e continuar conectado à mesma, desde que o defeito seja eliminado num determinado tempo e se verifique uma recuperação do valor da tensão no ponto de interligação com a rede.

Atualmente, no entanto, a situação é bem diferente. A penetração da geração eólica alcançou percentuais significativos, principalmente em alguns países do continente europeu e dos Estados Unidos, com uma forte tendência de crescimento [13], [26]. No Brasil, acredita-se, face à atual política de incentivo às fontes alternativas de energia, que num futuro próximo se desenhará uma situação semelhante à existente nos países citados [56], [73]. A desconexão de unidades eólicas neste cenário modificado, portanto, poderia levar à indesejada desconexão em cascata de unidades geradoras, com sérios riscos para a estabilidade de todo o sistema elétrico [55]. Em função dessa nova realidade, turbinas eólicas mais recentes (a partir de 2002) e, fundamentalmente, devido a uma penetração cada vez maior deste tipo de fonte primária, devem possuir a capacidade de manter-se conectadas ao sistema durante e após a ocorrência de faltas na rede elétrica.

A título de ilustração, na Alemanha, a partir de janeiro de 2003, para serem conectadas aos sistemas de transmissão ou distribuição, as novas unidades de geração eólica devem possuir suportabilidade suficiente para contingências criadas por faltas no sistema de potência.

Diante dessa nova perspectiva alcançada pela energia eólica, e a exemplo da Alemanha, os operadores dos sistemas elétricos de muitos outros países, tais como: Espanha, Irlanda, Dinamarca, Holanda, Estados Unidos, Inglaterra, País de Gales, Escócia e mais recentemente

o Brasil, dentre outros, passaram a ter uma postura diferente com relação à energia elétrica produzida a partir da energia cinética dos ventos [44]. Consideram que, com a "substituição" gradativa das fontes tradicionais pela geração eólica, estas devem também assumir as tarefas de controle, que eram realizadas por aquelas, no sentido de manter os sistemas elétricos estáveis [7]. Uma dessas funções de controle é a mencionada suportabilidade ou *Ride-Through Transient Disturbances* dos parques eólicos a faltas temporárias no sistema, no sentido de manter-se em operação mesmo durante e depois da ocorrência de uma falta temporária. Isto significa que não deverá ocorrer a perda de geração devido a excursões temporárias, para além dos limites normais, da tensão ou freqüência. Obviamente, essa característica está restrita a uma certa severidade máxima da perturbação, em termos da duração do evento, associado a níveis de tensão estabelecidos em norma. Em particular, o Brasil, por iniciativa do Operador Nacional do Sistema (ONS), muito embora de uma maneira ainda embrionária [72], tem feito esforços nessa direção, no sentido de revisar os procedimentos de rede vigentes, adequando-os a esta nova realidade [54].

Como resposta à necessidade de adequação dos procedimentos de rede à situação atual da geração eólica, estão sendo estabelecidas características de suportabilidade mínimas para aerogeradores, cujos formatos, resguardadas algumas particularidades, acompanham os limites apresentados na curva da figura 2.23 [27], [115]. Trata-se de uma proposta preliminar no âmbito do ONS, mas que caminha na direção do estabelecimento de uma curva de suportabilidade mínima para a geração alternativa, em particular da energia eólica. Os valores estabelecidos na curva aplicam-se a medições de tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC).

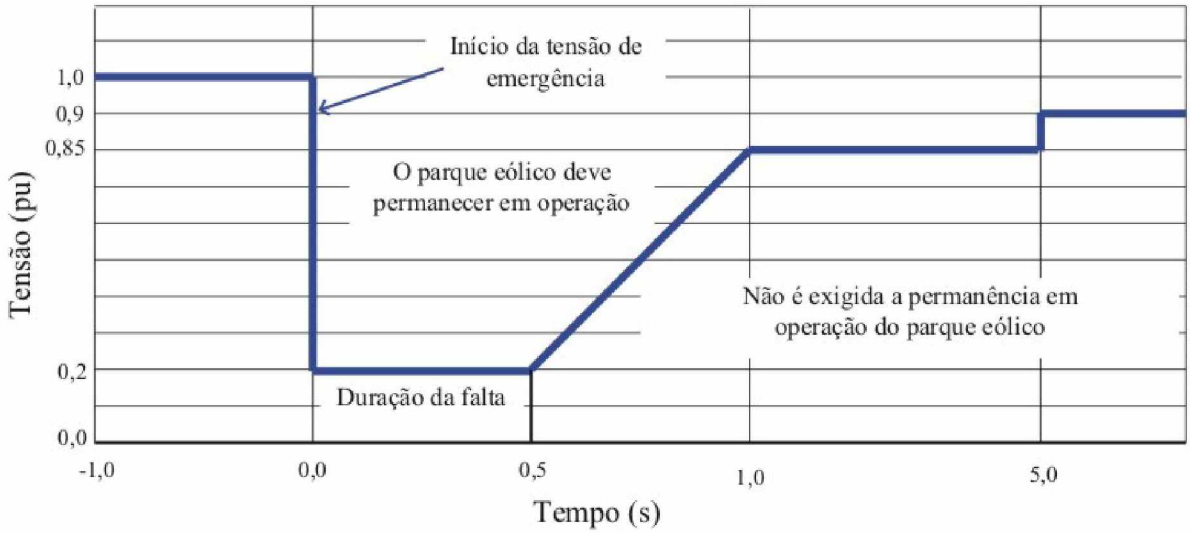


Figura 2.23 - Curva de suportabilidade proposta para aerogeradores (*Transient Fault Ride-Through*)

Na figura anterior, três pontos principais da curva de suportabilidade apresentada merecem ser destacados:

- O parque eólico deverá ter capacidade de suportar afundamentos de tensão para até 20% da tensão nominal por 0,5 segundo (curva de suportabilidade para aerogeradores);
- A central eólica deverá ter capacidade para operar com uma tensão de 85% da tensão nominal, medida no lado de alta tensão do(s) transformador(es) do parque eólico, durante 4 segundos, após o restabelecimento parcial da tensão;
- O parque eólico deverá ter capacidade para operar continuamente com uma tensão de 90% da tensão de linha nominal, medida no lado de alta tensão do(s) transformador(es) do parque.

2.13 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo abordou, inicialmente, aspectos relacionados com a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, principalmente sob a ótica sócio-ambiental, fator este de fundamental importância para o desenvolvimento e implantação de novas tecnologias em sintonia com o desenvolvimento sustentável.

Inicialmente foram apresentados os principais conceitos sobre a fonte primária de energia e feita a caracterização dos ventos, assim como uma descrição dos processos de formação dos mesmos. Os procedimentos para a mensuração da potência disponível num dado escoamento de ar foram mostrados, em particular, a potência que pode ser realmente extraída do vento, de forma otimizada, frente aos limites teóricos estabelecidos pelos estudos desenvolvidos por Betz. Estes desenvolvimentos teóricos foram traduzidos em curvas representativas do desempenho de turbinas eólicas ou, como são conhecidas, curvas características "*velocidade do vento* × *potência gerada*".

Dando prosseguimento, foram apresentadas as principais topologias utilizadas para sistemas de conversão de energia eólicos, e descritos seus principais componentes, bem como as vantagens e desvantagens de cada um dos arranjos. Para tanto, considerou-se o número de pás, a posição do eixo, localização do rotor eólico e, fundamentalmente, a velocidade de operação da unidade eólica, o que determina o tipo de gerador elétrico a ser utilizado e a necessidade ou não de um conversor de freqüência.

Outro ponto relevante tratado neste capítulo foi a análise das forças atuantes numa pá, utilizando para tanto, um perfil aerodinâmico ou corte de um elemento da hélice. Além disso, foi feita uma descrição e comparação entre os dois métodos básicos de controle de potência, entrada em perdas aerodinâmicas (*stall*) e controle do ângulo de passo (*pitch control*), descrevendo os aspectos positivos de um método em relação ao outro.

Encerrando o capítulo, foi feita uma abordagem dos aspectos relacionados com a interação de WECS com o sistema CA de conexão, evidenciando alguns pontos que devem ser observados quando da interligação de um WECS à rede elétrica, principalmente em situações em que esta se constitua como uma rede "fraca", ou seja, apresente um baixo nível de curto-circuito.

CAPÍTULO III

MODELAGEM MATEMÁTICA E IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DO WECS

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Dando seqüência ao trabalho, o presente capítulo contempla a caracterização da topologia do WECS a ser utilizado nesta tese, assim como o desenvolvimento dos modelos matemáticos dos módulos que conformam o sistema eólico foco dos estudos. Nesse particular, ressalta-se que o complexo eólico aqui tratado opera a velocidade variável e utiliza um gerador elétrico do tipo síncrono com rotor bobinado. Dessa forma, dentre os tópicos abordados neste capítulo podem ser destacados os seguintes pontos:

- Identificação da topologia do WECS sob investigação e identificação das estruturas físicas constituintes e princípios operacionais dos diversos módulos que compõem o sistema;
- Modelagem matemática das diferentes partes envolvidas no processo de conversão eólico-elétrica, a saber: vento, rotor, gerador elétrico, conversor de freqüência e seu respectivo controle, transformador elevador e rede elétrica;
- Implementação computacional dos modelos matemáticos dos módulos que formam o sistema de conversão de energia eólica (WECS), utilizando-se, para esse fim, técnicas no domínio do tempo.

3.2 SISTEMA DE CONVERSÃO EÓLICA FOCO DAS INVESTIGAÇÕES

A figura 3.1 apresenta o arranjo eletro-mecânico do sistema eólico focado, com a identificação dos diversos subsistemas que o compõem. A figura mostra, ainda, as fases envolvidas no processo de conversão de energia, quais sejam: cinético-mecânica e mecânico-elétrica [24].

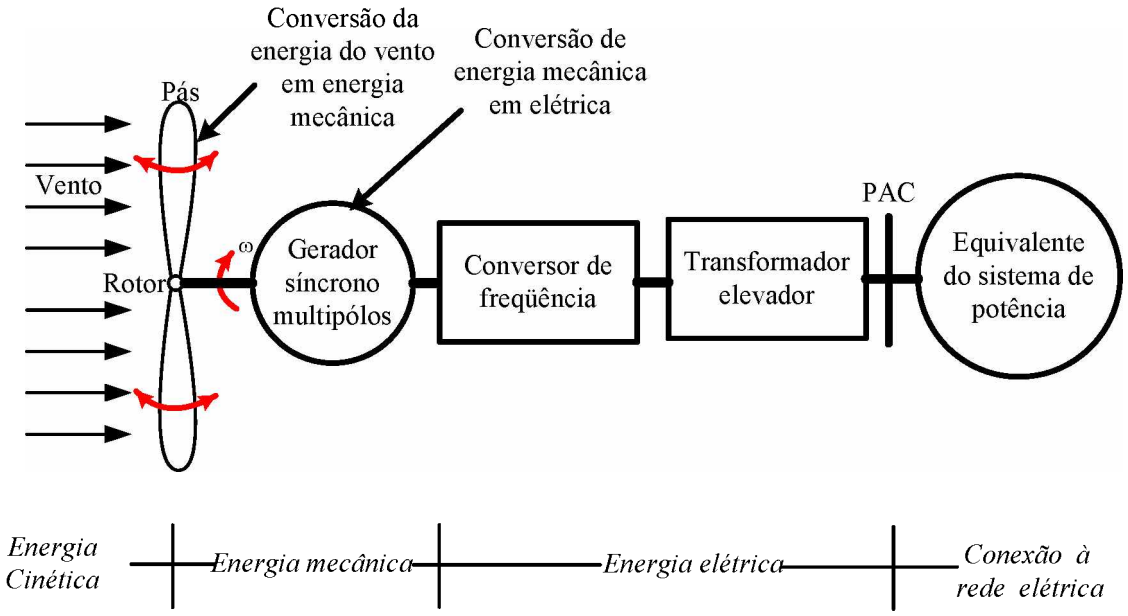


Figura 3.1 – Arranjo básico do sistema de conversão eólico proposto conectado a um sistema CA

A descrição de cada um dos módulos constituintes do sistema de conversão em tela é feita em seguida, com destaque para as equações que descrevem o comportamento dos dispositivos em questão.

3.2.1 Modelagem do Vento

A representação da velocidade do vento é feita utilizando-se a formulação descrita em [8]. Este sinal é composto pela soma de quatro componentes, a saber: a velocidade base do vento (componente principal), uma rajada, uma rampa de velocidade e um ruído, conforme mostra a equação (3.1).

$$v_{vento} = v_{base} + v_{rajada} + v_{rampa} + v_{ruído} \tag{3.1}$$

Sendo:

v_{base} – velocidade base (média) [m/s];

v_{rajada} – componente rajada do vento [m/s];

v_{rampa} – componente rampa do vento [m/s];

$v_{ruído}$ – componente ruído do vento [m/s].

A componente base do vento ou vento médio está presente sempre que o aerogerador estiver em operação e é representada pela equação (3.2). O termo K_B é um valor constante.

$$v_{base} = K_B \tag{3.2}$$

A componente rajada do vento é representada pelas equações (3.3) e (3.4).

$$v_{rajada} = \begin{cases} 0 & t < t_{irajada} \\ v_{\cos} & t_{irajada} < t < \left(t_{irajada} + T_{rajada}\right) \\ 0 & t > t_{irajada} + T_{rajada} \end{cases} \tag{3.3}$$

Onde:

$$v_{\cos} = \left(\frac{R_{MAX}}{2}\right)\left\{1 - \cos 2\pi\left[\left(\frac{t}{t_{irajada}}\right) - \left(\frac{t_{irajada}}{T_{rajada}}\right)\right]\right\} \tag{3.4}$$

Sendo:

T_{rajada} – período da rajada [s];

$t_{irajada}$ – tempo de início da rajada [s];

R_{MAX} – valor máximo da rajada [m/s].

A componente da velocidade do vento denominada de rampa pode ser determinada com auxílio das expressões (3.5) e (3.6).

$$v_{rampa} = \begin{cases} 0 & t < t_{irampa} \\ v_{ramp} & t_{irampa} < t < t_{frampa} \\ 0 & t > t_{frampa} \end{cases} \tag{3.5}$$

Onde:

$$v_{ramp} = RAM_{MAX}\left[1 - \frac{\left(t - t_{frampa}\right)}{\left(t_{irampa} - t_{frampa}\right)}\right] \tag{3.6}$$

Sendo:

RAM_{MAX} – valor máximo da rampa [m/s];

t_{irampa} – tempo de início da rampa [s];

t_{frampa} – tempo final da rampa [s].

A última componente da velocidade do vento, denominada de ruído, é a parcela que incorpora a aleatoriedade desse sinal, a qual é definida pelas equações (3.7) e (3.8). Assim como ocorre com o valor base do vento, esta componente também está sempre presente no modelo do vento.

$$v_{ruído} = 2\sum_{i=1}^{N}\left[S_V(\omega_i)\Delta\omega\right]^{\frac{1}{2}}\cos(\omega_i t + \phi_i) \tag{3.7}$$

Onde:

$$\omega_i = (i - \frac{1}{2})\Delta\omega \tag{3.8}$$

Sendo:

ϕ_i – variável randômica com densidade de probabilidade uniforme no intervalo de 0 a 2π;

$\Delta\omega$ – variação da velocidade [rad/s];

N – número de termos considerados.

A função $S_V(\omega_i)$ expressa a densidade espectral definida pela equação (3.9):

$$S_V(\omega_i) = \frac{2K_N F^2 |\omega_i|}{\pi^2 \left[1 + (F\omega_i / \mu\pi)^2\right]^{\frac{4}{3}}} \tag{3.9}$$

Sendo:

K_N – coeficiente de arrasto da superfície;

F – escala de turbulência;

μ – velocidade principal do vento na altura de referência [m/s].

3.2.2 Modelagem do Rotor

O rotor de uma turbina eólica é responsável pela extração da energia transportada pelo vento, convertendo-a em energia mecânica rotacional e transferindo-a ao eixo do gerador elétrico. A determinação precisa da potência ou conjugado elétrico é possível de ser realizada como mostrada em [36]. Contudo, os esforços numéricos para esse objetivo seriam muito grandes, devido à alta complexidade dos desenvolvimentos. Para contornar esse problema, em cálculos práticos, utiliza-se uma forma simplificada do modelo do rotor eólico que conduz a resultados satisfatórios, principalmente quando o foco dos estudos volta-se para o comportamento elétrico do sistema [102].

Seguindo essa linha de representação, a equação (3.10), já mostrada no capítulo II, permite determinar a potência mecânica extraída do vento (P_{mec}) por uma turbina eólica. Nesta expressão, no entanto, o coeficiente de potência C_p é expresso como uma função da razão da velocidade na pá λ. De outro lado, e em conformidade com os desenvolvimentos do capítulo anterior, o coeficiente de potência pode ser ajustado através do posicionamento das pás da turbina, sendo, portanto, dependente do ângulo de passo β. Esta situação é também incorporada ao modelo matemático do rotor, resultando daí a nova expressão para a potência mecânica [61].

$$P_{mec} = \frac{1}{2}\rho A C_p(\lambda, \beta) v_{vento}^3 \tag{3.10}$$

Sendo:

ρ – densidade do ar [kg/m^3];

A – área varrida pelas pás [m^2];

C_p – coeficiente de potência ou de desempenho (função de λ e β);

λ – razão de velocidade na pá;

β – ângulo de passo das pás do rotor [graus];

v_{vento} – velocidade do vento [m/s].

A razão de velocidade na ponta da pá é dada pela equação (3.11).

$$\lambda = \frac{v_{pá}}{v_{vento}} = \frac{\omega R}{v_{vento}} \tag{3.11}$$

Sendo:

$v_{pá}$ – velocidade linear na ponta da pá [m/s];

ω – velocidade angular da pá [rad/s];

R – raio da pá [m].

Tendo em vista que a potência transmitida ao eixo do rotor é dada pelo produto do conjugado pela velocidade mecânica do rotor, a expressão (3.10) pode ser reescrita de acordo com a equação (3.12).

$$T_{mec} = \frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) \frac{v_{vento}^3}{\omega} \tag{3.12}$$

Como já mencionado, o controle da potência do aerogerador é feito pelo controle do ângulo de passo das pás ou *pitch control.* Neste tipo de sistema, o coeficiente de desempenho C_P é uma variável que depende da razão de velocidades na pá (TSR – *Tip Speed Ratio*) λ, e do ângulo de passo β, conforme evidenciado pelas equações (3.13) e (3.14) [5], [36], [96], [103], [105].

$$C_p(\lambda,\beta) = c_1\left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3\beta - c_4\,\beta^{c_5} - c_6\right)e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}} \tag{3.13}$$

Sendo:

$$\lambda_i = \frac{1}{\dfrac{1}{\lambda - c_8\beta} - \dfrac{c_9}{\beta^3 + 1}} \tag{3.14}$$

A tabela 3.1 apresenta valores para as constantes c_1 a c_9 extraídos da referência [36] e modificados em [105], para sistemas a velocidade constante e variável, visando alcançar uma melhor correspondência com os dados fornecidos por fabricantes de aerogeradores, minimizando discrepâncias entre a curva fornecida nos manuais e a curva obtida usando as equações (3.13) e (3.14).

Tabela 3.1 – Valores das constantes para aproximação das curvas de potência

	c_1	c_2	c_3	c_4	c_5	c_6	c_7	c_8	c_9
Referência [36]	0,5	116,0	0,4	0,0	-	5,0	21,0	0,08	0,035
Velocidade constante [105]	0,44	125,0	0,0	0,0	0,0	6,94	16,5	0,0	-0,002
Velocidade variável [105]	0,73	151,0	0,58	0,002	2,14	13,2	18,4	-0,02	-0,003

A figura 3.2 mostra curvas de desempenho para o coeficiente de potência, C_p, em função da razão de velocidades na pá, λ, para valores do ângulo de passo, β, variando de 0° a 30°, de acordo com equacionamento acima descrito. Para o traçado das curvas foram utilizadas as constantes obtidas da referência [36].

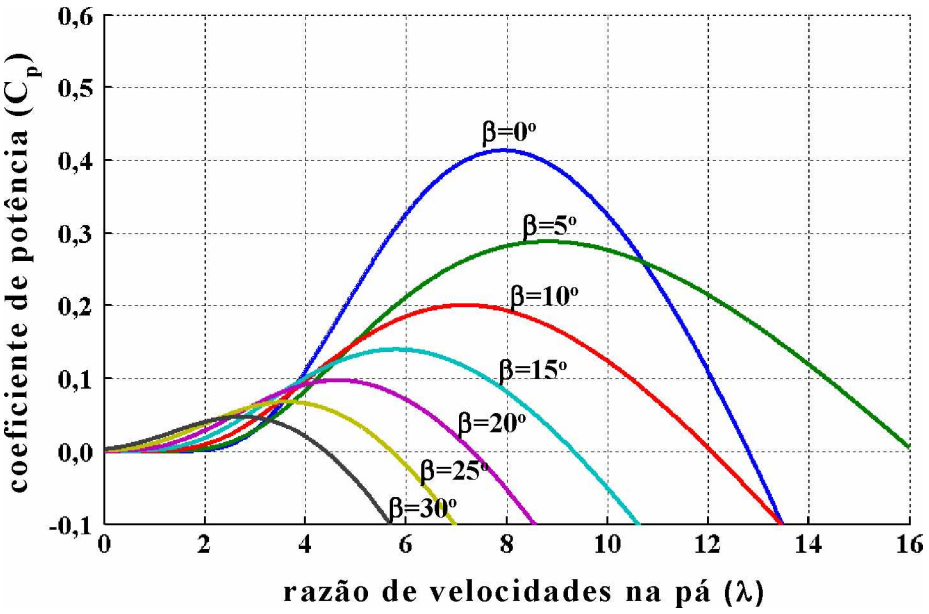
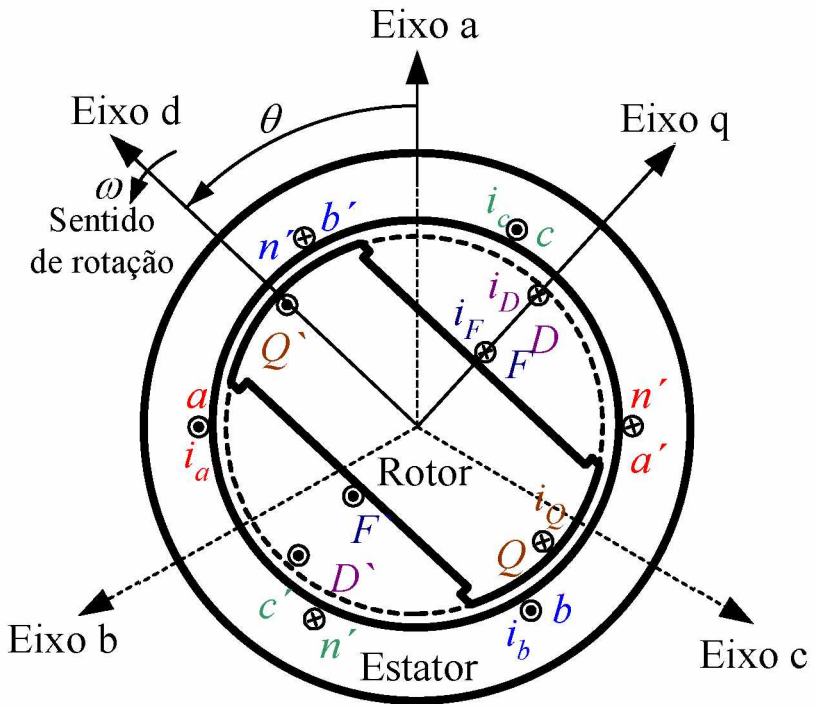


Figura 3.2 – Característica $C_p \times \lambda$ (ângulo de passo β como parâmetro)

3.2.3 Modelagem do Gerador Síncrono Multipólos

Para a representação do gerador utilizou-se o modelo geral de fluxos da máquina síncrona [9], [49], fazendo uso de técnicas no domínio do tempo. As equações algébricas e diferenciais deste modelo representam a máquina síncrona de forma detalhada, permitindo observar-se até mesmo fenômenos de natureza transitória, como os que se verificam no estator da máquina. Este tipo de modelagem é essencial em simulações que envolvem dispositivos eletrônicos semicondutores, pois os picos de corrente e tensão subtransitórios são fundamentais no dimensionamento de tais dispositivos [4].

A figura 3.3 fornece uma representação esquemática da máquina síncrona, indicando todos os seus enrolamentos e os eixos correspondentes [32].



aa´, bb´, cc´= enrolamentos de armadura (estator)
FF´= enrolamento de campo ou de excitação (rotor)
DD´, QQ´= enrolamentos armortecedores (rotor)

Figura 3.3 – Representação esquemática de uma máquina síncrona mostrando os enrolamentos (concentrados) e os eixos correspondentes

As expressões que relacionam tensões, fluxos e correntes da máquina síncrona são as equações (3.15) e (3.16).

$$[v] = -[R][i] - \frac{d[\lambda]}{dt} \tag{3.15}$$

$$[\lambda] = [L][i] \tag{3.16}$$

Sendo:

[*v*], [*i*], [λ] – matrizes coluna das tensões, correntes e fluxos concatenados das fases "a, b, c" do estator, da excitação ou campo "F" (*field*) do rotor e das componentes "D e Q" (dos eixos direto e quadratura) do enrolamento amortecedor, respectivamente;

[*R*] – matriz diagonal das resistências dos enrolamentos "a, b, c, F, D, Q".

A matriz [L] é formada pelos seguintes elementos:

- Diagonal principal:

  Para i = a, b, c (auto-indutâncias do estator)

$$L_{ii} = L_S + L_M \cos\left[2(\theta + \alpha_{ii})\right] + \ell_i \tag{3.17}$$

  Para i = F, D, Q (auto-indutâncias do rotor)

$$L_{ii} = L_i + \ell_i \tag{3.18}$$

- Outros elementos:

  Para i ou j = a, b, c e i ≠ j (indutâncias mútuas do estator)

$$L_{ij} = -M_S - L_M \cos\left[2(\theta + \alpha_{ij})\right] \tag{3.19}$$

  Para i = a, b, c e j = F, D (indutâncias mútuas entre estator e rotor – eixo direto)

$$L_{ij} = M_j \cos(\theta + \alpha_{ij}) \tag{3.20}$$

  Para i = a, b, c e j = Q (indutâncias mútuas entre estator e rotor – eixo quadratura)

$$L_{ij} = M_j \operatorname{sen}(\theta + \alpha_{ij}) \tag{3.21}$$

  Para i ou j = F, D, Q e i ≠ j (indutâncias mútuas do rotor)

$$L_{ij} = L_i \tag{3.22}$$

Sendo:

θ – ângulo entre o eixo da fase "a" do estator e o eixo "F" do rotor;

L_S e L_M – parcelas constantes da indutância própria de uma fase do estator;

L_i – parcelas constantes da indutância própria do rotor e dos enrolamentos de eixo direto e em quadratura do enrolamento amortecedor: i = F, D, Q;

ℓ_i – indutância de dispersão do enrolamento i;

M_S – parcela constante da indutância mútua entre fases do estator;

M_j – parcela constante das indutâncias mútuas entre uma fase do estator e os enrolamentos F, D e Q: j = F, D, Q.

Os valores de α_{ij}, determinados de acordo com as posições relativas entre os enrolamentos de estator e rotor, estão mostrados na tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Valores do ângulo α_{ij}

α_{ij}		j =					
		a	b	c	F	D	Q
i =	a	0	π/6	5π/6	0	0	0
	b	π/6	-2π/3	-π/2	-2π/3	-2π/3	-2π/3
	c	5π/6	-π/2	2π/3	2π/3	2π/3	2π/3
	F	0	-2π/3	2π/3	–	0	π/2
	D	0	-2π/3	2π/3	0	–	π/2
	Q	0	-2π/3	2π/3	π/2	π/2	–

O conjugado eletromagnético pode ser obtido pela expressão:

$$T_e = \frac{p}{2} \sum_i \sum_j i_i i_j \frac{dL_{ij}}{d\theta} \tag{3.23}$$

Sendo:

p – número de pólos;

i_i e i_j – correntes nos enrolamentos i e j, respectivamente. Os índices i e j assumem: a, b, c, F, D, Q, com i ≠ j.

A expressão de movimento de uma máquina síncrona é dada pela equação (3.24).

$$J\frac{d^2\theta}{dt^2} = T_T - T_e \tag{3.24}$$

Sendo:

T_T – conjugado do acionamento primário desenvolvido pela turbina eólica [N.m];

T_e – conjugado eletromagnético devido a interconexão gerador-rede elétrica [N.m];

J – momento de inércia [kg.m^2].

A tabela 3.3 apresenta um conjunto de parâmetros da máquina síncrona, denominados de "parâmetros internos", necessários à solução das equações que a representam, no simulador. Na prática, no entanto, uma boa parte desses elementos não são disponibilizados diretamente pelos fabricantes. Dessa forma, torna-se necessária a sua determinação, utilizando para tanto, as informações comumente encontradas nas folhas de testes dos geradores. Estas definem as grandezas que neste estudo são denominadas de "parâmetros externos" da máquina e estão indicadas na tabela 3.4.

Tabela 3.3 – Parâmetros internos da máquina síncrona

Parâmetro	Identificação	Unidade
L_S, L_M	Valor máximo das parcelas constantes da indutância própria de uma fase do estator, não incluindo a dispersão.	H
L_F	Valor máximo da parcela constante da indutância própria do enrolamento de campo, não incluindo a dispersão.	H
L_D, L_Q	Valores máximos das parcelas "d e q" da parcela constante da indutância própria do enrolamento amortecedor, não incluindo a dispersão.	H
M_S	Valor da parcela constante da indutância mútua entre duas fases do estator.	H
M_F	Valor máximo da indutância mútua entre uma fase do estator e o enrolamento de campo.	H
M_D	Valor máximo da indutância mútua entre uma fase do estator e a componente de eixo "d" do enrolamento amortecedor.	H
M_Q	Valor máximo da indutância mútua entre uma fase do estator e a componente de eixo "q" do enrolamento amortecedor.	H
M_{FD}	Valor máximo da indutância mútua entre o campo e a componente de eixo "d" do enrolamento amortecedor.	H
M_{FQ}	Valor máximo da indutância mútua entre o campo e a componente de eixo "q" do enrolamento amortecedor.	H
M_{DQ}	Valor máximo da indutância mútua entre as componentes de eixos "d" e "q" do enrolamento amortecedor.	H
$R_a=R_b=R_c$	Valor da resistência por fase do estator.	Ω
R_F	Valor da resistência do campo	Ω
R_D, R_Q	Valores das resistências das parcelas de eixos "d" e "q" do enrolamento amortecedor	Ω
$\ell_a=\ell_b=\ell_c$	Valor da indutância de dispersão por fase do estator.	H
ℓ_F	Valor da indutância de dispersão do campo.	H
ℓ_D, ℓ_Q	Valores das indutâncias de dispersão das componentes de eixos "d" e "q" do enrolamento amortecedor.	H
J	Momento de inércia das partes girantes (turbina eólica e gerador).	$Kg.m^2$

Tabela 3.4 – Parâmetros externos da máquina síncrona

Parâmetros Externos		
Parâmetro	**Descrição**	**Unidade**
X_d	Reatância síncrona de eixo direto	pu
X_q	Reatância síncrona de eixo em quadratura	pu
X_ℓ	Reatância de dispersão de uma fase do estator	pu
X'_d	Reatância transitória de eixo direto	pu
X''_d	Reatância sub-transitória de eixo direto	pu
X''_q	Reatância sub-transitória de eixo em quadratura	pu
T'_{d0}	Constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto	s
T''_{d0}	Constante de tempo sub-transitória de eixo direto em circuito aberto	s
T''_{q0}	Constante de tempo sub-transitória de eixo em quadratura em circuito aberto	s
R_S	Resistência por fase do estator	pu
J *ou* H	Momento ou constante de inércia das partes girantes (gerador e turbina eólica)	$kg.m^2$ ou s

Salienta-se que, em livros e catálogos sobre máquinas elétricas, são encontrados valores típicos dos parâmetros de geradores síncronos, o que possibilita a realização de ajustes na simulação, de maneira a se obter uma resposta o mais próximo possível do comportamento real desses equipamentos.

A seguir, são apresentadas as expressões matemáticas utilizadas para realizar a adequação dos parâmetros comumente encontrados para a máquina síncrona, os "parâmetros externos", para aqueles realmente utilizados pela modelagem estabelecida, ou seja, os "parâmetros internos", em pu.

$$L_S = \frac{1}{3}\left(X_d + X_q - 2X_\ell\right) \tag{3.25}$$

$$L_M = \frac{1}{3}\left(X_d - X_q\right) \tag{3.26}$$

$$M_S = \frac{1}{6}\left(X_d + X_q - 2X_\ell\right) \tag{3.27}$$

$$\ell_F = \frac{\left(X'_d - X_\ell\right)\left(X_d - X_\ell\right)}{X_d - X'_d} \tag{3.28}$$

$$L_F = X_d - X_\ell \tag{3.29}$$

$$\ell_D = \frac{\ell_F\left(X''_d - X_\ell\right)\left(X_d - X_\ell\right)}{\ell_F\left(X_d - X_\ell\right) + L_F\left(X''_d - X_\ell\right)} \tag{3.30}$$

$$L_D = X_d - X_\ell \tag{3.31}$$

$$\ell_Q = \frac{\left(X''_q - X_\ell\right)\left(X_q - X_\ell\right)}{X_q - X''_q} \tag{3.32}$$

$$L_Q = X_q - X_\ell \tag{3.33}$$

$$M_F = \sqrt{\left(2M_S + L_m\right)\left(L_F\right)} \tag{3.34}$$

$$M_D = \sqrt{\left(2M_S + L_M\right)\left(L_D\right)} \tag{3.35}$$

$$M_Q = \sqrt{\left(2M_S - L_M\right)\left(L_Q\right)} \tag{3.36}$$

$$M_{FD} = \sqrt{\left(L_D - \ell_D\right)\left(L_F - \ell_F\right)} \tag{3.37}$$

$$M_{DQ} = M_{FQ} = 0 \tag{3.38}$$

$$\ell_a = X_\ell \tag{3.39}$$

$$R_a = R_S \tag{3.40}$$

$$R_F = \frac{L_F}{2\pi f T'_{dO}} \tag{3.41}$$

$$R_D = \frac{1}{2\pi f T''_{dO}} \left[\ell_D + \frac{(L_D - \ell_D)\ell_F}{L_D - \ell_D + \ell_F} \right] \tag{3.42}$$

$$R_Q = \frac{L_Q}{2\pi f T''_{qO}} \tag{3.43}$$

3.2.4 Modelagem do Conversor de Freqüência e Respectiva Malha de Controle

Os conversores de freqüência são dispositivos eletrônicos que controlam a freqüência e a magnitude da tensão de saída. Estes equipamentos são constituídos por uma ponte retificadora trifásica, controlada ou não, um barramento de corrente contínua e um inversor de freqüência variável. Este conjunto constitui o que se denomina por unidade de potência. Além disso, para seu funcionamento, este equipamento requer um processo de controle e disparo das chaves semicondutoras.

As principais partes físicas constituintes das unidades de potência do equipamento utilizado são mostradas na figura 3.4. Como se observa na figura, o conversor de freqüência adotado neste estudo consiste de uma ponte retificadora de 12 pulsos não controlada, formada por duas pontes retificadoras de 6 pulsos em série e um inversor PWM (*Pulse Width Modulation*) senoidal. O conversor todo se comporta como um *link* assíncrono CA-CC-CA,

desacoplando, dessa forma, o sistema eólico do sistema CA. Esta característica permite a operação destes sistemas em nível de tensão e freqüência próprias [38].

Vale lembrar que o suprimento dos retificadores, num sistema real, seria feito através de um gerador hexafásico. Todavia, o modelo anteriormente descrito para esta máquina consiste numa unidade trifásica convencional. Para compatibilizar tal situação optou-se pelo uso de um transformador ideal de três enrolamentos interligando a geração e a conversão, necessário para proporcionar a defasagem adequada à alimentação do retificador de 12 pulsos.

Na figura 3.4 está ilustrado também o barramento CC, que é composto por um filtro LC. O objetivo do filtro é manter a tensão CC constante e com baixo nível de ruídos ou harmônicos (*ripple*). Adicionalmente, o filtro presente no barramento CC tem por função estabilizar a tensão de saída do retificador, mesmo quando da ocorrência de distúrbios do lado CA, que tendem a causar variações da tensão CC. Ressalta-se que a opção pelo uso do retificador a diodos deve-se, principalmente, à sua simplicidade, baixo custo e perdas reduzidas, comparativamente a outras topologias existentes.

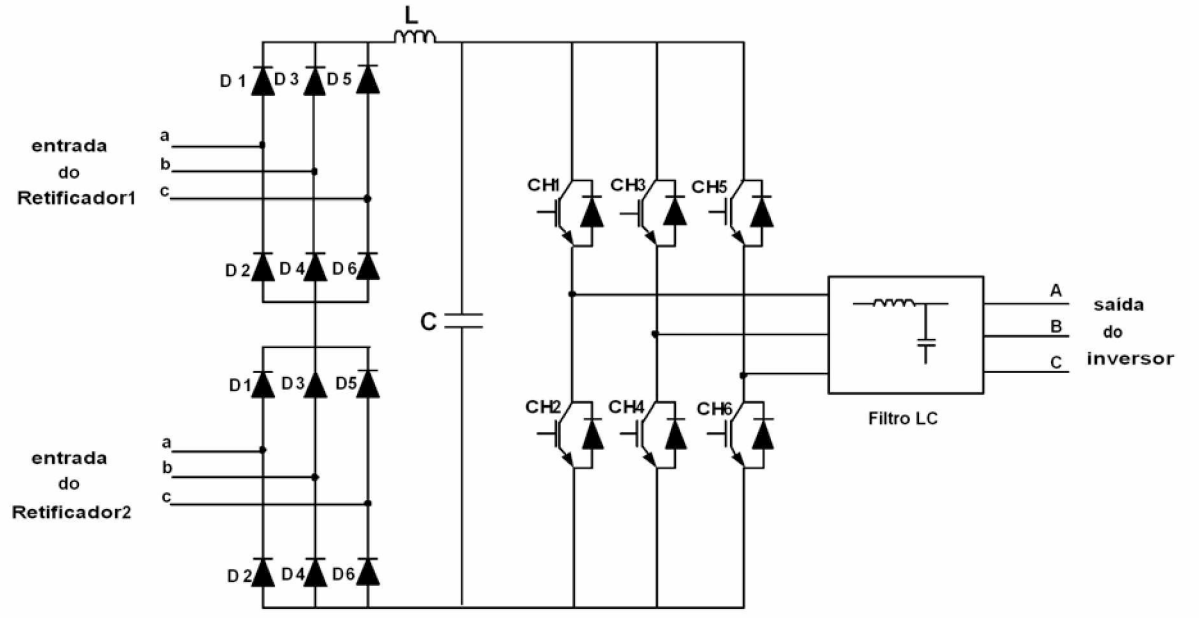


Figura 3.4 – Modelo do conversor de freqüência empregado

Nos terminais de saída do inversor está conectado um outro filtro LC, cuja finalidade é filtrar as componentes harmônicas geradas pelo conversor de freqüência, dessa forma, suavizando as formas de ondas das correntes [69].

As chaves do conversor são consideradas ideais, equipadas com "*snubbers*", que são circuitos amortecedores constituídos por um capacitor em série com um resistor (omitidos na figura 3.4) e em paralelo à chave e um diodo em conexão antiparalela.

Uma outra unidade de grande importância para a operação do conversor é o sistema de controle. Sob tal designação compreendem-se as ações decisórias responsáveis pelo controle da operação da unidade inversora através da geração dos sinais de gatilhos, advindos da lógica de disparo dos semicondutores de potência. Neste sentido, as discussões procedentes encontram-se dirigidas para três pontos focais:

- Estabelecimento da lógica de controle;
- Fundamentos sobre o controle vetorial;
- Formação dos pulsos de disparo.

Como fundamento utiliza-se do controle vetorial como técnica para o processamento e definição dos requisitos necessários à lógica de disparo [91]. A partir desta informação, empregando-se o controle PWM, também largamente utilizado neste campo de trabalho, são produzidos os pulsos de disparo que determinam as características das tensões trifásicas na saída do conversor, as quais consistem nos pontos físicos de conexão do sistema eólico com a rede trifásica existente. Estas duas unidades são consideradas em maiores detalhes na seqüência:

a) Lógica de Controle

Através de uma malha de controle apropriada, apresentada na figura 3.5, o inversor possibilita o controle das potências ativa e reativa entregues ao sistema [60], [79], propiciando, ainda, a extração da máxima energia disponível no vento e, adicionalmente, controlando-se a tensão do ponto de acoplamento comum (PAC) [28]. O controle da tensão do barramento se dá através da potência reativa fornecida ou absorvida do sistema CA [19]. Para isso, a malha de controle utilizada, atua tanto no ângulo de fase quanto na magnitude do vetor de tensão de saída nos terminais trifásicos do inversor, conforme sintetiza a figura a seguir.

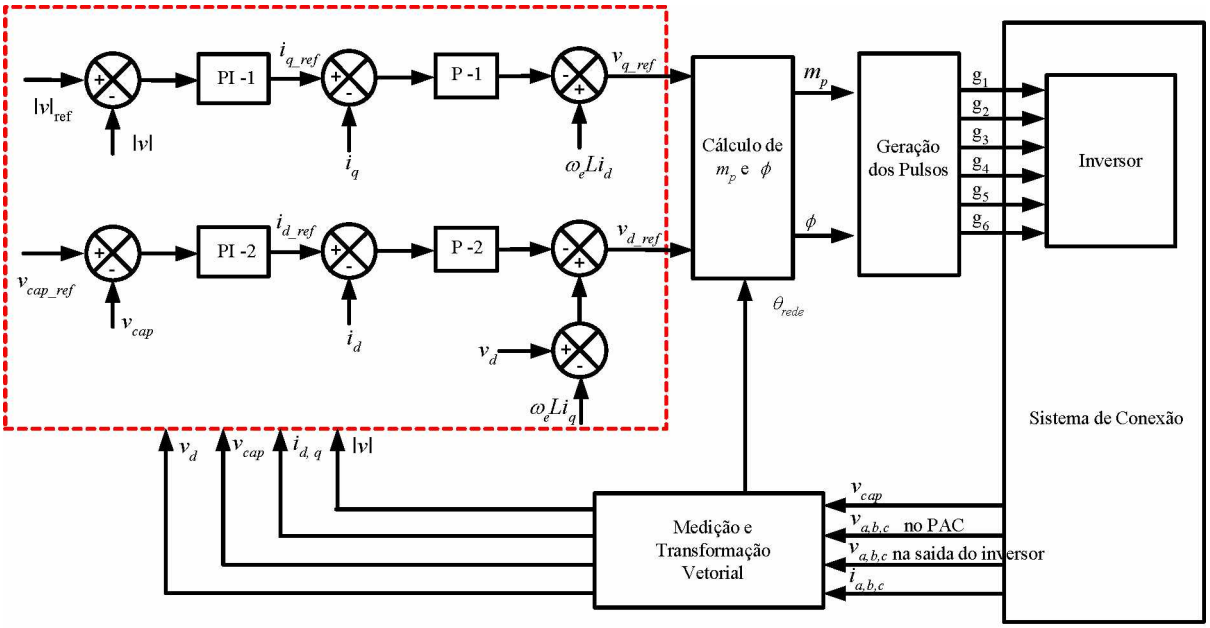


Figura 3.5 – Diagrama de blocos do controle do inversor

O diagrama mostrado na figura anterior ilustra que, uma vez obtidos os valores instantâneos das tensões e correntes no PAC e a tensão no elo CC, estas grandezas são manipuladas utilizando a técnica do controle vetorial de maneira a disponibilizar as grandezas necessárias ao controle propriamente dito [91]. O controle em si é formado por quatro malhas [69], [72], a saber:

- Malha de controle de corrente de eixo direto;
- Malha de controle de corrente de eixo em quadratura;
- Malha de controle de tensão no capacitor do elo CC;
- Malha de controle da tensão no ponto de acoplamento comum (PAC).

As malhas internas, que são de corrente, possuem apenas um controlador do tipo proporcional (P), enquanto que, as malhas de controle de tensão do barramento CC e do PAC possuem, cada uma, um controlador proporcional e integral (PI).

Observando-se a malha superior, nota-se que, uma vez obtido o módulo da tensão no ponto de conexão com a rede elétrica, $|v|$, este é comparado com um dado valor de referência. O sinal de erro proveniente de tal comparação alimenta o controlador PI-1, o qual define a corrente em quadratura de referência, i_{q_ref}. Este valor é comparado com a corrente em quadratura obtida da transformação vetorial, cuja diferença serve como dado de entrada do controlador proporcional P-1. A saída deste controlador é comparada com o sinal gerado para

eliminar o acoplamento do eixo direto, gerando, dessa maneira, a tensão de referência em quadratura, v_{q_ref}.

Na segunda malha de controle é adotada uma metodologia análoga à primeira, desta vez, tomando como dados de entrada a tensão obtida no elo CC e o respectivo valor de referência fornecido. Como dado de saída desta malha obtém-se a tensão de eixo direto de referência v_{d_ref}.

Obtidas as tensões de referencia v_{q_ref} e v_{d_ref}, estas são utilizadas para determinar o valor do índice de modulação, m_p, e o ângulo de deslocamento, θ, determinados pelas equações (3.44.) e (3.45), respectivamente. O índice m_p define a magnitude da tensão de referência do controle PWM, destinado ao controle do fluxo de potência reativa. Por outro lado, o ângulo θ, define o defasamento entre a tensão gerada na saída do inversor, e, e a tensão no PAC, v. Esta defasagem é utilizada para ajustar o fluxo de potência ativa injetado no sistema CA. Ressalta-se que, para a tensão de referência utilizada no controlador PWM, considera-se que esta tensão passa por um valor nulo, no instante t=0. Esta situação, no entanto, nem sempre acontece, motivo pelo qual deve ser levada em consideração a defasagem da tensão da rede, a qual é representada pelo ângulo θ_{rede}, obtido no processo de aquisição das tensões no PAC, garantindo dessa forma, o sincronismo entre o sistema eólico e rede elétrica. Nesse sentido, o ângulo realmente utilizado no controle é dado pela expressão (3.45).

$$m_p = \frac{\sqrt{v_{d\_ref}^2 + v_{q\_ref}^2}}{v_{cap}} \tag{3.44}$$

$$\phi = \theta + \theta_{rede} = arc\ tg\left(\frac{v_{q\_ref}}{v_{d\_ref}}\right) + \theta_{rede} \tag{3.45}$$

Conforme já mencionado, para obter-se as informações básicas requeridas pela malha de controle, fazendo uso da teoria vetorial, é feita a transformação das grandezas de linha no domínio "a, b, c" para o domínio "d, q, 0", para assim realizar os processamentos necessários, que são descritos na seqüência.

b) Controle Vetorial

Essencialmente, o controle almejado pelas instalações aqui enfocadas consiste na busca de mecanismos que viabilizem o estabelecimento de um fluxo de potência ativa e reativa em sintonia, respectivamente, com a energia primária do vento e o controle de tensão junto ao ponto de conexão. Dentre as técnicas capazes de atender a tal propósito ressalta-se o controle vetorial. O seu atrativo maior está no fato que os vetores são muito úteis para a representação matemática de correntes e tensões em aplicações da eletrônica de potência. Assim procedendo, consegue-se uma simplificação do número de equações envolvidas nos algoritmos de controle, uma vez que grandezas trifásicas são transformadas em duas coordenadas, através de uma matriz de transformação. A partir dessas transformações, informações importantes, como defasamento angular, módulo e potências, podem ser obtidas com facilidade.

A título de ilustração, destaca-se a referência [91], a qual elucida a aplicação do controle vetorial como forma de definição da operação de um inversor de freqüência. Fundamentado nesta referência, a figura 3.6 mostra as transformações associadas com o processo, onde podem ser observados os vetores do lado CA (da rede), no sistema ortogonal síncrono (d, q, 0).

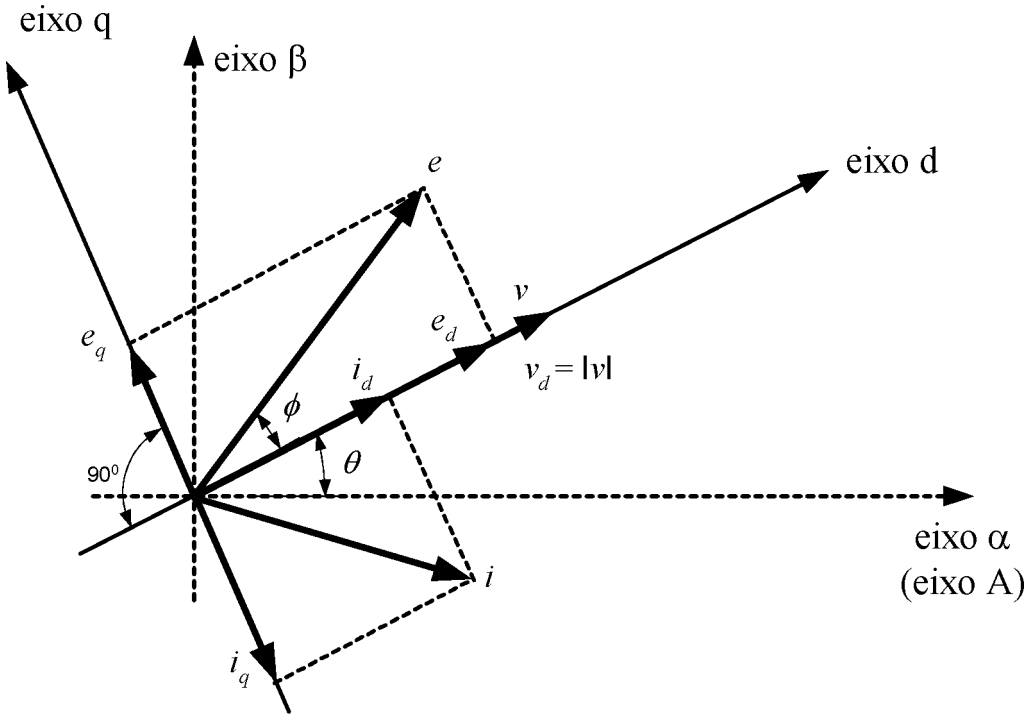


Figura 3.6 – Vetores das tensões e correntes resultantes do controle vetorial

Neste sistema, os eixos d e q não são estacionários. Estes acompanham a trajetória do vetor da tensão de referência. Assim, as coordenadas d e q, dentro desse sistema de referência rotativo na velocidade síncrona, são obtidos pela seguinte transformação (equações (3.46) a (3.50)):

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} |v| \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = [C_1] \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \tag{3.46}$$

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ 0 \end{bmatrix} = [C_1] \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \tag{3.47}$$

$$[C_1] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\text{sen}(\theta) & -\text{sen}\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\text{sen}\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \tag{3.48}$$

$$[C_1]^{-1} = \frac{3}{2}[C_1]_t \tag{3.49}$$

$$\theta = arc\ tg\left(\frac{v_\beta}{v_\alpha}\right) \tag{3.50}$$

Sendo:

$i_{d,\,q}$ – componentes da corrente nos eixos rotativos d e q

$|v|$ – módulo do vetor da tensão de referência ($v = v_\alpha + jv_\beta$)

C_1 – matriz de conversão

Onde as componentes v_α e v_β são obtidas pela transformação "a, b, c" em "α, β, 0", de acordo com a referência [91].

Fazendo as substituições matemáticas correspondentes, determinam-se as equações para as potências ativa (p_{at}) e reativa (q_{reat}) instantâneas, que são dadas pelas seguintes relações:

$$p_{at} = \frac{3}{2}|v|\, i_d \tag{3.51}$$

$$q_{reat} = \frac{3}{2}|v|\, i_q \tag{3.52}$$

Das equações anteriores, observa-se que, no sistema de referência síncrono, apenas a componente i_q tem reflexo no valor da potência reativa instantânea e a componente i_d é responsável pela transmissão da potência ativa instantânea [79].

c) Pulsos de Disparo do Inversor

Fundamentado na lógica de controle ilustrada na figura 3.5 e utilizando-se o controle vetorial, o passo final para a formação da tensão de saída da unidade eólica consiste na definição da estratégia de disparo dos semicondutores de potência. Para tanto se faz uso da técnica PWM (modulação por largura de pulsos). A definição da seqüência de abertura e fechamento de cada uma das chaves semicondutoras que formam o inversor é realizada pela comparação de um sinal senoidal com uma onda triangular de elevada freqüência, conforme ilustrado na figura 3.7. Dessa forma sempre que a tensão v_r (senóide de referência) for maior do que a tensão v_c (triangular), a saída do comparador emite o sinal de ativação, de forma que a chave semicondutora correspondente entre em condução. Na situação contrária, ou seja, quando v_r é menor que v_c a chave semicondutora é bloqueada [52].

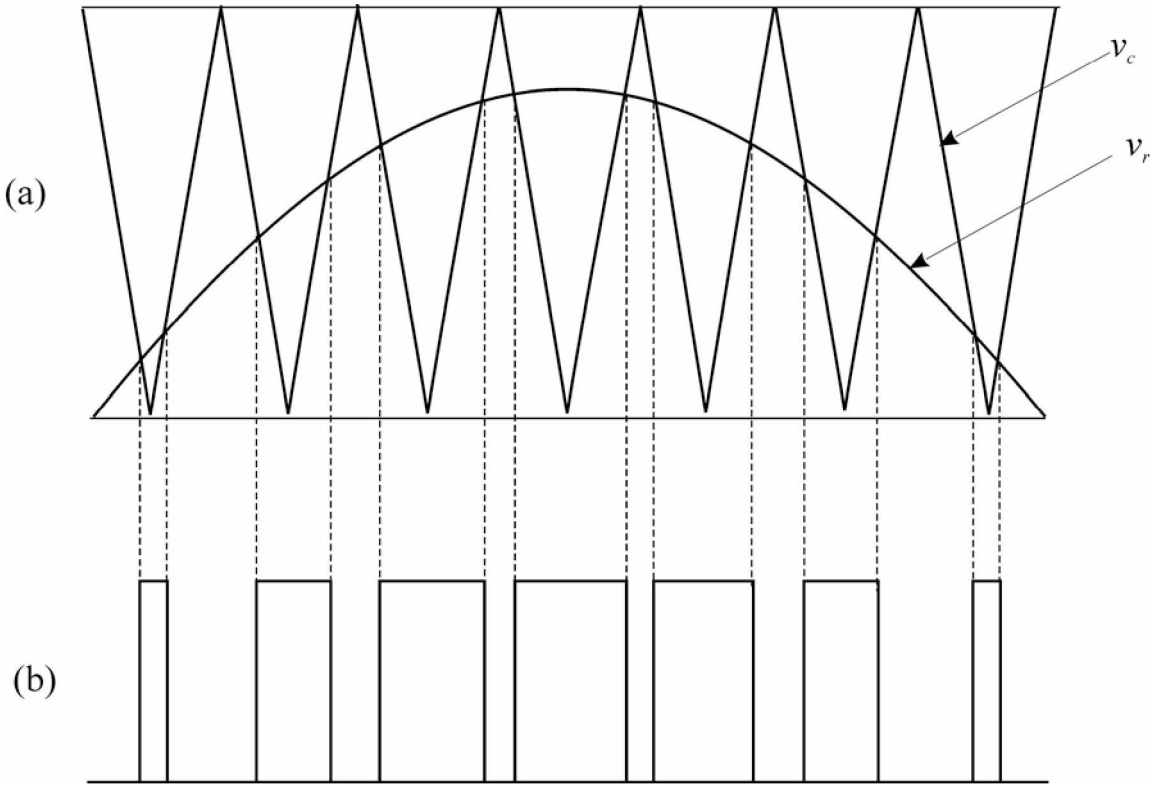


Figura 3.7 – Formas de onda de controle para o inversor PWM senoidal
(a) sinais de entrada no comparador
(b) sinal de saída do comparador, a ser aplicado no *gate* do semicondutor de potência

A figura 3.8 mostra as tensões de saída de um inversor PWM senoidal trifásico. A figura 3.8(a) ilustra as tensões senoidais de referência (trifásicas balanceadas) e a onda triangular com a qual são comparadas. As figuras 3.8(b), 3.8(c) e 3.8(d) correspondem às saídas de cada um dos três comparadores e também as chamadas tensões de pólos do inversor, que, combinadas, resultam nas tensões de linha de saída, mostrada na figura 3.8(e).

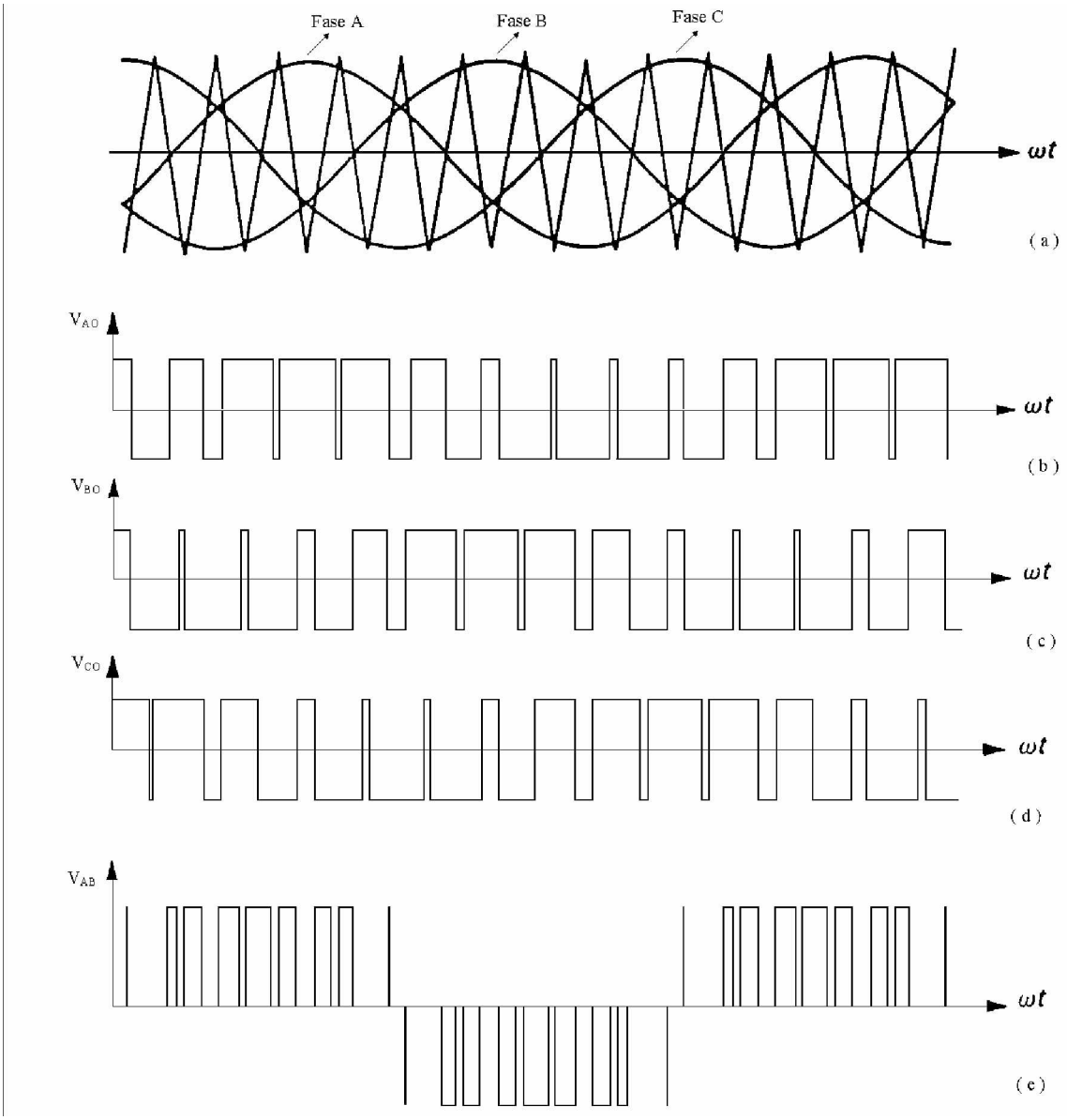


Figura 3.8 – Formas de onda de tensão de saída para o inversor PWM senoidal trifásico:
(a) tensões de entrada nos comparadores. (b), (c) e (d) tensões de pólo
(e) tensão de linha v_{AB} nos terminais de saída do inversor

O número de chaveamentos por meio ciclo da freqüência fundamental é definido pela relação entre as freqüências das ondas senoidais e a triangular. Esta relação, denominada de índice de modulação, é de suma importância e deve ser observada na lógica de chaveamento sempre que for utilizada a técnica PWM senoidal. Quando essa relação apresenta um valor elevado, o inversor PWM senoidal entrega uma forma de onda de tensão de saída de boa qualidade, com as componentes harmônicas geradas encontrando-se na faixa das altas freqüências (mesma ordem da freqüência de chaveamento do sinal triangular) e, conseqüentemente, de fácil eliminação através de filtros passivos ou ativos.

Salienta-se que a amplitude da tensão de linha de saída do inversor na freqüência fundamental é diretamente proporcional a esse índice de modulação e alcança um valor máximo igual a 86,3% da tensão do barramento de corrente contínua (Elo CC). Esta situação ocorre quando o índice de modulação é igual a 1 [64], ou seja, quando as amplitudes das ondas senoidais de referência e triangular são iguais. Isto quer dizer que o maior valor eficaz de tensão de linha possível com índice de modulação unitário é de 61% da tensão do barramento CC. Por esse motivo, inversores ao operar com freqüências fundamentais elevadas (da ordem da freqüência industrial) utilizam o recurso chamado "sobremodulação" (índice de modulação >1) como indicado na figura 3.9. Com isso é possível aproveitar melhor a tensão do barramento CC e reduzir o número de chaveamentos por ciclos, mas com a penalidade do reaparecimento de harmônicos de baixa ordem na tensão de saída.

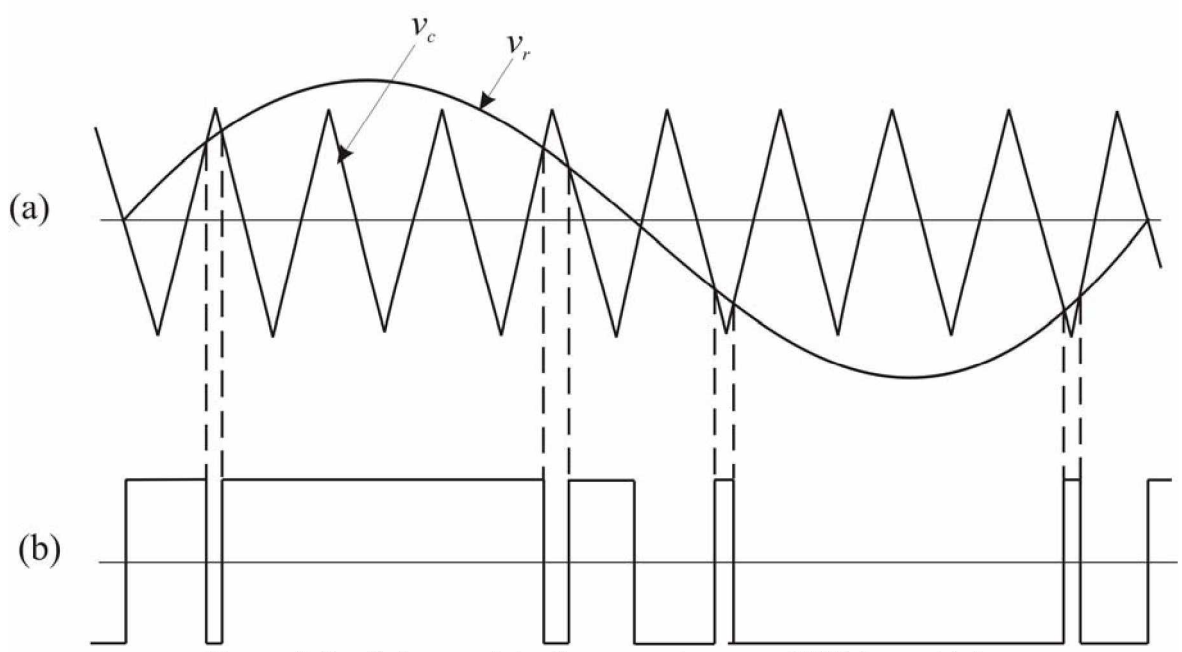


Figura 3.9 – Sobremodulação com o inversor PWM senoidal
(a) sinais de entrada no comparador, (b) sinal de saída no comparador

3.2.5 Modelagem do Transformador Elevador

Este item tem por finalidade apresentar a modelagem matemática para transformadores de potência, responsáveis pela compatibilização dos níveis de tensão do sistema eólico com o do sistema elétrico [98].

Assim sendo, baseando-se no circuito equivalente tradicional e levando-se em consideração a característica não linear do material ferromagnético que compõe o núcleo do transformador, este componente pode ser representado pelo circuito equivalente mostrado na figura 3.10 [52].

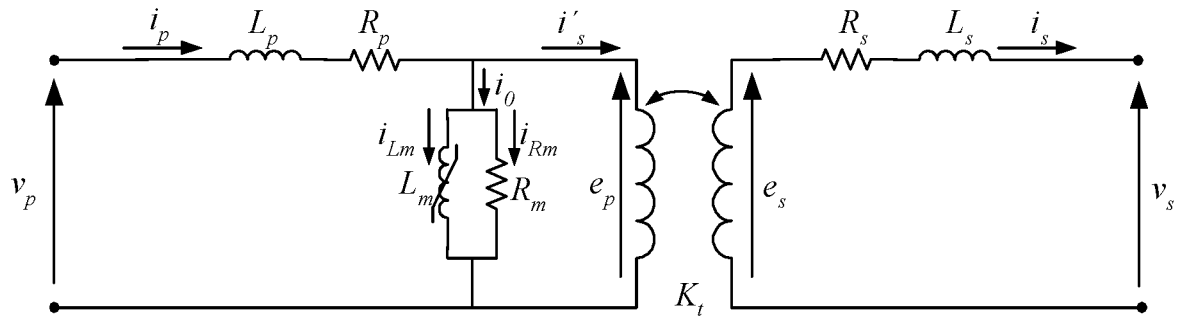


Figura 3.10 – Circuito equivalente do transformador

Sendo:

v_p – tensão fase-neutro nos terminais do enrolamento primário;

v_s – tensão fase-neutro nos terminais do enrolamento secundário;

e_p – força contra-eletromotriz induzida no enrolamento primário;

e_s – força eletromotriz induzida no enrolamento secundário;

i_s – corrente de fase no enrolamento secundário;

i'_s – corrente do secundário referida ao primário;

i_0 – corrente de magnetização;

i_{Rm} – parcela da corrente de magnetização responsável pelas perdas no núcleo;

i_{Lm} – parcela da corrente de magnetização responsável pelo fluxo eletromagnético;

i_p – corrente de fase no enrolamento primário;

R_p – resistência ôhmica do enrolamento primário;

R_s – resistência ôhmica do enrolamento secundário;

L_p – indutância de dispersão do enrolamento primário;

L_s – indutância de dispersão do enrolamento secundário;

R_m – resistência do ramo magnetizante, associada às perdas no ferro;

L_m – indutância associada à magnetização do núcleo;

K_t – relação de transformação.

Fundamentando no circuito equivalente da figura 3.10 e na característica de saturação do material magnético utilizado na construção do transformador, pode-se calcular as relações

das interdependências entre as tensões primária e secundária, fluxo magnético e indutância de magnetização, através das equações (3.53) a (3.57).

$$v_p = R_p i_p + L_p \frac{di_p}{dt} + e_p \tag{3.53}$$

$$e_s = R_s i_s + L_s \frac{di_s}{dt} + v_s \tag{3.54}$$

$$e_p = N_p \frac{d\phi}{dt} \tag{3.55}$$

$$e_s = N_S \frac{d\phi}{dt} \tag{3.56}$$

$$L_m = \frac{d\phi}{di_{Lm}} \tag{3.57}$$

Sendo:

ϕ – fluxo magnético no núcleo;

N_p – número de espiras do enrolamento primário;

N_s – número de espiras do enrolamento secundário.

Muito embora as discussões precedentes tenham sido direcionadas para uma unidade transformadora monofásica, é importante ressaltar que as aplicações aqui almejadas exigem equipamentos trifásicos. Assim sendo, a presente modelagem contemplará tais arranjos, com destaque às conexões Y/Y, Δ/Δ, Δ/Y, Y/Δ.

3.2.6 Modelagem da Concessionária de Energia

Objetivando modelar o sistema trifásico CA pré-existente ao qual o sistema eólico é conectado, apresenta-se, na seqüência, uma proposta simplificada para a referida rede elétrica de conexão. A estratégia de representação encontra-se alicerçada na clássica utilização do nível de curto-circuito com a respectiva possibilidade de inserção dos efeitos indutivo e resistivo da impedância equivalente da rede junto ao ponto de inserção. Nestes termos, o modelo consiste num gerador equivalente formado por uma fonte ideal de tensão (barramento infinito - e_{conc}), a resistência (R_{cc}) e a indutância (L_{cc}) de curto-circuito, conforme ilustrado na figura 3.11 [52].

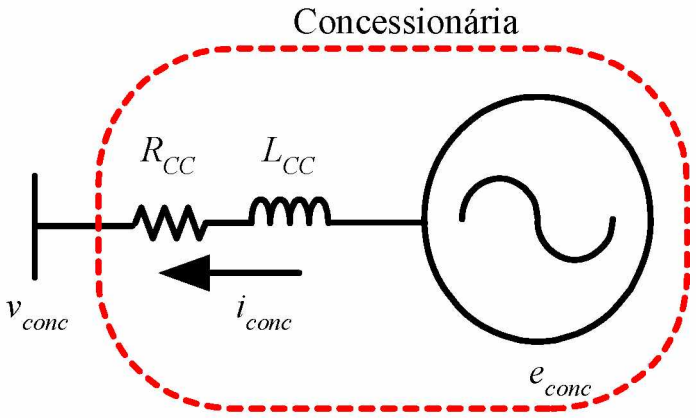


Figura 3.11 – Representação da rede elétrica

A equação matricial (3.58) representa o modelo para as 3 fases.

$$[v_{conc}] = [e_{conc}] - [R_{CC}][i_{conc}] - [L_{CC}]\frac{d[i_{conc}]}{dt} \qquad (3.58)$$

Sendo:

$[v_{conc}]$, $[e_{conc}]$, $[i_{conc}]$ – Vetores representativos das tensões terminais instantâneas, fontes ideais de tensões instantâneas e correntes instantâneas nas linhas de interconexão do sistema eólico com o barramento trifásico CA pré-existente;

$[R_{CC}]$, $[L_{CC}]$ – Matrizes diagonais das resistências e indutâncias representativas da rede de conexão, cujos parâmetros são derivados da potência de curto-circuito do barramento (S_{CC}) e do ângulo desta (ϕ_{CC}).

Neste momento torna-se oportuno ressaltar que, o modelo do equivalente da rede elétrica mencionado, apesar de sido incorporado à plataforma de simulação, não será utilizado nos estudos investigativos devido aos propósitos estabelecidos neste trabalho, mas o mesmo pode ser de grande valia em outros estudos tais como Qualidade da Energia Elétrica.

3.3 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

Dando prosseguimento aos estudos, apresentam-se de maneira resumida, as principais características do simulador escolhido para a utilização neste trabalho.

3.3.1 Plataforma Computacional Utilizada - O Simulador "SABER"

A escolha da plataforma computacional para fins desta pesquisa recaiu num *software* que permite a realização de estudos de naturezas diversas, como por exemplo: de regime permanente e transitório, estudos harmônicos, fluxo de carga, estudos dinâmicos, etc. Salienta-se, que tal versatilidade é conseguida graças à utilização de técnicas baseadas no domínio do tempo. Dentro desse princípio, destaca-se o simulador "*SABER*", o qual possui excelentes recursos gráficos, além de uma interação amigável com o usuário, constituindo-se numa grande vantagem para a análise dinâmica de sistemas elétricos [88]. Este simulador utiliza uma linguagem própria denominada "*MAST*", de fácil compreensão, que permite a modelagem de componentes elétricos, mecânicos, etc, através de rotinas específicas denominadas "*Templates*" [87]. Isto torna possível a montagem de um sistema complexo, através da conexão de blocos. O simulador possui ainda a vantagem de permitir a utilização de rotinas elaboradas em outras linguagens como C e Fortran [31], [80], [88].

Os atributos mencionados para o pacote *SABER* servem, portanto, como balizadores da adequada escolha da plataforma computacional utilizada nesta tese. Dentre as várias vantagens do simulador, pode-se destacar:

- Existência de uma biblioteca padrão, para simular elementos do sistema elétrico tais como: resistor (R), indutor (L) e capacitor (C), etc;
- Grande versatilidade gráfica;
- Facilidade na análise de resultados como: distorção harmônica (através da Série de Fourier), análise transitória, etc;
- Permite definir parâmetros de simulação como: tempo de simulação, passo de integração;
- Ajusta automaticamente o passo de integração entre valores máximo e mínimo pré-definidos;
- Dispõe de vários métodos de integração numérica para a solução de equações diferenciais;
- Possibilidade de montar o sistema através da conexão ("física") dos blocos que representam os equipamentos modelados (geradores, motores, transformadores, cabos, etc);
- Modelagem de equipamentos elétricos ou mecânicos através de suas equações diferenciais.

3.3.2 Implementação Computacional do WECS

Esta seção destina-se à descrição dos trabalhos de implementação computacional dos modelos matemáticos que compõem o sistema de conversão de energia eólica (WECS) sob investigação.

A figura 3.12 mostra, na forma de diagrama de blocos, os diversos módulos que compõem o sistema eólico implementado.

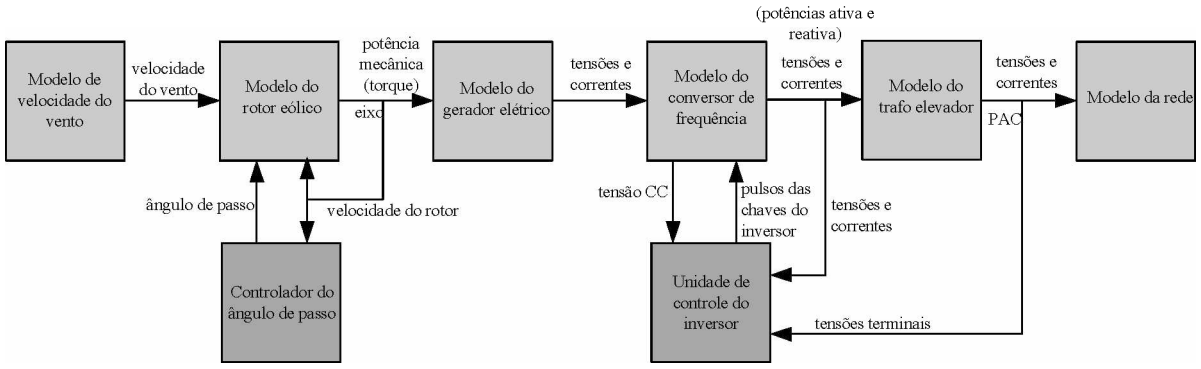


Figura 3.12 – Esquema representativo do WECS enfocado

Tendo em vista as funções específicas dos módulos mostrados no esquema anterior, pode-se dividi-los da seguinte maneira: Unidade de Potência, Unidade de Medição, Unidade de Controle e Unidade de Distribuição de Pulsos. Cada uma das unidades mencionadas encontra-se devidamente detalhada na seqüência.

3.3.2.1 Unidade de Potência

A unidade de potência é constituída por todos os componentes eletromecânicos que, de fato, estão envolvidos com o fluxo da energia gerada, conforme ilustra a figura 3.13. O desenho propicia uma visualização do complexo elétrico e, ainda, das principais grandezas/parâmetros intercambiadas com a unidade de distribuição de pulsos e a unidade de medição.

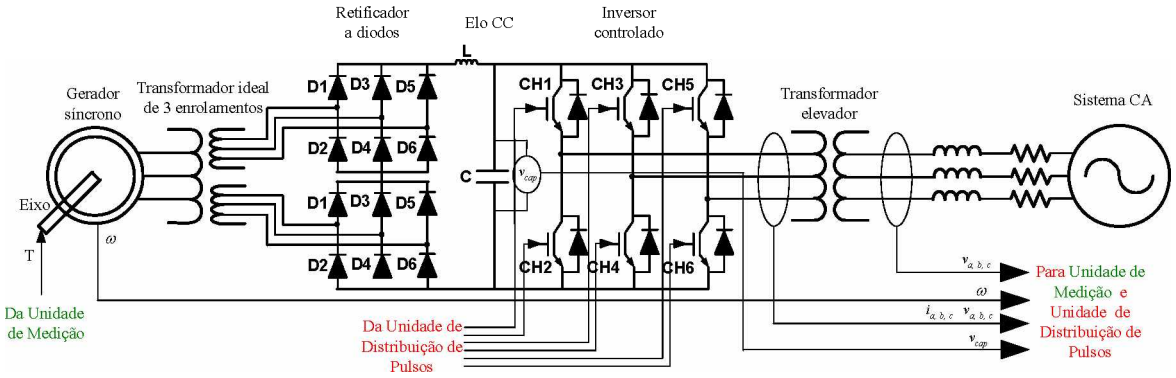


Figura 3.13 – Diagrama de blocos da Unidade de Potência do WECS

Todos os componentes elétricos constituintes do WECS são modelados de forma trifásica, cada fase sendo independentemente representada. Isso conduz a substanciais flexibilidades e versatilidades nos estudos de desempenho e controle do sistema e de suas influências no sistema elétrico de potência.

Ressalta-se que o rotor eólico não esta incluído neste módulo, pois, conforme esclarecido, este componente é representado por equações algébricas, tendo sido considerado como parte integrante da unidade de medição, a qual é abordada a seguir.

3.3.2.2 Unidade de Medição

Esta unidade é composta por componentes de controle da variável de entrada do gerador elétrico e também da variável de saída do inversor de freqüência, por esse motivo, optou-se em separá-la em duas partes, conforme mostra a figura 3.14.

A primeira consiste na rotina destinada ao cálculo do conjugado de entrada do gerador elétrico (potência mecânica), portanto do acionamento mecânico do sistema de conversão eólico. Esta grandeza é determinada a partir do sinal do vento gerado e, em conformidade com o estabelecido na seção 3.2.2 (modelagem do rotor).

A segunda parte é dedicada à aquisição dos valores das tensões e correntes trifásicas na saída do inversor e das tensões no ponto de conexão entre o WECS e a rede elétrica, e também, da tensão nos terminais do capacitor do elo de corrente contínua. Ainda neste módulo são efetuadas as manipulações dos sinais medidos, tais como as transformações vetoriais das tensões e correntes, cálculos dos valores das potências ao longo do tempo e do módulo e ângulo do vetor da tensão na barra de acoplamento.

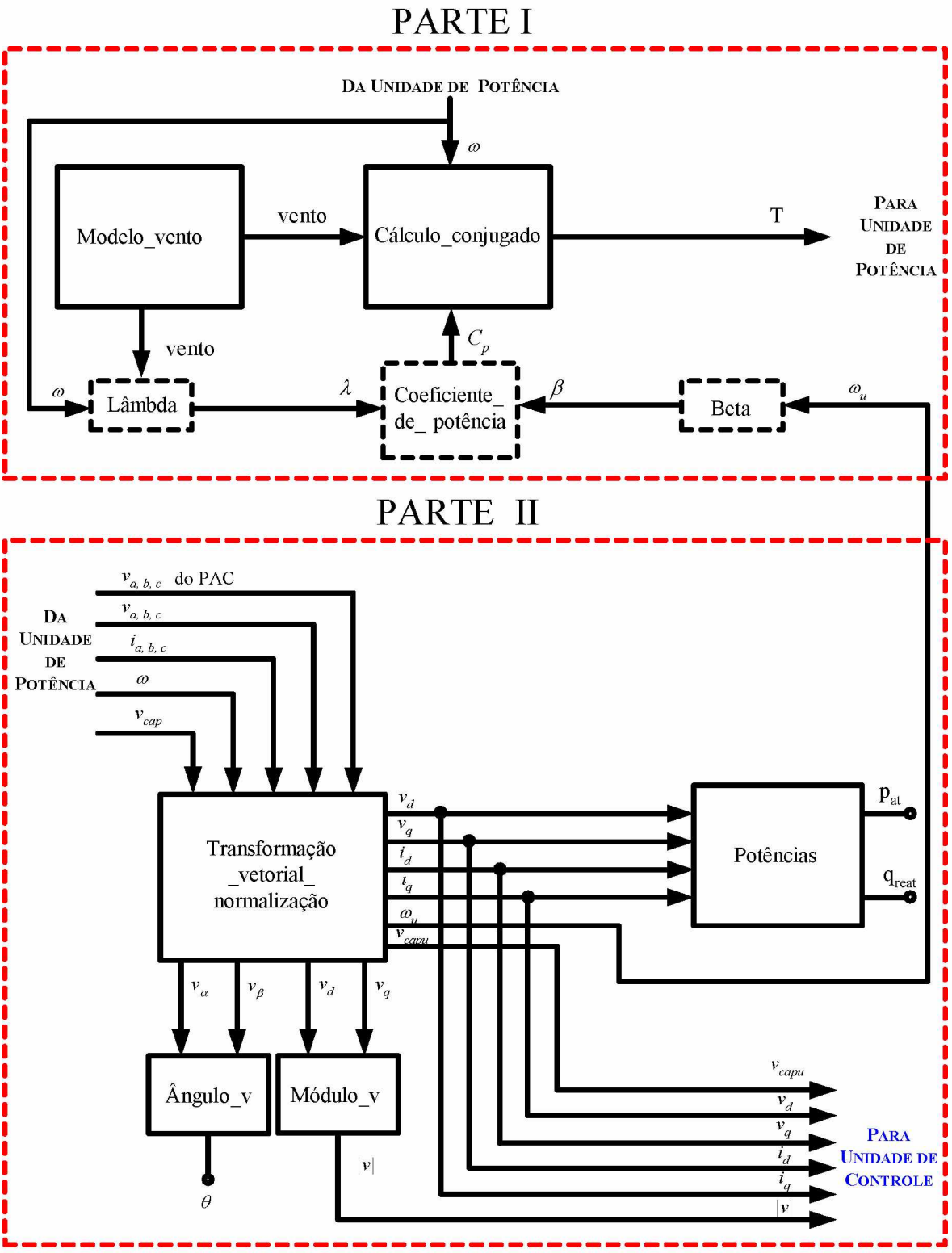


Figura 3.14 – Diagrama de blocos de Unidade de Medição do WECS implementado

No diagrama anterior estão identificadas as principais rotinas que conformam a Unidade de Medição, cujas funções são descritas na seqüência:

- **Modelo_vento**: esta rotina gera o sinal da velocidade do vento de acordo com o equacionamento descrito na seção 3.2.1. Este sinal por sua vez, fornece a variável de entrada de dois outros módulos, a saber: **Cálculo_conjugado** e **Lâmbda**, respectivamente.

- **Cálculo_conjugado**: de posse do sinal do vento e do coeficiente de potência C_p, oriundos das sub-rotinas especificadas com os respectivos nomes, nesta rotina é determinado o conjugado mecânico de entrada do gerador elétrico, em conformidade com as equações apresentadas na seção 3.2.2. O conjugado é, então, enviado para a Unidade de Potência. Ressalta-se, que a obtenção da variável C_p, conforme descrito anteriormente, é função da razão da velocidade da pá, λ, e também do ângulo de passo, β, obtidas pelas sub-rotinas **Lâmbda** e **Beta**, respectivamente.

- **Transformação_vetorial_normalização**: o diagrama de blocos apresentado na figura 3.15 mostra as diferentes fases do processo de transformação vetorial e normalização das tensões e correntes na saída do inversor, das tensões no PAC, da tensão nos terminais do capacitor e da velocidade angular do gerador elétrico. Inicialmente, os sinais de corrente das três fases (i_a, i_b e i_c) são transformados, pela rotina **Transdutor**, para sinais de tensão (iv_a, iv_b e iv_c), possibilitando dessa maneira as manipulações necessárias à resolução dos sistemas.

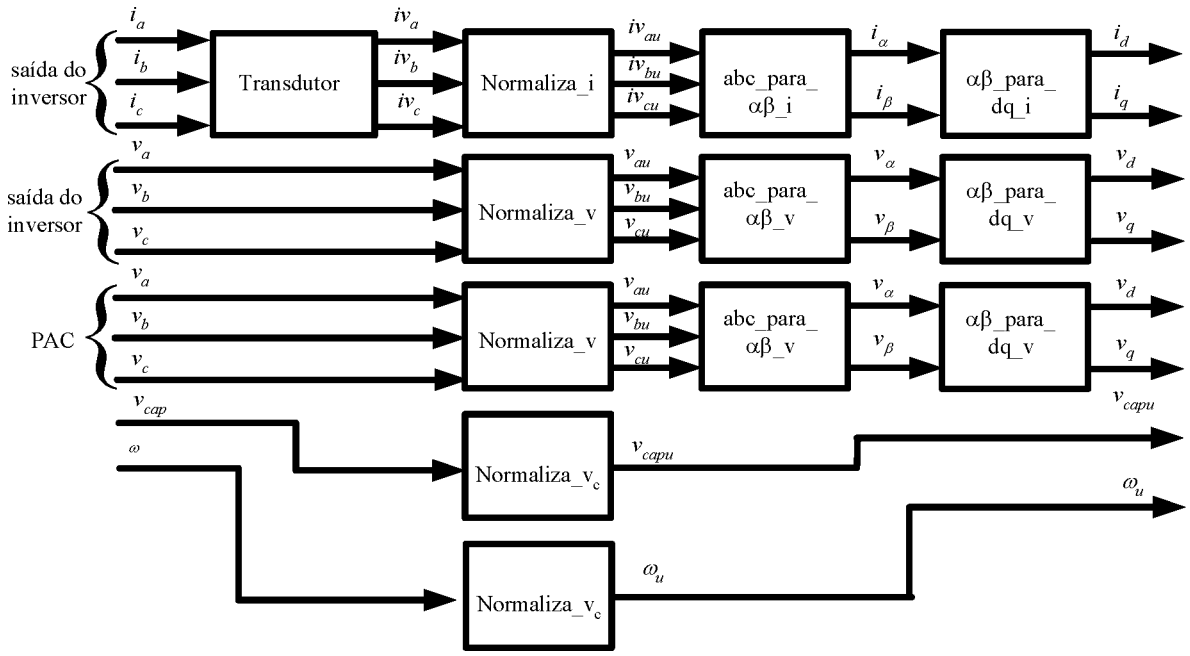


Figura 3.15 – Diagrama de blocos da rotina **Transformação_vetorial_normalização**

Uma vez realizadas as "transformações" das correntes para sinais de tensão, estas, assim como as tensões v_a, v_b e v_c, são normalizadas nas rotinas **Normaliza_i** e **Normaliza_v**, respectivamente, de acordo com as equações (3.59) e (3.60).

$$iv_u = \frac{iv}{\frac{S_{base}}{\sqrt{3}\,V_{ca\_base}}} \tag{3.59}$$

$$v_{pu} = \frac{v}{V_{ca\_base}} \tag{3.60}$$

Os valores base para a potência (S_{base}) e tensão (V_{ca_base}) são fornecidos pelo usuário como dados de entrada do WECS. Na seqüência, as tensões e correntes trifásicas normalizadas (v_{au}, v_{bu}, v_{cu}, iv_{au}, iv_{bu} e iv_{cu}) são transformadas para grandezas do sistema ortogonal estacionário αβ (v_α, v_β, i_α e i_β), em conformidade com os procedimentos adotados na referência [91]. Para tanto, utiliza-se a rotina denominada **abc_para_αβ**. Na seqüência são então transformadas para grandezas no sistema ortogonal síncrono dq (v_d, v_q, i_d e i_q), através da

rotina **αβ_para_dq**. Além das grandezas alternadas, a tensão medida nos terminais do capacitor do elo CC (v_{cap}) assim como a velocidade do rotor também são normalizadas em relação aos valores base informados pelo usuário (V_{cap_base}) e (ω_{base}), respectivamente, através das equações (3.61) e (3.62), utilizando, para tanto, as rotinas **Normaliza_v_c** e **Normaliza_ω**.

$$v_{capu} = \frac{v_{cap}}{V_{cap\_base}} \tag{3.61}$$

$$\omega_u = \frac{\omega}{\omega_{base}} \tag{3.62}$$

- **Módulo_v**: calcula o módulo do vetor da tensão (v), na barra de conexão com o sistema elétrico (PAC), através das suas componentes v_d e v_q, conforme a equação (3.63) e figura 3.16.

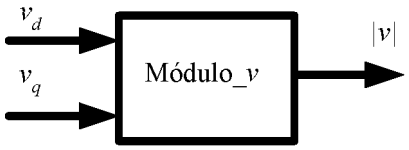


Figura 3.16 – Diagrama de bloco da rotina **Módulo_*v***

$$|v| = \sqrt{v_d{}^2 + v_q{}^2} \tag{3.63}$$

- **Ângulo_v**: calcula o ângulo do vetor da tensão (v) na barra de conexão através das suas componentes v_α e v_β e da equação (3.59), conforme ilustrado na figura 3.17.

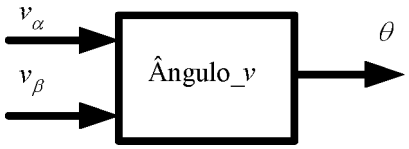


Figura 3.17 – Diagrama de bloco da rotina **Ângulo_*v***

$$\theta = arctg\left(\frac{v_\beta}{v_\alpha}\right) \tag{3.64}$$

- **Potências**: a partir dos sinais de tensões e correntes (v_α, v_β, i_α e i_β), determinam-se a potência ativa p_{at} injetada e a potência reativa q_{reat} intercambiada entre o WECS e o sistema CA utilizando, para tanto, as equações (3.65) e (3.66). As potências ativa (p_{at}) e reativa (q_{reat}) não são repassadas para outras rotinas, sendo apenas disponibilizadas para visualização.

$$p_{at} = \frac{3}{2}\left(v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta\right) \tag{3.65}$$

$$q_{reat} = \frac{3}{2}\left(v_\alpha i_\beta - v_\beta i_\alpha\right) \tag{3.66}$$

As grandezas v_d, v_q, i_d, i_q $|v|$ e v_{capu}, obtidas anteriormente, são utilizadas pelo sistema de controle do inversor de freqüência, sendo, para tanto, enviadas para a Unidade de Controle. O sinal ω_u é ainda utilizado pela parte I da Unidade de Medição.

3.3.2.3 Unidade de Controle

Esta unidade, representada pela rotina Unidade de Controle, ilustrada na figura 3.18, comporta a malha de controle discutida na seção 3.2.4. A saída deste módulo consiste dos sinais necessários à geração dos pulsos do inversor.

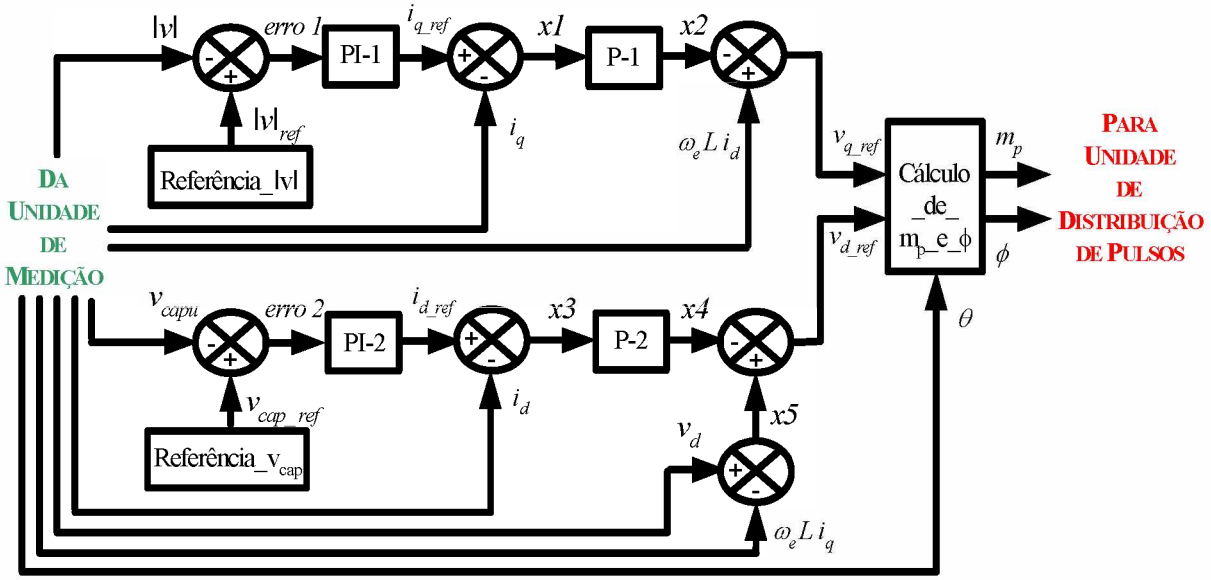


Figura 3.18 – Diagrama de blocos da Unidade de Controle do WECS

Conforme mencionado, o sistema de controle dispõe de duas malhas principais, uma para o controle da potência ativa através do ângulo ϕ e outra da potência reativa pelo ajuste do fator de modulação m_p.

Com relação à malha superior mostrada na figura anterior, a lógica adotada consiste na comparação do sinal $|v|$, proveniente da Unidade de Medição, com o valor de referência, oriundo da rotina **Referência_|v|** que fornece um sinal constante estabelecido pelo usuário. O erro resultante de tal comparação (erro 1) é enviado para o controlador proporcional-integral (**PI-1**) que altera a sua saída (i_{q_ref}). Esta saída do controlador é então comparada com o sinal de i_q proveniente da unidade de medição, produzindo assim a variável identificada na figura por *x1*, que por sua vez, é a entrada do controlador proporcional (**P-1**) que tem como saída a variável *x2*. A saída do controlador P-1 é então comparada com o produto $\omega_e L i_d$ resultando finalmente na grandeza denominada por v_{q_ref}.

A malha inferior utiliza uma metodologia semelhante à da malha superior e sua finalidade é a obtenção da variável de saída identificada na figura por v_{d_ref}. O ponto de partida desta malha está na comparação da tensão medida no capacitor do elo CC com um valor de referência definida pelo usuário.

De posse das variáveis v_{d_ref} e v_{q_ref} e fazendo uso da rotina **Cálculo_de_m_p_e_ϕ** obtém-se o fator de modulação m_p e o ângulo ϕ. Estas variáveis são os sinais de entrada para a Unidade de Distribuição de Pulsos, conforme ilustra a figura em questão.

3.3.2.4 Unidade de Distribuição de Pulsos

A partir dos sinais enviados pela Unidade de Controle, o módulo denominado Unidade de Distribuição de Pulsos, produz os pulsos necessários ao disparo das chaves do inversor. Para melhor visualização da topologia e funcionamento desta rotina, a figura 3.19 ilustra o seu diagrama de blocos representativo.

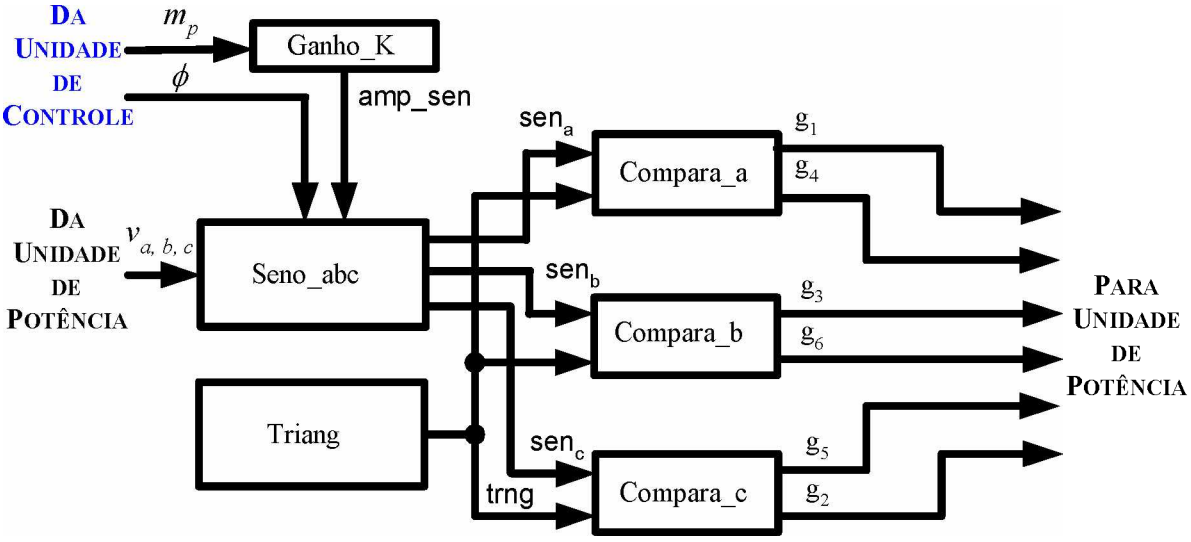


Figura 3.19 – Diagrama de blocos da Unidade de Distribuição de Pulsos do WECS

O chaveamento da ponte inversora faz uso da técnica PWM senoidal, que consiste da comparação de uma onda triangular de alta freqüência (portadora) com uma senóide de controle de freqüência industrial (50 ou 60 Hz) para geração dos pulsos.

O fator de modulação (m_p), já definido na equação (3.44), também pode ser obtido pela relação entre as amplitudes das ondas senoidais com a triangular, de acordo com a equação (3.67).

$$m_p = \frac{amp\_sen}{amp\_tri} \tag{3.67}$$

O sinal m_p, oriundo da Unidade de Controle, é utilizado como entrada na rotina **Ganho_K**, através da qual ajusta-se a sua amplitude pela multiplicação por um ganho (amp_tri), previamente definido pelo usuário. O resultado dessa operação (amp_sen) é aplicado à rotina **Seno_abc** a qual, a partir desse sinal de entrada, define as amplitudes das

três senóides de referência a serem geradas, ou seja, sen_a, sen_b e sen_c, defasadas entre si de 120°. É importante ressaltar que o sinal ϕ, enviado pela Unidade de Controle, define o defasamento entre a senóide de controle da fase "a" (sen_a) e a tensão da mesma fase no barramento ao qual o WECS está conectado. De outro lado, a rotina **Triang** gera em sua saída (trng) o sinal da portadora, cuja amplitude (amp_tri) e freqüência são também definidas pelo usuário.

Uma vez geradas as senóides de controle para as três fases e a onda triangular, comum aos três sinais, estas são enviadas aos pares aos seus respectivos blocos comparadores, como ilustrado na figura 3.19. Dessa forma, a lógica implementada na rotina **Compara_a** consiste em:

```
SE (sen_a > trng) ENTÃO
      g_p1 = 1      # Chave S1 (Unidade de Potência) fechada
      g_p4 = 0      # Chave S4 (Unidade de Potência) aberta
SENÃO
      g_p1 = 0      # Chave S1 (Unidade de Potência) aberta
      g_p4 = 1      # Chave S4 (Unidade de Potência) fechada
FIM_SE
```

O mesmo procedimento realizado para a fase "a" é utilizado para as fases "b" e "c", desta vez fazendo uso das rotinas **Compara_b** e **Compara_c** e respeitando a relação entre as senóides de controle e os respectivos sinais de gatilho.

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em sua parte inicial, este capítulo tratou da caracterização do sistema de conversão de energia eólica adotado neste estudo. Conforme evidenciado, a topologia enfocada nesta tese esta alinhada com o tipo de turbina conhecido como conceito alemão, que consiste de um WECS a velocidade variável, dotado de um gerador síncrono multipólos. Neste tipo de arranjo, o controle da potência extraível do vento é conseguido através do ajuste do ângulo de passo das pás, ou *pitch control*.

Dando seqüência aos desenvolvimentos, foram identificados, descritos e modelados matematicamente todos os subsistemas que compõem o WECS, iniciando pela fonte primária de energia e avançando pelos demais componentes até alcançar a conexão com a rede elétrica. Paralelamente foram abordados os diversos controles utilizados, em particular o controle do

ângulo de passo das pás do rotor eólico e as malhas de controle do inversor. Este último, como foi devidamente esclarecido, permite o controle do fluxo das potências ativa e reativa através das tensões do elo CC e PAC, respectivamente. Destaque especial merece a lógica utilizada no controle dos pulsos do conversor, que utiliza a técnica do controle vetorial e que propicia um ganho de eficiência nos trabalhos de simulação digital, além de uma maior facilidade no controle dos fluxos das mencionadas potências ativa e reativa envolvidas no processo.

A partir da modelagem matemática desenvolvida, partiu-se para a implementação computacional de cada um dos subsistemas que compõem o WECS, utilizando para tanto, técnicas no domínio do tempo. A metodologia utilizada para efetuar a implementação computacional foi a de dividir o sistema em unidades ou módulos. Esta estratégia possibilitou uma maior visibilidade do complexo eólico completo, inclusive dos diversos controles utilizados e a interação entre os mesmos. Nessa linha de estudos, destacam-se como desenvolvimentos de maior significação deste capítulo os seguintes:

- Unidade de Potência: congregando a representação do gerador síncrono multipólos, pelo conversor de freqüência, pelo transformador elevador e também pelo equivalente da rede elétrica.
- Unidade de Medição: subdividida em duas partes, a primeira destinada à determinação do conjugado de acionamento do alternador e a segunda parte à aquisição das variáveis tensões e correntes na saída do inveror e também das tensões no ponto de acoplamento comum entre o WECS e a rede CA.
- Unidade de Controle: contém a malha de controle do inversor, a qual é reponsável, conforme a filosofia adotada, pela injeção de potência ativa na rede elétrica, além do controle do fluxo de potência reativa intercambiada entre o WECS e o sistema de conexão, propiciando assim o suporte de tensão no PAC.
- Unidade de Distribuição dos Pulsos: como o próprio nome diz, é responsável pela geração dos sinais de gatilhos das chaves semicondutoras do inversor, de acordo com as exigências impostas pelo sistema de controle.

Nesta etapa dos trabalhos foram desenvolvidas e implementadas as rotinas na plataforma computacional que permitirá a realização dos estudos investigativos da interação entre o sistema de conversão de energia eólico e o sistema elétrico, os quais serão focados no próximo capítulo.

CAPÍTULO IV

ESTUDOS COMPUTACIONAIS COM O WECS

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Como dito anteriormente, a conexão de novos recursos de geração a uma rede de distribuição modifica seu comportamento passivo para uma atuação ativa, onde os fluxos de potência poderão ocorrer também em sentido contrário ao que se verificava antes da interligação de novos geradores, sendo, neste caso, do tipo eólico.

Esta nova configuração de sistema de potência exige a realização de estudos detalhados a respeito do impacto que perturbações, tais como alterações severas e repentinas de cargas, operações de chaveamento ou a ocorrência de faltas elétricas, possam acarretar na estabilidade transitória do sistema elétrico.

Nesse sentido, o presente capítulo destina-se a apresentar um conjunto de casos ilustrativos, que simulam contingências diversas no sistema eólico-elétrico e que permitem aferir o seu desempenho dinâmico global. A seleção dos casos a serem exibidos nesta etapa dos estudos teve como parâmetro o fato de tratar-se de situações comumente verificadas nos sistemas elétricos e que permitam ilustrar bem o desempenho e potencialidades do programa desenvolvido. Por outro lado, objetiva-se, também, avaliar a performance do modelo da central eólica implementada, perante o sistema ao qual se encontra acoplada, e sob as diversas condições operativas estabelecidas. Como visto no capítulo precedente, o aerogerador abordado consiste de um modelo de sistema eólico a velocidade variável, equipado com um gerador síncrono com rotor bobinado e controle da potência aerodinâmica através da variação do ângulo de passo das pás (*pitch control)*.

As contingências impostas nos estudos de casos investigativos do sistema elétrico de potência podem ser sumarizadas nos tipos seguintes: curto-circuito trifásico, perda de carga e perda de geração.

4.2 SISTEMA ELÉTRICO UTILIZADO

Para a realização das simulações propostas, utilizou-se de um sistema elétrico básico, extraído da referência [53], ao qual foram realizadas alterações de modo a compatibilizá-lo às proposições deste trabalho.

O sistema é composto por dois geradores munidos de reguladores de velocidade e de tensão, alimentando três cargas, conforme ilustra a figura 4.1. Alguns dos componentes necessários aos estudos já fazem parte da biblioteca de recursos disponíveis no simulador adotado. Estes *templates* foram desenvolvidos em trabalhos anteriores, destacando-se os modelos para: gerador, transformador, carga (impedância constante) e linha de transmissão [52]. No entanto, os *templates* relacionados com o WECS constituíram-se em desenvolvimentos próprios desta tese.

Como pode ser observado no diagrama unifilar, o parque eólico foi conectado à barra 2, uma vez que, estudos preliminares indicaram que esta é a barra mais sensível sob o ponto de vista de regulação de tensão.

O parque eólico conectado ao barramento é composto por 40 turbinas de 600 kW cada uma, conforme apresentado anteriormente, perfazendo uma potência nominal de 24 MW.

Ainda com relação ao modelo da central eólica, é importante salientar que a representação de um grande número de turbinas seria bastante onerosa em termos de tempos computacionais [98]. Objetivando contornar este problema, uma prática usual e utilizada neste trabalho, consiste na realização das investigações usando um modelo equivalente [69]. A simplificação adotada admite que o vento atinge todas as turbinas de forma idêntica e ao mesmo tempo, dessa forma, podendo ser consideradas como sincronizadas. Também os aerogeradores são considerados iguais, assim como os demais componentes e respectivos controles.

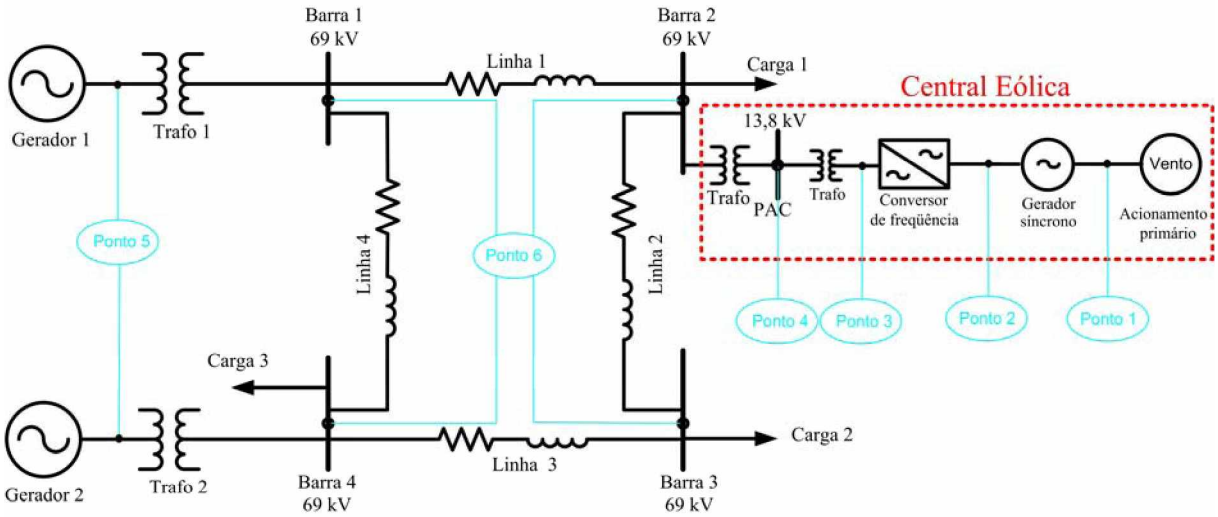


Figura 4.1 – Diagrama unifilar do sistema simulado e pontos monitorados

4.3.1 Características Elétricas e/ou Mecânicas do Sistema Investigado

As tabelas 4.1 a 4.7 fornecem as características/parâmetros dos componentes que conformam o sistema elétrico simulado.

Tabela 4.1 – Dados dos geradores síncronos 1 e 2 [52]

Descrição	Simbologia	Valor
Potência nominal - (MVA)	Snom	25
Tensão nominal - (kV)	Vnom	13,8
Reatância síncrona de eixo direto - (pu)	X_d	1,1339
Reatância síncrona de eixo em quadratura - (pu)	X_q	1,11239
Reatância de dispersão de uma fase do estator - (pu)	X_l	0,1727
Reatância transitória de eixo direto - (pu)	X'_d	0,2159
Reatância subtransitória de eixo direto - (pu)	X''_d	0,1833
Reatância subtransitória de eixo em quadratura – (pu)	X''_q	0,18
Resistência por fase do estator - (pu)	R_s	0,0014
Constante de tempo transitória de eixo direto de circuito aberto - (s)	T'_{d0}	6,48
Constante de tempo subtransitória de eixo direto de circuito aberto - (s)	T''_{d0}	0,004
Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura de circuito aberto - (s)	T''_{q0}	0,004
Momento de inércia das partes girantes - (s)	Inercia	4,75
Corrente do campo a vazio – (A)	I_rotor	210
Velocidade – (rad/s)	ω	377,0
Freqüência - (Hz)	f	60,0
Número de pólos	p	2

Tabela 4.2 – Dados dos reguladores de tensão [52]

Descrição	Simbologia	Valor
Constante de tempo da referência - (s)	Tref	0,5
Ganho do circuito de estabilização - (pu)	Kf	0,01
Constante de tempo de estabilização - (s)	Tf1	1,5
Constante de tempo de estabilização - (s)	Tf2	0,34
Constante de tempo do regulador - (s)	Ta	0,01
Ganho de malha aberta do regulador - (pu)	Ka	100
Constante de tempo da excitatriz - (s)	Te	0,33
Constante da excitatriz - (pu)	Ke	1
Constante de tempo do filtro de entrada - (s)	Tr	0,0023
Tensão máxima do regulador - (pu)	Vmax	7,9
Tensão mínima do regulador - (pu)	Vmin	-7,9
Tensão mínima da excitação - (pu)	Emin	0
Tensão nominal da excitação - (V)	Enom	100
Tensão nominal do barramento a ser controlado - (V)	Vnom	13800
Fator de saturação para 100% E_{max} - (pu)	SEmax	0,95
Fator de saturação para 75% E_{max} - (pu)	SEpmax	0,93

Tabela 4.3 – Dados dos reguladores de velocidade [52]

Descrição	Simbologia	Valor
Velocidade síncrona de referência - (rad/s)	ωref	377
Ganho do bloco *flyballs*	G	1
Constante de tempo do bloco *flyballs* - (s)	Tfb	0,0001
Regulação - (pu)	R	0,02
Constante de tempo - (s)	T1	0,003
Constante de tempo - (s)	T2	0,001
Constante de tempo - (s)	T3	0,002
Constante de tempo - (s)	T4	0,0001
Constante de tempo - (s)	T5	0,002
Potência especificada - (pu)	Pref	0
Potência máxima da turbina - (pu)	Gmax	1,9
Torque nominal - (N.m)	Tnom	70000

Tabela 4.4 – Dados das cargas

Carga	Potência Aparente (MVA)	Fator de Potência	Freqüência nominal (Hz)	Tensão nominal (kV)
Carga 1	5	0,92	60	69
Carga 2	10	0,92	60	69
Carga 3	5	0,92	60	69

Tabela 4.5 – Dados das linhas

Comprimento (km)	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Susceptância (S/km)
10	0,0529	0,529	$3{,}31\times10^{-6}$

Tabela 4.6 – Dados dos transformadores (conexão Δ-Y)

Potência (MVA)	Tensão Primário (kV)	Tensão Secundário (kV)	Resistência (%)	Reatância (%)
25	13,8	69	0,01	5,0

Tabela 4.7 – Características das unidades eólicas individuais utilizadas nos estudos

Rotor Eólico	Nº de pás	Raio (m)	Controle	Tipo de Eixo		
	3	21	*pitch*	horizontal, *upwind*		
Gerador Elétrico	f_n (Hz)	p (pólos)	V_n (V)	P_n (kW)		
	17	60	600	600		
Conversor	$f_{chaveamento}$ (kHz)	L_{cc} (mH)	C_{cc} (mF)	Controle	$V_{entrada}$ (V)	$V_{saída}$ (V)
	5	0,08	800	PWM	600	400
Transformador	R (%)	X (%)	S_n (kVA)	f_n (Hz)	V_{bt} (V)	V_{at} (kV)
	0,5	5	1000	60	400	13,8

As figuras 4.2 e 4.3 fornecem os modelos representativos dos reguladores de tensão e de velocidade, respectivamente, utilizados neste trabalho. Ressalta-se que estes dispositivos estão conectados aos geradores 1 e 2 do sistema elétrico apresentado na figura 4.1.

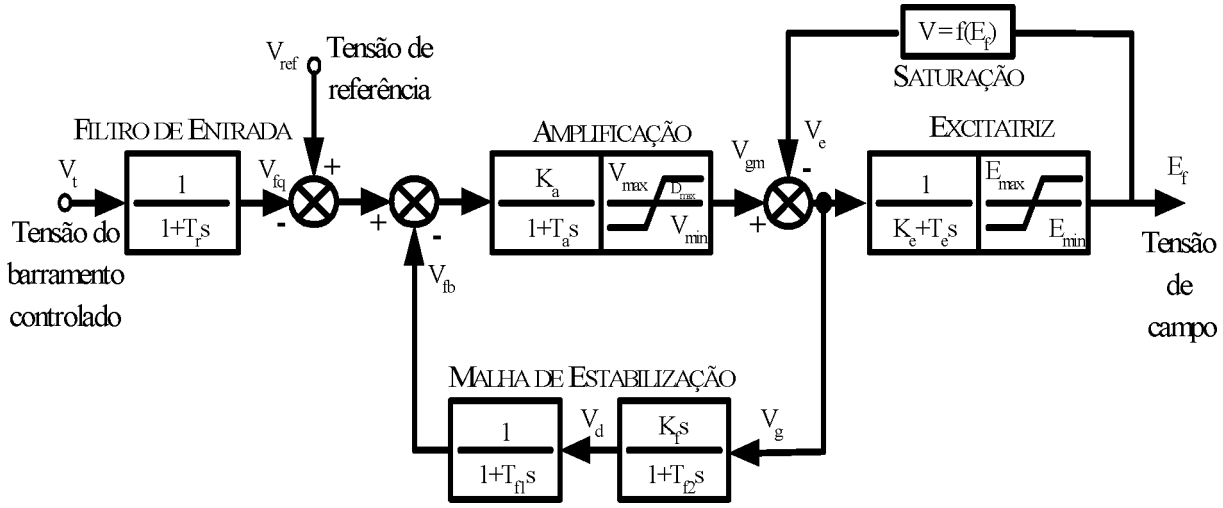


Figura 4.2 – Modelo do regulador de tensão IEEE Tipo II

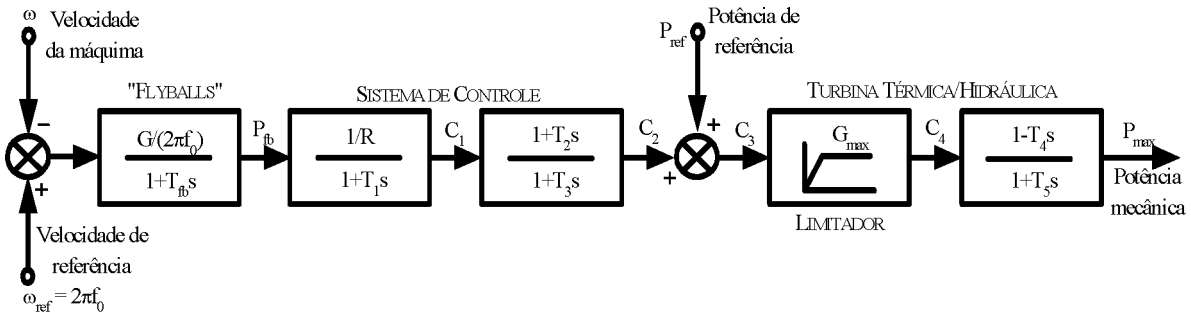


Figura 4.3 – Modelo do regulador de velocidade de turbina térmica/hidráulica

4.4 CASOS ESTUDADOS

Os estudos computacionais objetivam analisar o comportamento dinâmico de um sistema elétrico munido de um parque eólico, quando submetido a condições operativas diversas. Assim, pretende-se avaliar o desempenho dos sistemas sob condições normais de operação, bem como sob faltas consideradas do ponto de vista da estabilidade, tais como: Curtos-Circuitos, Perdas de Carga e Perdas de Geração.

A tabela 4.8 apresenta os casos simulados.

Tabela 4.8 – Casos analisados

Caso	Descrição
1	Sistema elétrico operando sob condições normais e sem a presença do parque eólico.
2	Sistema elétrico operando sob condições normais, com a presença do parque eólico, para uma condição de vento sem turbulências.
3	Sistema elétrico operando sob condições normais, com a presença do parque eólico, para uma condição de vento apresentando turbulências (rajadas).
4	Sistema elétrico submetido a um curto-circuito trifásico, na linha entre as barras 2 e 3 (linha 2), com retirada da linha faltosa após 200 ms e com a presença do parque eólico, para a mesma condição de vento do Caso 3.
5	Sistema elétrico submetido à perda de carga (carga 2) e com a presença do parque eólico, para uma condição de vento apresentando rajadas
6	Sistema elétrico submetido à perda de geração (gerador 2) e com a presença do parque eólico, para uma condição de vento apresentando turbulências (rajadas).
7	Sistema elétrico operando sob condições normais, com a presença do parque eólico, para uma condição de vento que ultrapassa a velocidade nominal (atuação do controle de potência).

- **Grandezas monitoradas**

As grandezas utilizadas para avaliar o desempenho dinâmico do complexo eólico e do sistema elétrico CA, assim como os locais onde estas variáveis são coletadas estão descritos na tabela 4.9.

Tabela 4.9 – Locais de monitoramento e grandezas monitoradas

Local	Grandezas analisadas
Turbina eólica	• Vento • Velocidade rotacional • Coeficiente de potência • Potência aerodinâmica
Terminais de um gerador elétrico de uma turbina eólica	• Tensões CA • Correntes CA
Ponto de Acoplamento Comum (PAC)	• Tensões CA • Correntes CA • Potências ativa e reativa
Terminais dos geradores	• Tensões CA • Correntes CA • Potências ativa e reativa
Barras do sistema elétrico	• Tensões • Freqüências

4.4.1 Caso 1: Sistema sob Condições Normais de Operação sem Parque Eólico

A situação denominada por Caso Base, destina-se, fundamentalmente, a apresentar o comportamento do sistema elétrico sem a presença do parque eólico. Assim, as grandezas disponibilizadas neste caso consistem nas tensões, correntes e potências ativa e reativa fornecidas pelos dois geradores elétricos.

Os resultados obtidos possibilitarão a comparação com as demais investigações subseqüentes, permitindo assim, uma compreensão das alterações ocorridas no desempenho do sistema global.

Ressalta-se que as curvas apresentadas nos estudos iniciam-se em t = 5 s, sendo que, os primeiros segundos foram omitidos, pois estes incluem as oscilações de partida dos geradores, o que foge ao escopo deste trabalho. A partir deste instante, o sistema opera em regime permanente, permitindo dessa maneira o estabelecimento dos termos almejados.

O comportamento dos valores eficazes das tensões nos terminais de saída do gerador 1 pode ser observado na figura 4.4, a qual apresenta um valor *rms* igual a 13710 V. os resultados para o gerador 2 foram omitidos devido ao desempenho idêntico ao gerador 1.

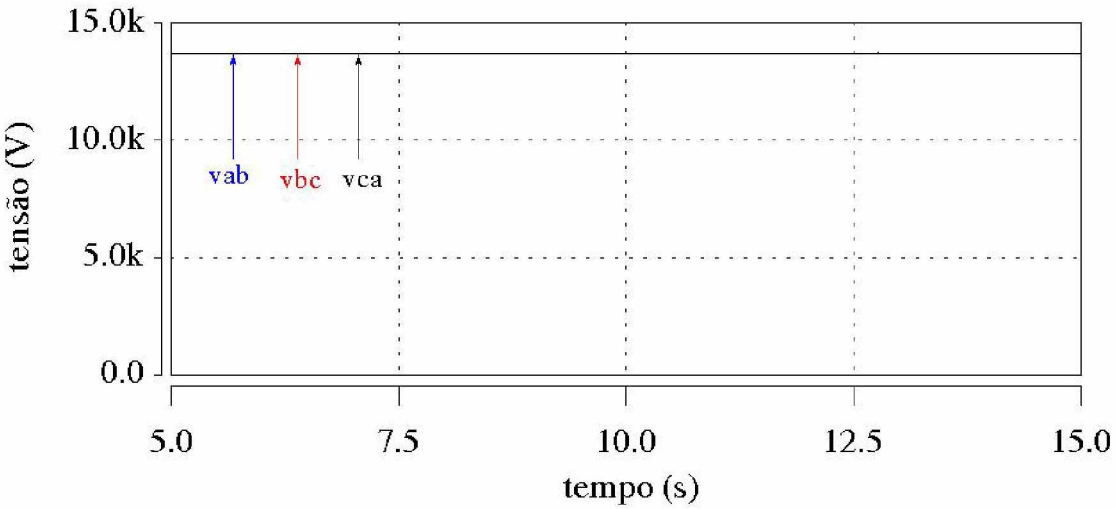


Figura 4.4 – Tensões eficazes nos terminais de saída do gerador 1 – Caso 1

Complementarmente, a figura 4.5 mostra o comportamento das tensões nos terminais de saída dos geradores 1 e 2, desta vez, com os valores em pu. Esta ilustração mostra que as tensões mantêm-se praticamente em 1 pu, o que está em consonância com a operação em regime permanente do sistema.

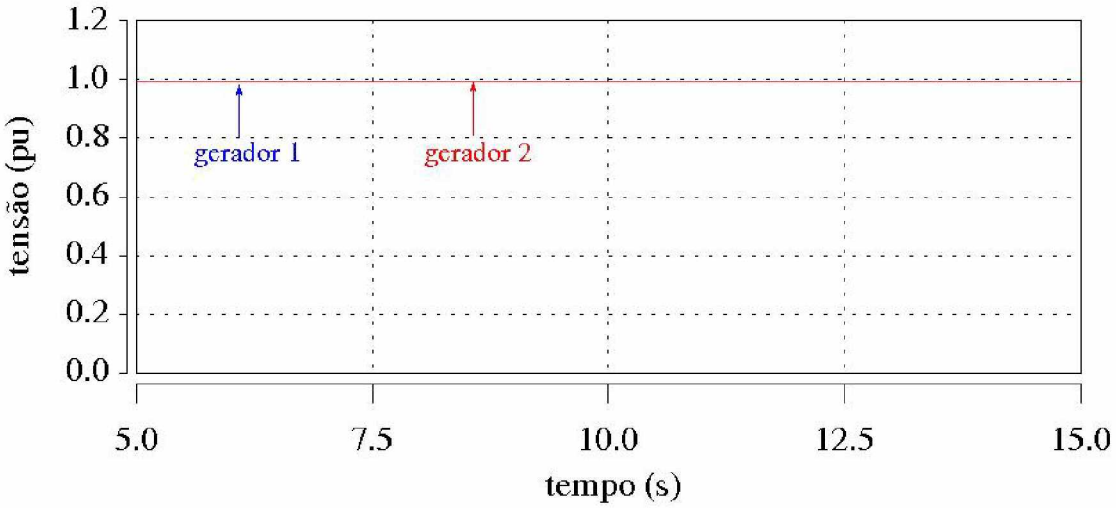


Figura 4.5 – Perfil *rms* das tensões, em pu, nas saídas dos geradores 1 e 2 – Caso 1

A figura 4.6 mostra o comportamento dos valores eficazes das correntes correspondentes às tensões mostradas nas figuras anteriores. O valor *rms* é de aproximadamente 398 A.

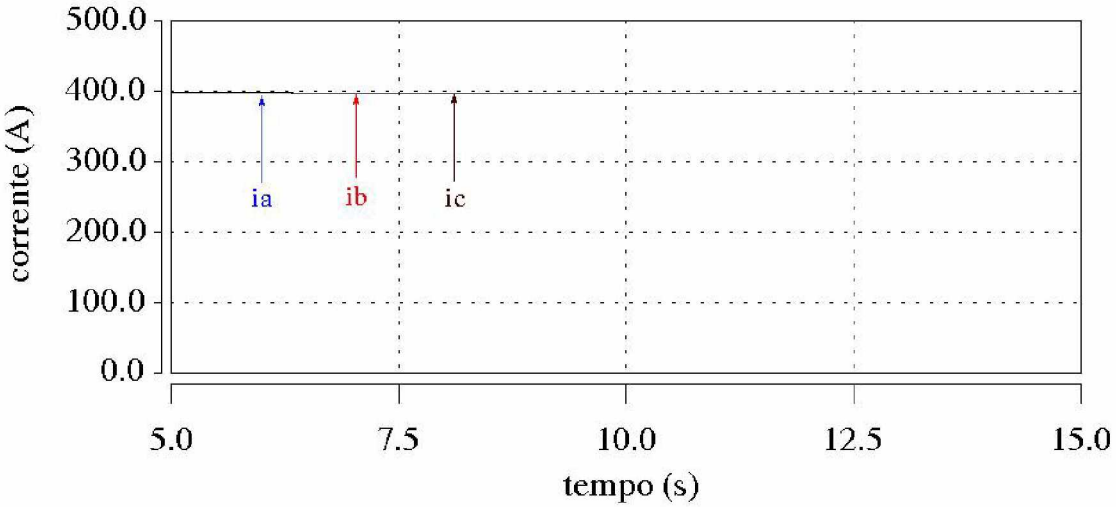


Figura 4.6 – Comportamento dos valores *rms* das correntes nos terminais de saída do gerador 1 – Caso 1

O comportamento das tensões de linha (fases a-b) nas quatro barras do sistema de potência pode ser observado na figura 4.7. Os valores *rms* encontrados, devido às quedas das tensões nas impedâncias das linhas e dos transformadores, apresentam entre 0,982 e 0,987 pu, em todas as barras.

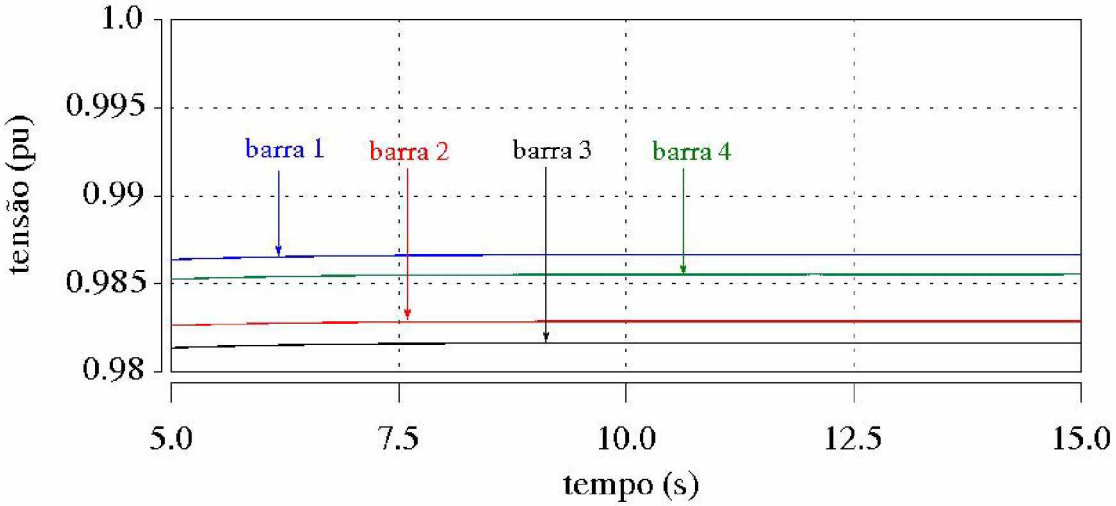


Figura 4.7 – Comportamento das tensões de linhas nas fases a-b em pu, nas quatro barras – Caso 1

As figuras 4.8 e 4.9 apresentam as potências ativa e reativa fornecidas pelos geradores 1 e 2, respectivamente. Nota-se que os geradores fornecem praticamente a mesma potência ativa, em torno de 9 MW (figura 4.8), enquanto que, a potência reativa fornecida pelo gerador 1 é 3,5 Mvar e pelo gerador 2 é 4 Mvar.

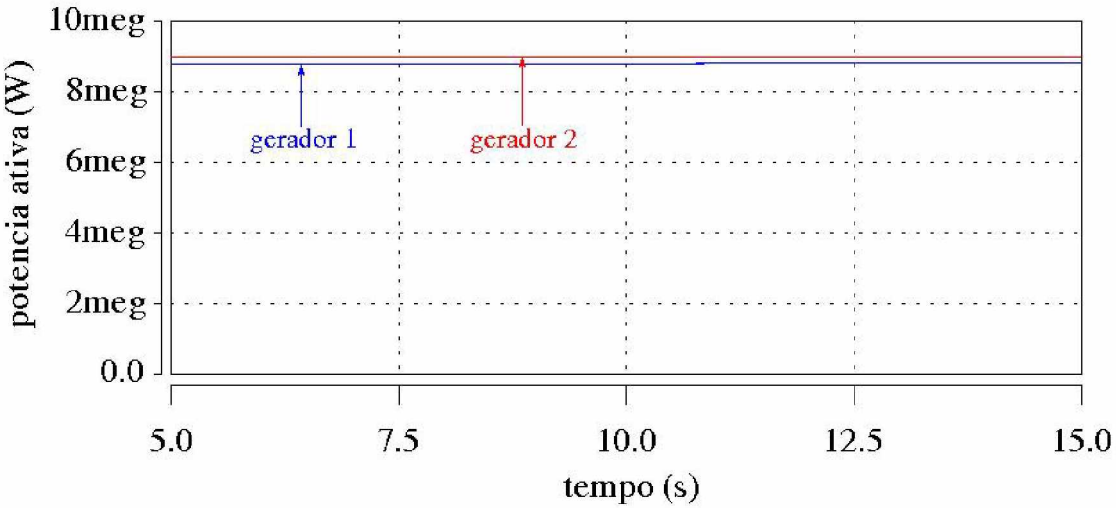


Figura 4.8 – Potência ativa fornecida pelos geradores 1 e 2 – Caso 1

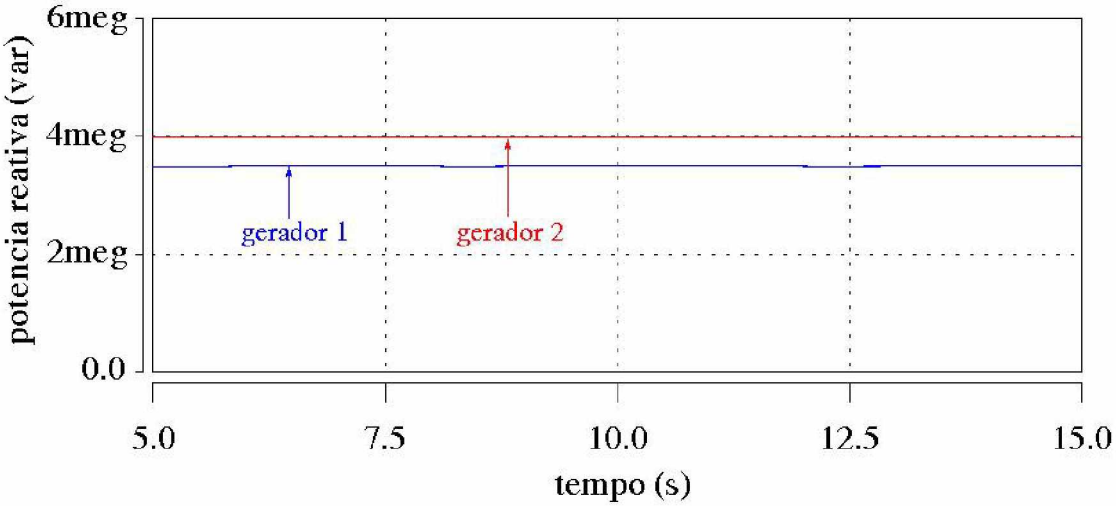


Figura 4.9 – Potência reativa fornecida pelos geradores 1 e 2 – Caso 1

A figura 4.10 mostra o comportamento das freqüências nas quatro barras do sistema elétrico. Pode-se observar que, a freqüência permanece no valor nominal constante em todas as barras, isto é, 60 Hz.

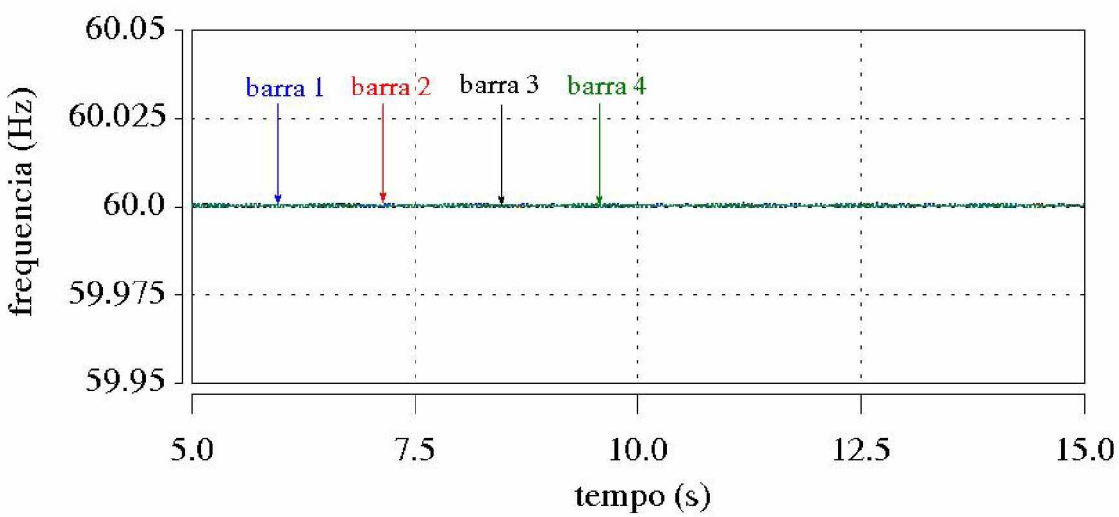


Figura 4.10 – Comportamento das freqüências nas quatro barras – Caso 1

4.4.2 CASO 2: SISTEMA SOB CONDIÇÕES NORMAIS, COM A PRESENÇA DO PARQUE EÓLICO E VENTO SEM TURBULÊNCIAS

Os estudos para o presente caso objetivam avaliar os resultados da simulação do sistema elétrico operando sob condições normais, com a presença do parque eólico, para uma condição de vento sem turbulências, porém com ruído. O tempo de simulação é o mesmo do caso anterior, e também será repetido nos próximos casos analisados.

A figura 4.11 mostra o sinal da velocidade do vento utilizado. Nota-se que o vento apresenta uma componente base igual a 8 m/s, além da componente ruído, a qual é responsável pela introdução das características aleatórias dos ventos reais.

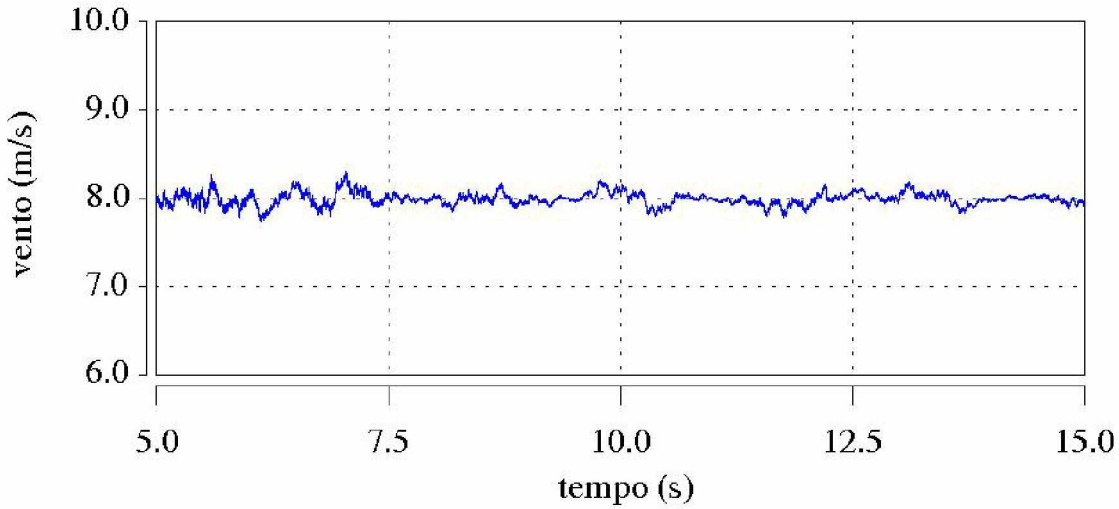


Figura 4.11 – Velocidade do vento incidente nas pás das turbinas – Caso 2

A figura 4.12 ilustra a velocidade mecânica do eixo de um rotor eólico ou de um gerador elétrico de uma turbina, pois estes se encontram acoplados diretamente. Pode-se constatar que a velocidade do rotor mantém-se praticamente constante em torno de 3,5 rad/s, acompanhando o comportamento da fonte primária de energia.

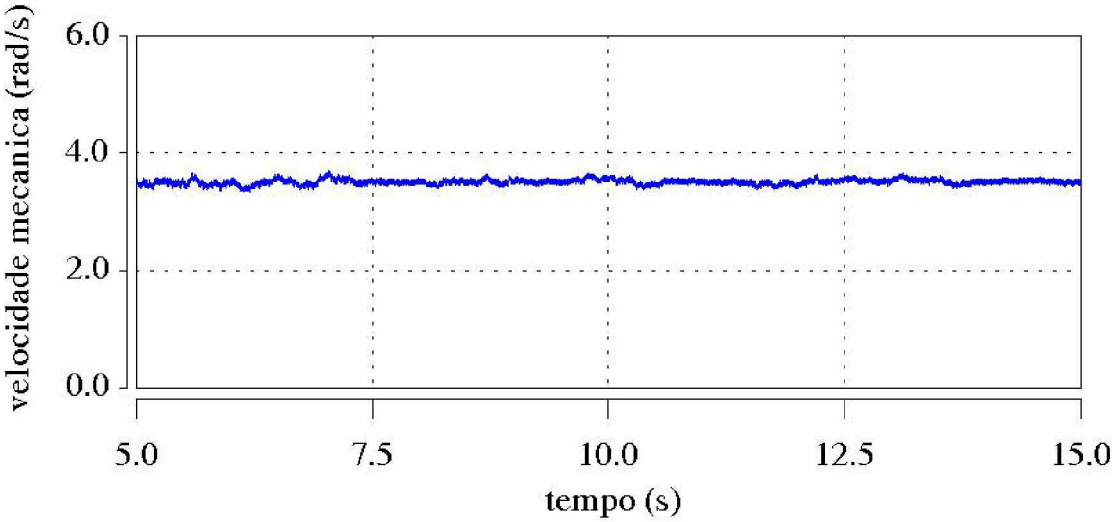


Figura 4.12 – Velocidade mecânica do eixo do rotor – Caso 2

O coeficiente de potência ou eficiência de uma turbina C_p é apresentado na figura 4.13. Observa-se que esta grandeza permanece num valor médio de 0,38, o que está condizente com a realidade prática, pois, em situações reais, a mesma encontra-se em torno de 0,4, ou seja, a eficiência de uma turbina eólica é aproximadamente 40%.

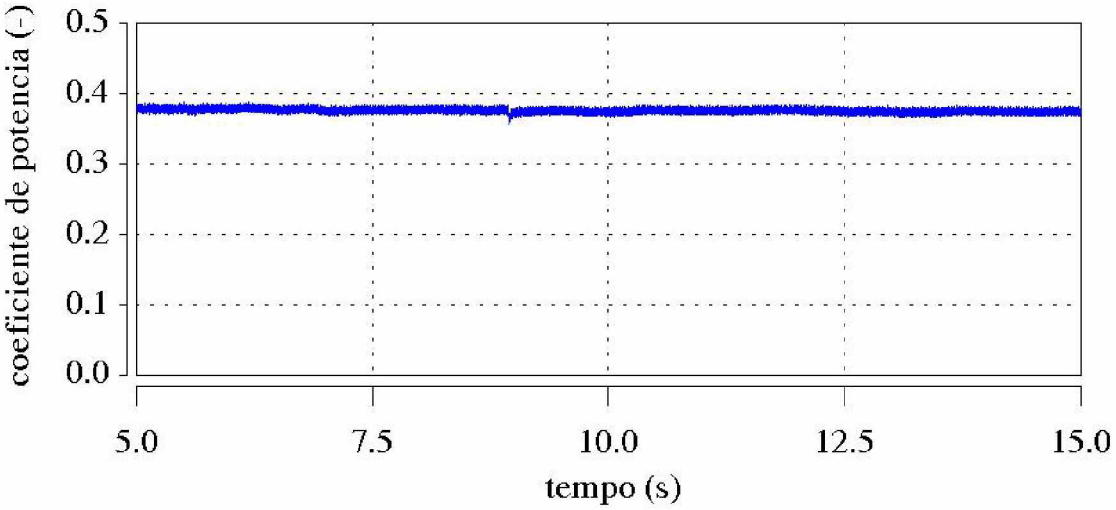


Figura 4.13 – Coeficiente de potência – Caso 2

A figura 4.14 ilustra a potência aerodinâmica extraída do vento que é aplicada ao eixo do rotor de um gerador elétrico. O seu valor médio é 160 kW. No entanto, deve-se salientar que esta figura apresenta a potência de uma única turbina. A potência mecânica total é de aproximadamente 40 vezes o valor indicado visto que a central eólica utilizada nos estudos possui 40 turbinas idênticas.

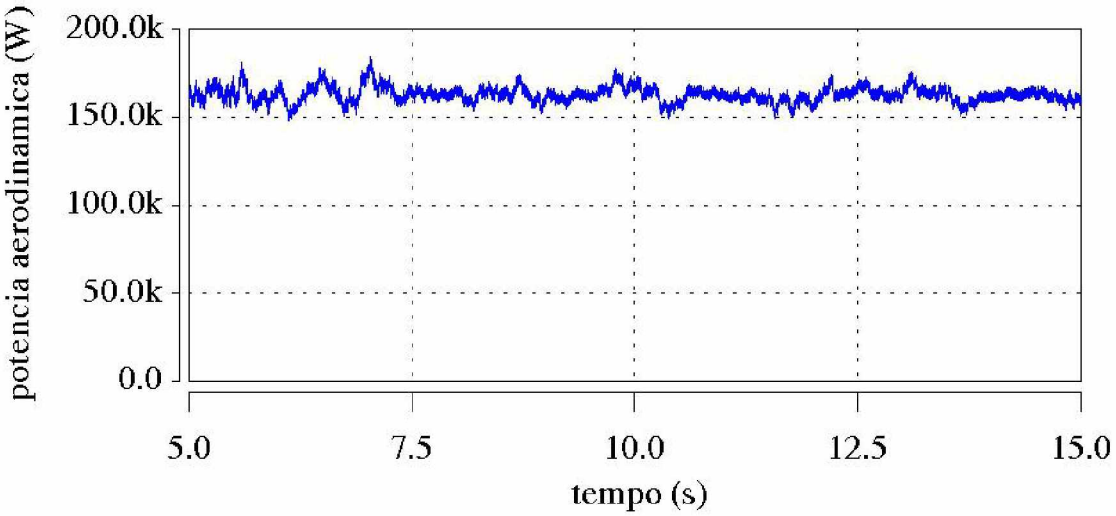


Figura 4.14 – Comportamento da potência aerodinâmica para uma das 40 turbinas – Caso 2

Na seqüência são apresentadas as grandezas elétricas. Iniciando, a figura 4.15 apresenta o comportamento das tensões eficazes nos terminais de um gerador elétrico, conectado a uma turbina eólica. Este oscilograma é o mesmo para todos os aerogeradores, pois estes são conectados paralelamente entre si. O valor *rms* das tensões é aproximadamente 455 V. Esta figura evidencia que as tensões apresentam pequenas oscilações, as quais estão atreladas à aleatoriedade do vento [61].

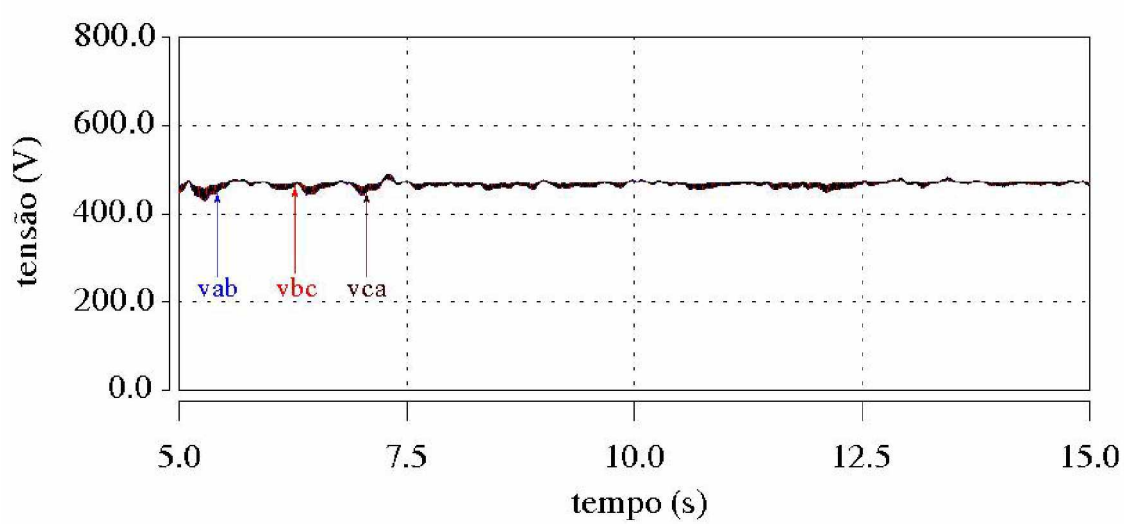


Figura 4.15 – Comportamento dos valores *rms* das tensões nos terminas de saída do gerador elétrico – Caso 2

A figura 4.16 mostra as correntes eficazes na saída de um único gerador elétrico, visto que os aerogeradores, como citado, são conectados em paralelo. O valor eficaz dessas grandezas é de aproximadamente 203 A em regime permanente, dado que não há perturbações consideráveis no acionamento primário e nem contingência no sistema elétrico.

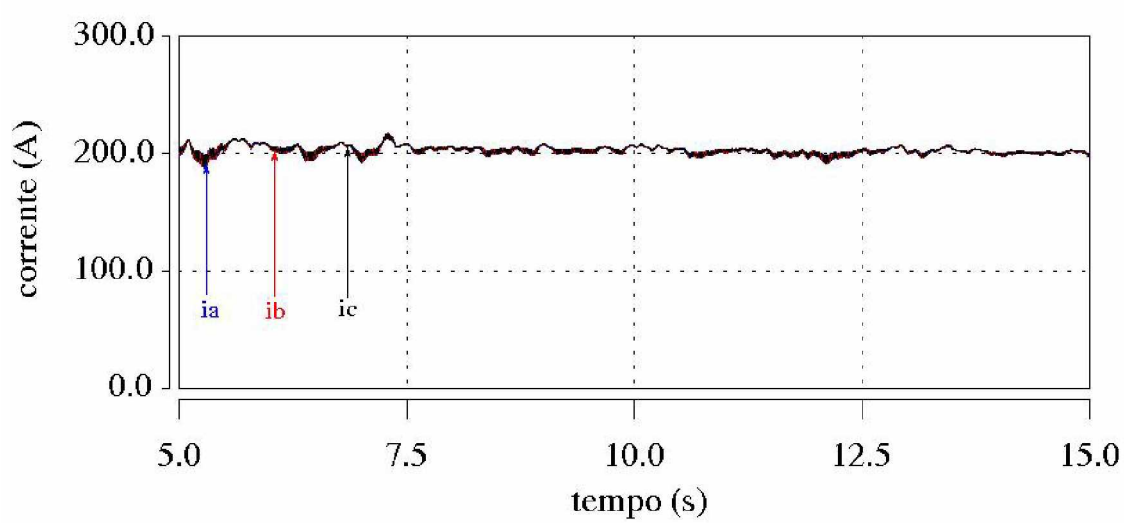


Figura 4.16 – Valores eficazes das correntes de linha nos terminais de saída de um único gerador elétrico do parque eólico – Caso 2

A figura 4.17 ilustra o comportamento das tensões *rms* na saída do inversor de uma única turbina eólica, antes do transformador elevador. Nota-se que as oscilações apresentadas nas formas de onda das tensões de entrada do conversor de freqüência deixam de existir. Isto

ocorre devido ao filtro LC do elo CC e ao sistema de controle. Assim, as tensões de linha permanecem num valor eficaz constante de aproximadamente 396 V.

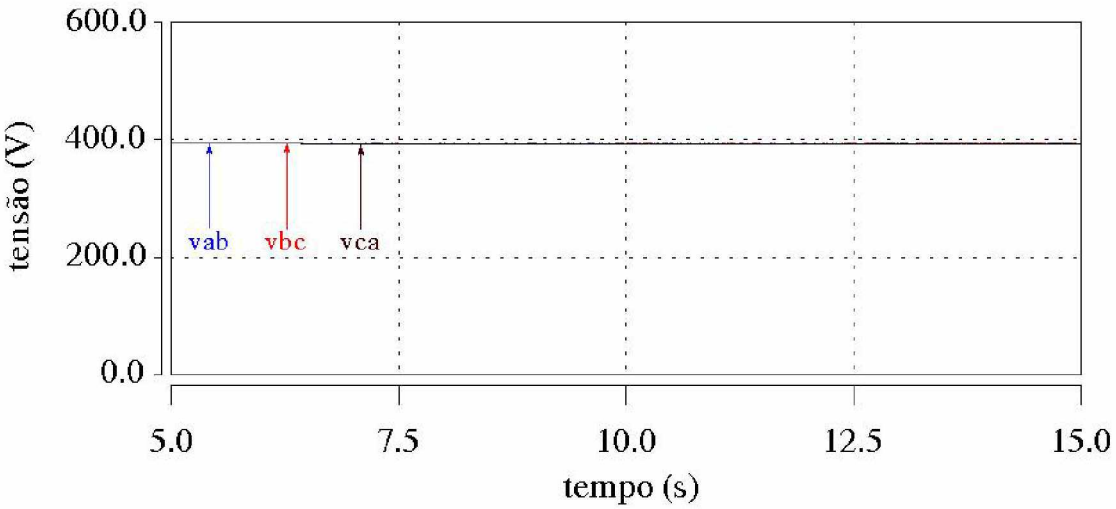


Figura 4.17 – Tensões *rms* nos terminais de saída do inversor de uma turbina eólica – Caso 2

O perfil das corrente eficazes, correspondentes às tensões na saída do inversor, está mostrado na figura 4.18. Notam-se pequenas oscilações nas correntes devido às variações impostas pela fonte primária. O valor *rms* dessas correntes é aproximadamente 144 A.

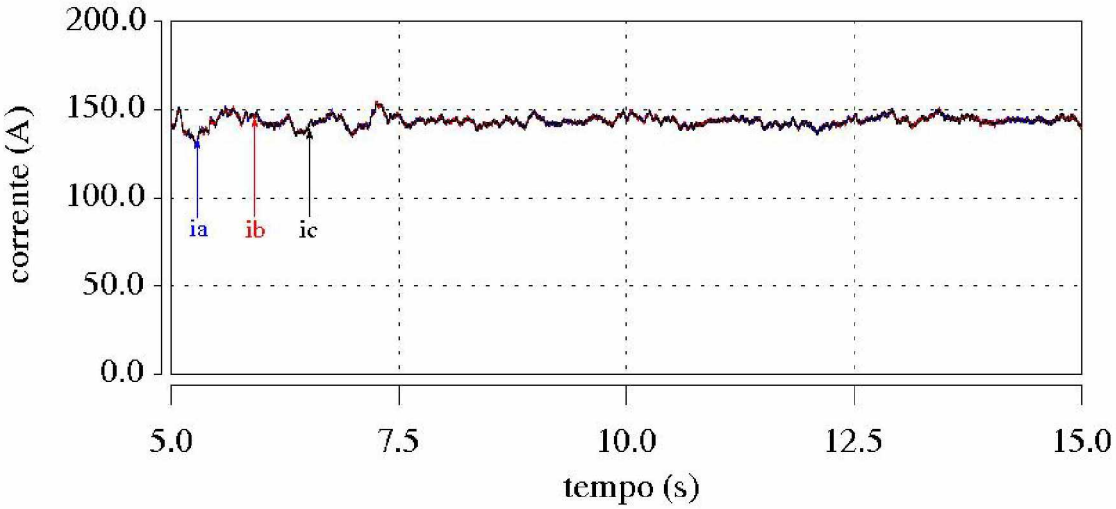


Figura 4.18 – Correntes eficazes nos terminais de saída do inversor de um único aerogerador – Caso 2

O comportamento das tensões *rms* no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), ou seja, depois do transformador elevador, está ilustrado na figura 4.19. Valem aqui os mesmos

comentários efetuados para as tensões antes do transformador, a única diferença reside no valor da tensão, que neste caso encontra-se em torno de 13630 V.

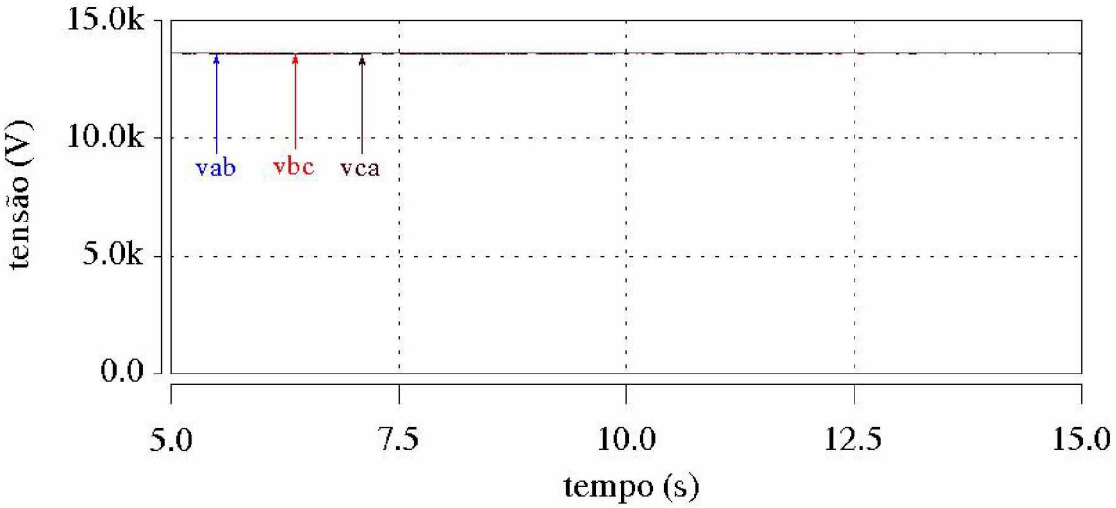


Figura 4.19 – Comportamento das tensões *rms* no PAC – Caso 2

As correntes *rms* produzidas pelo parque eólico junto ao PAC estão indicadas na figura 4.20. Nota-se que o comportamento das correntes é o mesmo observado antes do transformador, uma vez que o vento incidente é o mesmo para todas as turbinas eólicas, obviamente, mudando apenas o valor *rms* que neste ponto é de 169 A.

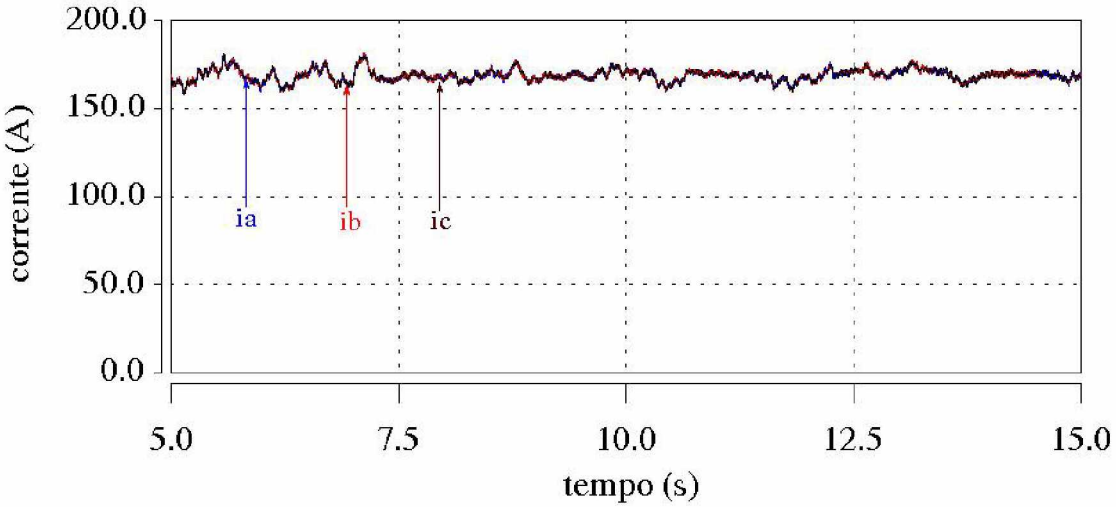


Figura 4.20 – Correntes *rms* da fazenda eólica no PAC – Caso 2

Objetivando complementar as informações sobre as grandezas associadas com o parque eólico, na seqüência, são apresentadas as potências ativa e reativa intercambiadas entre a geração eólica e o sistema elétrico de potência.

Observa-se na figura 4.21 que o WECS está fornecendo uma potência ativa de valor médio de aproximadamente 3,6 MW. Também se podem notar pequenas oscilações características inerentes deste tipo de aproveitamento energético. Ainda, na mesma figura encontra-se a curva representativa da potência reativa fornecida pela central eólica ao sistema elétrico, conforme a convenção utilizada neste trabalho. Este fornecimento de reativos deve-se ao fato que a tensão do PAC encontra-se abaixo do valor nominal (1 pu). De acordo com a filosofia empregada na malha de controle do conversor de freqüência, a fazenda eólica injeta potência reativa no PAC objetivando contribuir para o suporte de tensão. A potência reativa fornecida é aproximadamente 1,2 Mvar.

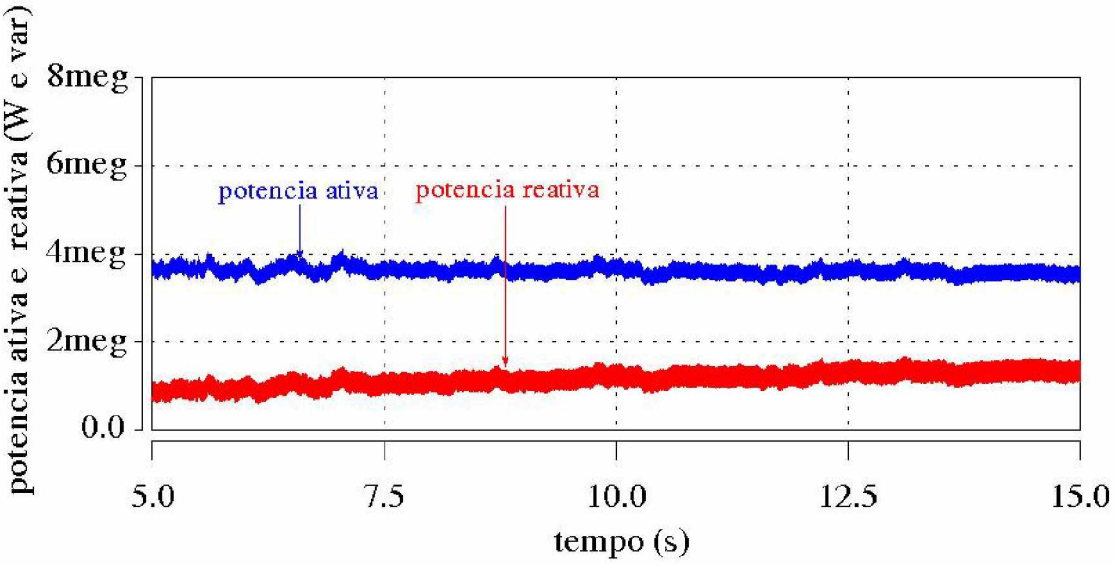


Figura 4.21 – Comportamento das potências ativa e reativa do parque eólico – Caso 2

Considerando agora a operação do sistema no que tange ao gerador 2, a figura 4.22 ilustra o perfil das tensões *rms* nos terminais do mesmo. Nota-se que não ocorrem alterações perceptíveis dessas tensões, visto que não houve nenhuma perturbação, apenas a operação em regime permanente do parque eólico com o vento sem turbulências bruscas. O valor eficaz dessas grandezas permanece constante em torno de 13730 V.

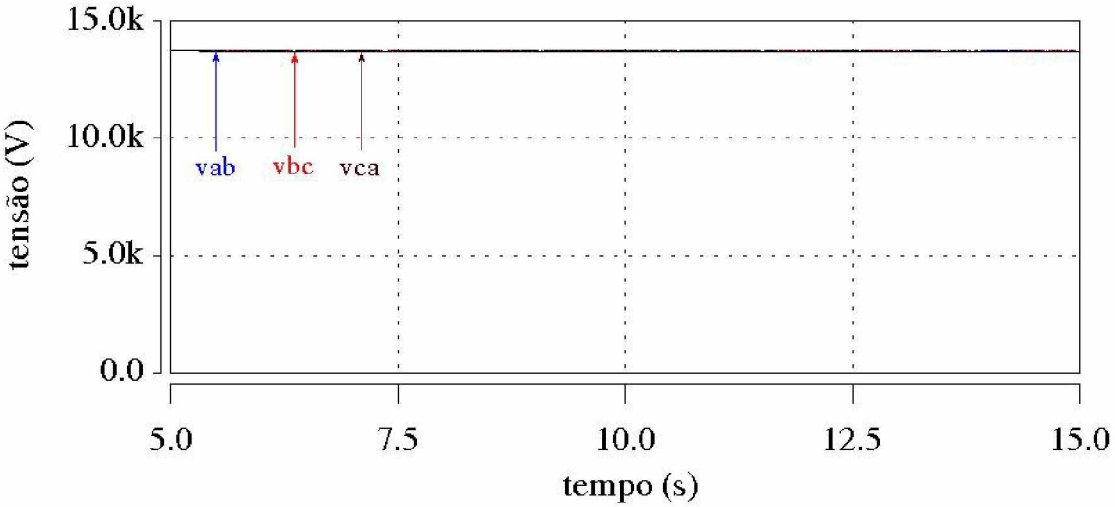


Figura 4.22 – Tensões *rms* nos terminais de saída do gerador 2 – Caso 2

A figura 4.23 complementa os resultados, apresentando as tensões nas saídas dos dois geradores, em pu. É possível observar que as tensões permanecem ao longo do tempo bastante próximo a 1 pu.

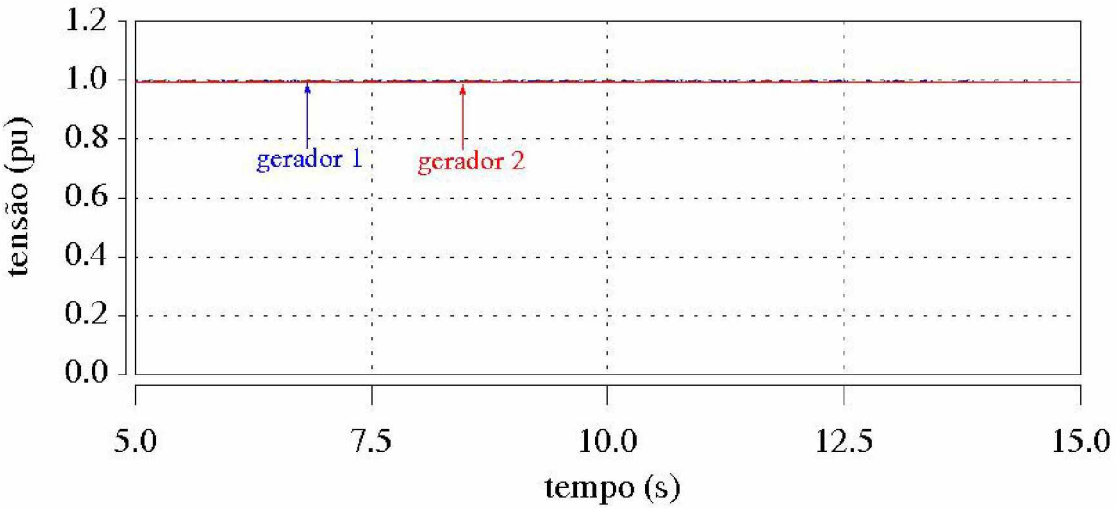


Figura 4.23 – Perfil das tensões, em pu, nas saídas dos geradores 1 e 2 – Caso 2

Os valores *rms* das correntes correspondentes nos terminais de saída do gerador 2 são fornecidos na figura 4.24. O valor eficaz é aproximadamente 336 A. Neste ponto, vale reforçar mais uma vez que, devido ao comportamento idêntico tanto das tensões quando das correntes dos dois geradores, apenas as curvas referentes ao gerador 2 são apresentadas.

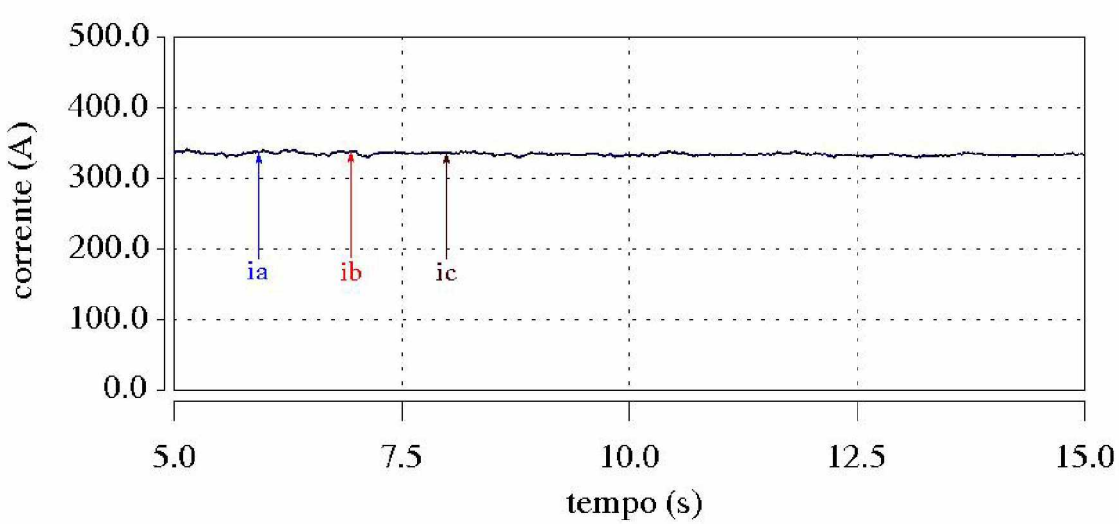


Figura 4.24 – Perfil *rms* das correntes nos terminais de saída do gerador 2 – Caso 2

Uma análise do balanço das potências ativa e reativa é efetuada através das figuras subseqüentes. Primeiramente, analisando a potência ativa mostrada na figura 4.25, observa-se que, com a operação do parque eólico, houve uma diminuição das potências ativa fornecidas pelos geradores 1 e 2. Esta constatação pode ser comprovada comparando-se as figuras 4.25 com a figura 4.8 do Caso 1, onde não havia a presença da fazenda eólica. A potência ativa fornecida pelos geradores passa de aproximadamente 9 MW (Caso 1) para 7,1 MW (caso atual), sendo a diferença suprida pela fazenda eólica. Fazendo uma análise do comportamento da potência reativa, através da figura 4.26 fica evidente também o decréscimo de reativos fornecidos pelos geradores elétricos, comparativamente ao Caso 1. O gerador 1 que fornecia 3,5 Mvar passou a fornecer aproximadamente 2,6 Mvar, enquanto que, o gerador 2 que contribuía com 4,0 Mvar, passa a entregar um valor em torno de 3,4 Mvar. Esta diminuição tanto da potência ativa quando da potência reativa provocada pela geração eólica localizada próxima às cargas propicia o alívio das linhas de transmissão, assim como, a diminuição das perdas, principalmente, pela redução no transporte de reativos.

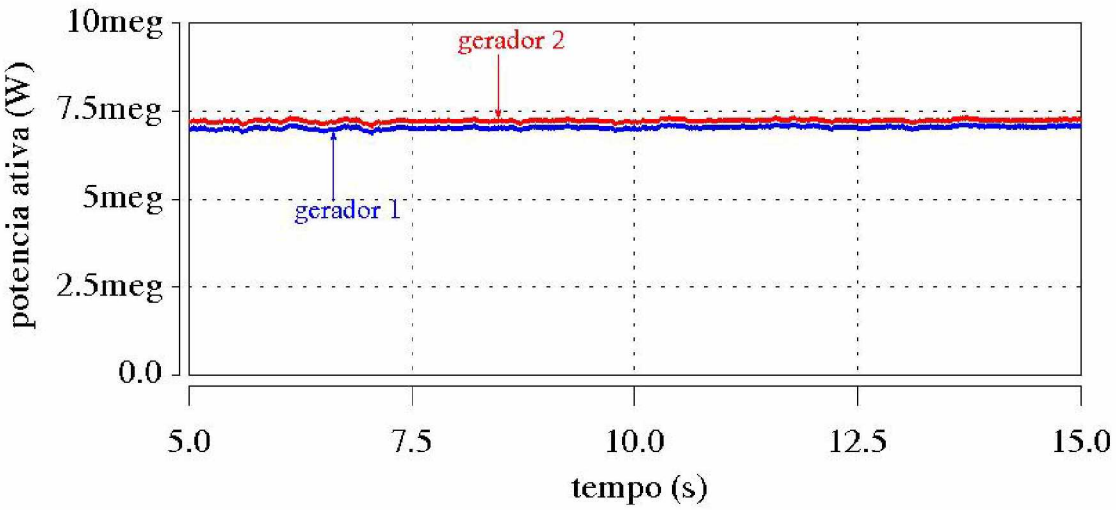


Figura 4.25 – Potência ativa fornecida pelos geradores 1 e 2 – Caso 2

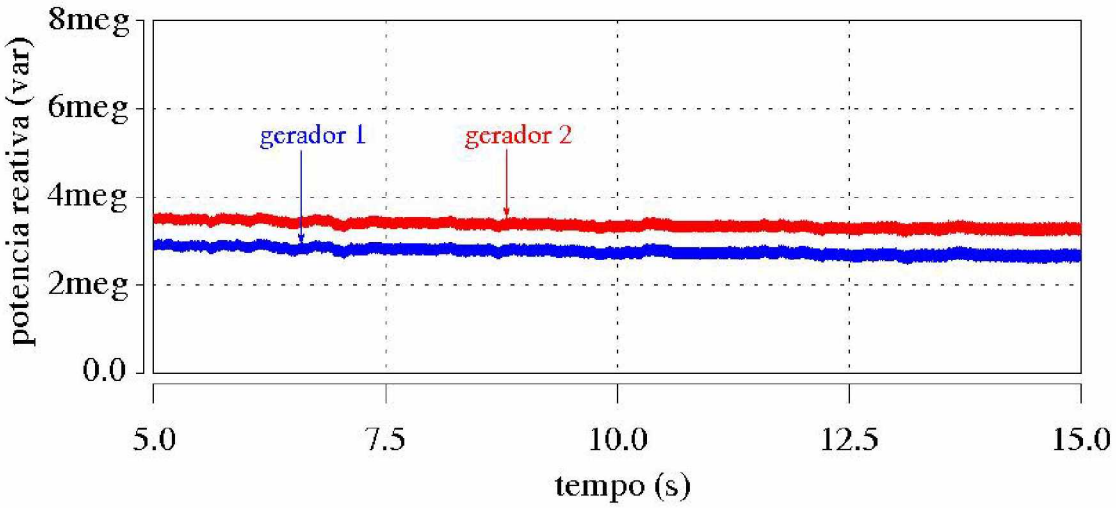


Figura 4.26 – Potências reativa fornecidas pelos geradores síncronos 1 e 2 – Caso 2

Uma conseqüência direta do fornecimento de reativos pelo parque eólico e também da diminuição da potência ativa transmitida pelas linhas, além da diminuição das perdas, está também na melhoria no perfil de tensão para todas as barras do sistema, como mostra a figura 4.27, as quais situam agora entre 0,985 e 0,99 pu.

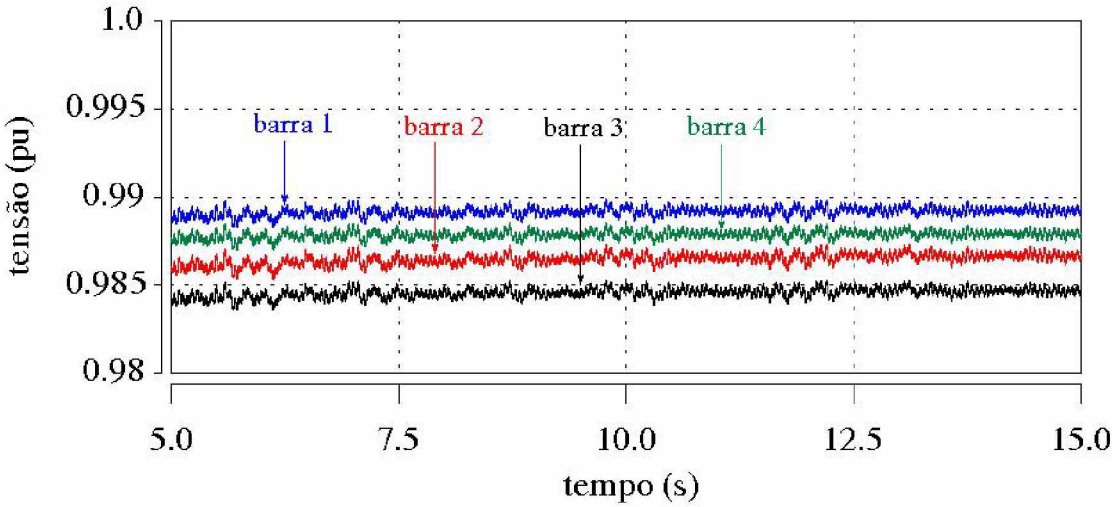


Figura 4.27 – Comportamento das tensões nas quatro barras, em pu – Caso 2

As oscilações na potência ativa fornecida pela central eólica é uma característica inerente desse aproveitamento energético, devido à aleatoriedade da fonte primária, gerando assim, variações da freqüência, como pode ser observado na figura 4.28. Esta figura ilustra o comportamento das freqüências nas quatro barras do sistema, e mostra a existência de pequenas oscilações, porém permanecendo dentro de limites aceitáveis pelos órgãos competentes do setor de energia elétrica do país. A figura 4.29 apresenta detalhes da figura 4.28, visando realçar os valores alcançados pelas variações das freqüências.

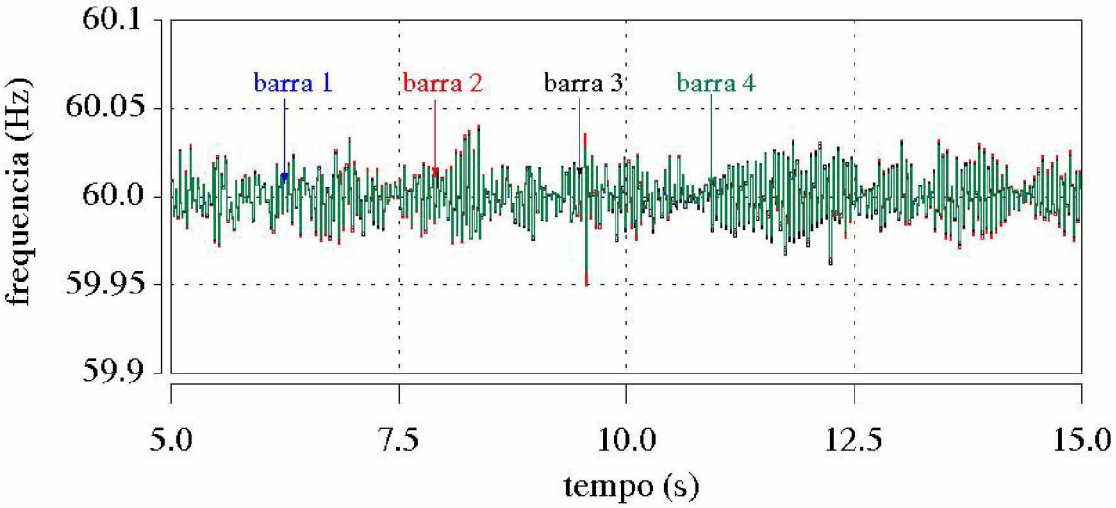


Figura 4.28 – Freqüências nas quatro barras – Caso 2

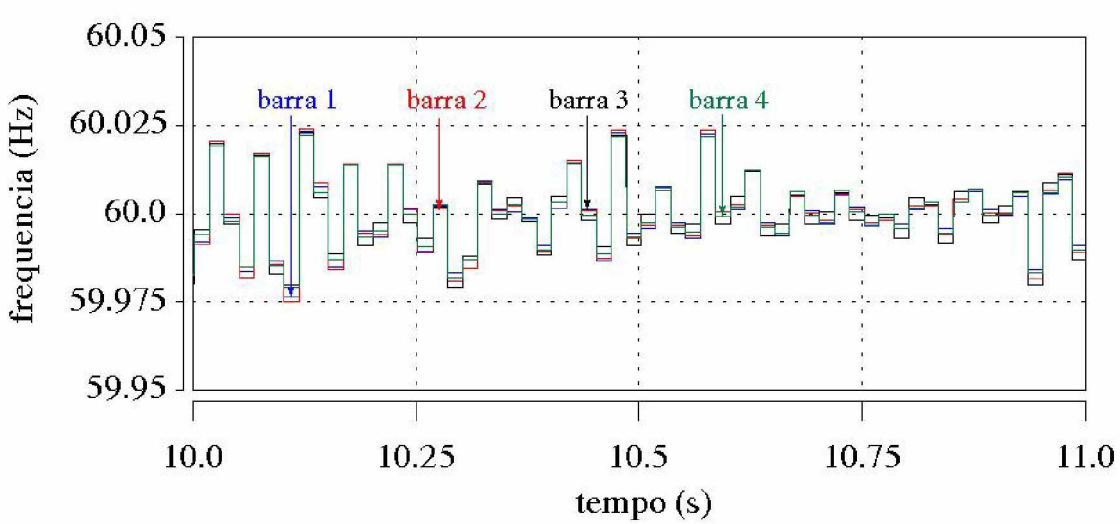


Figura 4.29 – Detalhes das freqüências nas quatro barras – Caso 2

4.4.3 Caso 3: Sistema sob Condições Normais, com a Presença do Parque Eólico e Vento com Turbulências

O caso em questão objetiva avaliar o comportamento da interação do sistema eólico, para uma condição de vento apresentando turbulências do tipo rajada, com o sistema de potência. Pretende-se com esta condição analisar o desempenho dinâmico dos diversos componentes que compõem o WECS, notadamente os controles das potências aerodinâmica e elétrica e das tensões e correntes, perante esta nova situação para a energia primária.

A figura 4.30 mostra a velocidade do vento incidente nas pás do rotor eólico utilizado nos estudos. O vento apresenta, além da componente base igual a 8 m/s e a componente denominada de ruído, a qual está sempre presente, duas rajadas de vento, ambas com duração de 3 segundos e com valor máximo de 2 m/s.

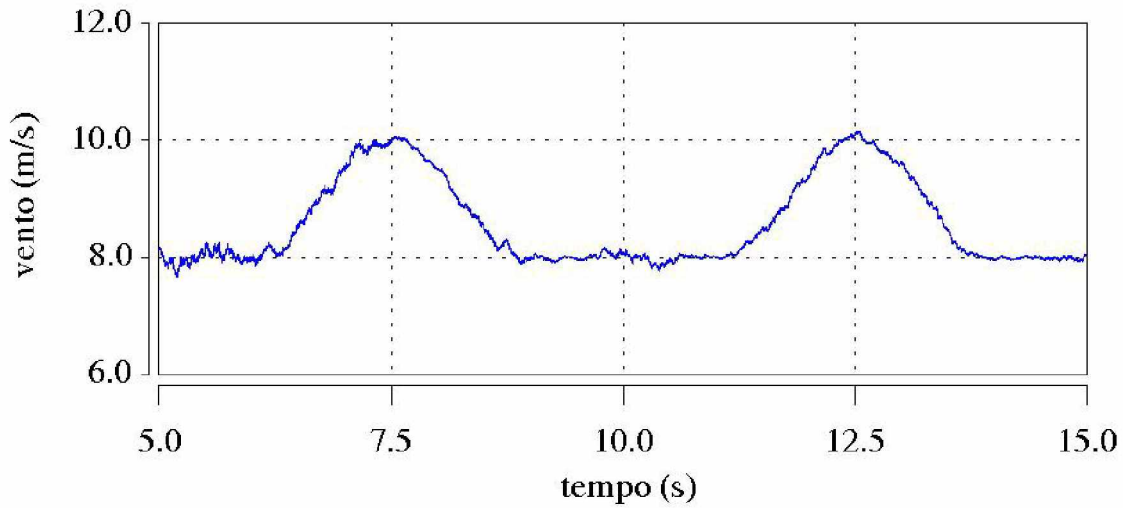


Figura 4.30 – Velocidade do vento incidente nas pás das turbinas eólicas – Caso 3

A velocidade do eixo do rotor eólico e do gerador elétrico está mostrada na figura 4.31. A figura evidencia, como já mostrado anteriormente, a sensibilidade da velocidade do rotor a mudanças da velocidade do vento. Para esta situação, pode-se constatar que, semelhantemente ao vento utilizado, a velocidade mecânica também apresenta duas variações significativas, atingindo valores máximos nos instantes t = 7,5 s e t = 12,5 s, instantes estes de maior velocidade do vento. A velocidade rotacional do eixo sai do valor de regime em torno de 3,5 rad/s para um valor de pico aproximadamente de 4,8 rad/s. Ao término de cada fenômeno, a velocidade do eixo tende para o seu valor de regime permanente pré-evento.

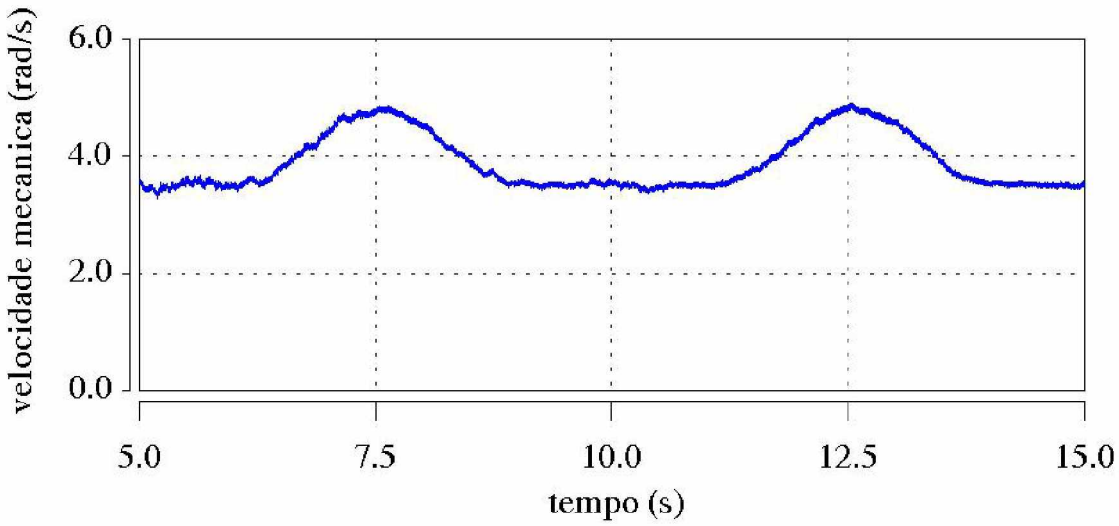


Figura 4.31 – Velocidade mecânica do eixo – Caso 3

O comportamento do coeficiente de potência ou eficiência de uma única turbina está mostrado na figura 4.32. Vale ressaltar que, como todas as turbinas sofrem a atuação do

mesmo sinal de vento e como possuem as mesmas características, todas apresentam desempenho semelhante. O valor do coeficiente de potência sofre variações transitórias durante o tempo em que as rajadas estão presentes, visto que, esta variável é dependente da velocidade do eixo, que por sua vez depende da velocidade do vento. O valor deste coeficiente em regime é 0,38 e durante as rajadas cai para 0,32. Com o aumento da velocidade do eixo, a razão da velocidade na pá (λ) aumenta, de acordo a descrição teórica apresentada na seção 3.2.2, onde está apresentado a característica $C_p \times \lambda$.

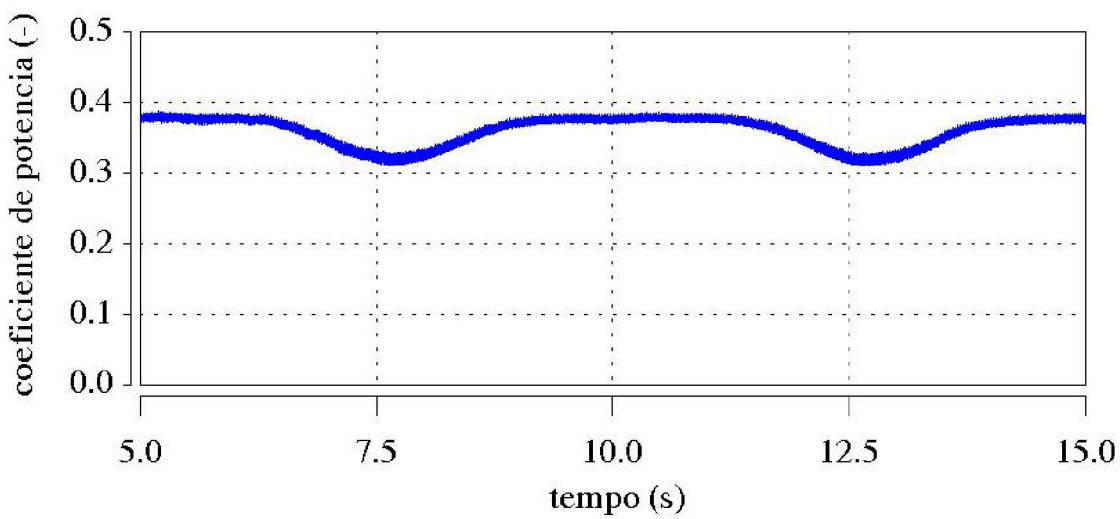


Figura 4.32 – Coeficiente de potência das turbinas eólicas – Caso 3

A figura 4.33 ilustra o comportamento da potência aerodinâmica extraída do vento para uma turbina. Esta potência, antes da imposição das rajadas, tem um valor médio aproximado de 163 kW, enquanto que no pico das turbulências atinge um valor máximo em torno de 283 kW. Salienta-se que, o forte incremento desta potência deve-se ao fato da mesma ser proporcional ao cubo da velocidade do vento, como já detalhado na parte teórica deste trabalho.

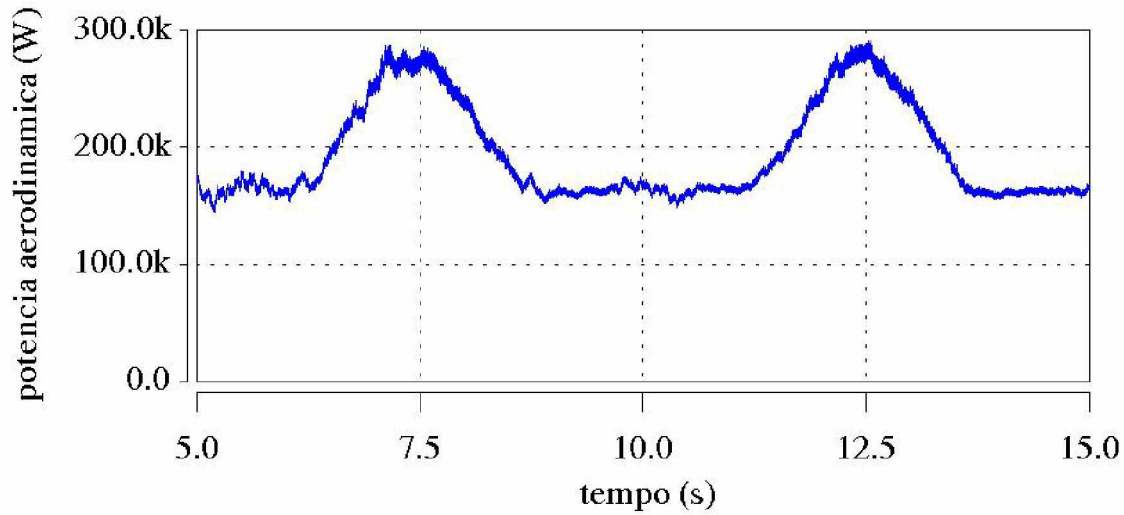


Figura 4.33 – Comportamento da potência aerodinâmica de uma única turbina – Caso 3

Prosseguindo com as análises, a partir deste ponto, serão avaliadas as grandezas elétricas tais como tensões, correntes, potências e freqüências.

A figura 4.34 mostra o perfil *rms* das tensões trifásicas nos terminais de saída do gerador síncrono de uma turbina eólica. Observa-se na figura que estas grandezas experimentam, embora de forma suave, as variações que se processam no vento. Ressalta-se que, o sistema focado neste trabalho é do tipo velocidade variável, dessa maneira, a velocidade do rotor, como já apresentada, e consequentemente a freqüência dos sinais gerados também são alterados quando ocorrem variações na velocidade do vento, principalmente quando acontecem turbulências mais acentuadas. A tensão eficaz em regime é de aproximadamente 450 V e no pico das rajadas atinge 560 V.

Vale observar que durante as rajadas os valores *rms* mostrados na figura 4.34 apresentam-se oscilatórios em torno do valor médio. Estas variações, no entanto, devem-se ao processo de cálculo utilizado para determinar o valor *rms*, o qual é dependente da freqüência da grandeza em foco. Como nos intervalos de tempo das rajadas ocorrem acréscimos da freqüência dos sinais gerados em função da aceleração da máquina síncrona, isto causa "desvios" no perfil do valor eficaz, sendo esta a justificativa para tal comportamento. Este comentário aplica-se a todas as situações semelhantes que doravante venham a ser apresentadas.

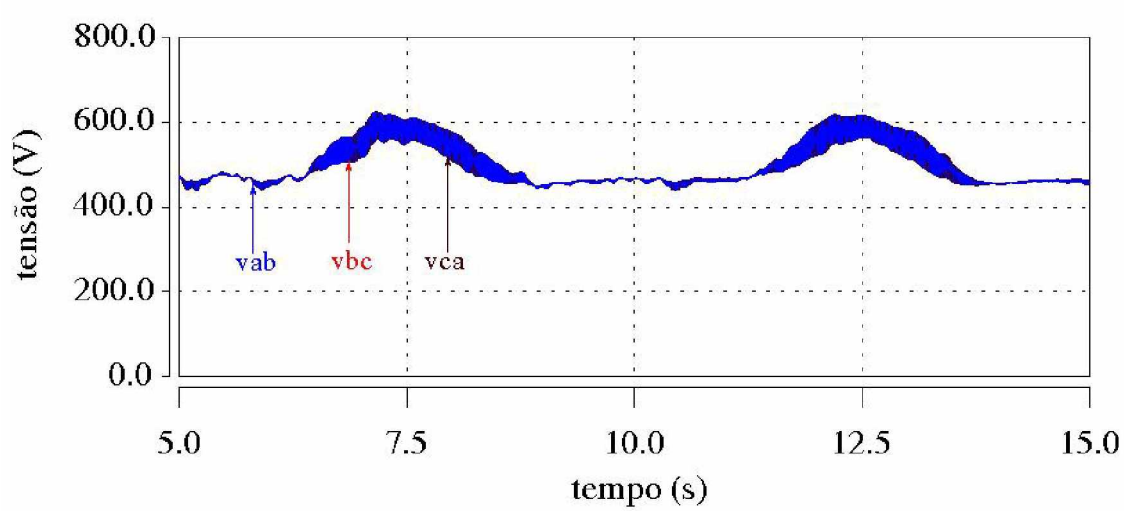


Figura 4.34 – Tensões *rms* nos terminais de saída do gerador elétrico de uma turbina eólica – Caso 3

A figura 4.35 apresenta o comportamento das correntes *rms* nos terminais do gerador elétrico de uma turbina eólica pertence ao parque em foco, para a situação sob análise. Em decorrência das duas rajadas de vento impostas, a corrente também passa por dois transitórios, coincidentes no tempo com os verificados no vento. Vale ressaltar que, aqueles comentários feitos anteriormente para a freqüência das tensões geradas aplicam-se também para as correntes, obviamente. Outro fator merecedor de destaque é a maior disponibilidade de potência que, devido às turbulências, resulta em maior potência extraída do vento e, portanto, em maior corrente elétrica, como se pode observar na figura em questão. O valor eficaz de tal grandeza sem a turbulência é 203 A, atingindo um valor eficaz máximo aproximado de 274 A, no pico das rajadas. Ressalta-se mais uma vez, que o efeito oscilatório das correntes *rms* durante as rajadas deve-se ao procedimento de cálculo já comentado anteriormente.

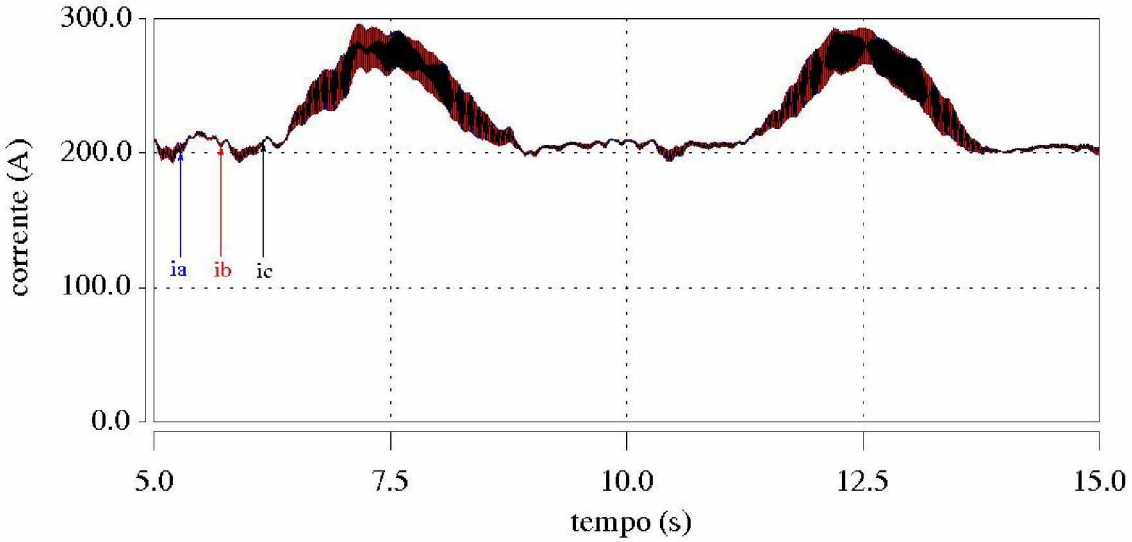


Figura 4.35 – Perfil *rms* das correntes nos terminais de saída de um gerador síncrono de uma turbina eólica – Caso 3

A figura 4.36 mostra o perfil *rms* das tensões trifásicas nos terminais de saída de um inversor. Pode-se observar que, apesar das turbulências na fonte primária de energia, esta grandeza permanece constante ao longo do tempo, devido à atuação do controle adotado no processo de inversão. O valor eficaz dessas tensões é aproximadamente 397 V.

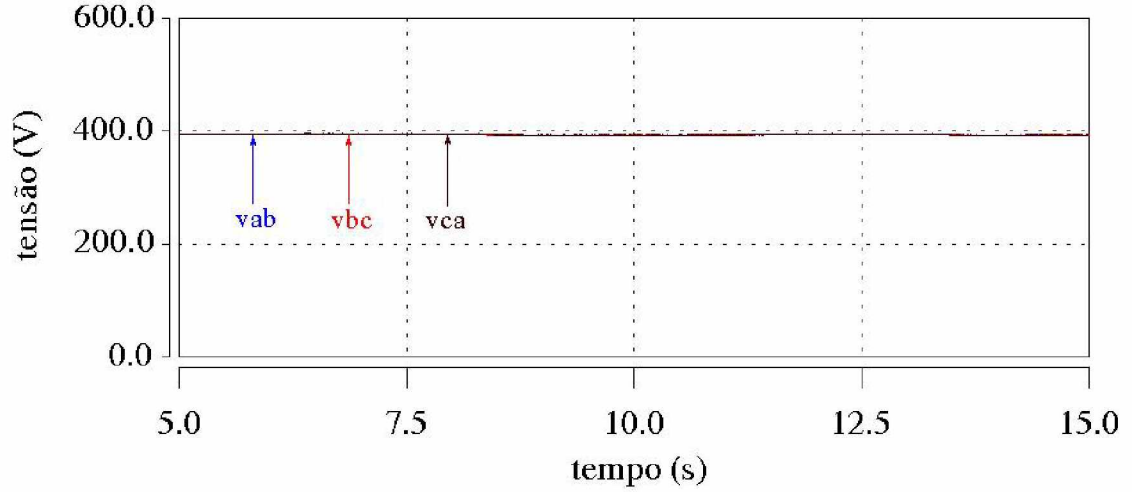


Figura 4.36 – Comportamento dos valores eficazes das tensões trifásicas nos terminais de saída de um inversor de uma turbina eólica – Caso 3

A figura 4.37 apresenta o comportamento do perfil *rms* das correntes trifásicas correspondentes às tensões nos terminais de saída do inversor de um único aerogerador. Observa-se que, ao contrário das tensões, as correntes acompanham as variações da velocidade do vento. Nesta situação, como a freqüência é fixa, não ocorre aquele desvio

(oscilação) no valor *rms*, provocado pela rotina de cálculo, apesar do acréscimo na magnitude da corrente. O valor eficaz das correntes situado em torno de 145 A, em regime permanente e de, aproximadamente, 205 A, no máximo das rajadas.

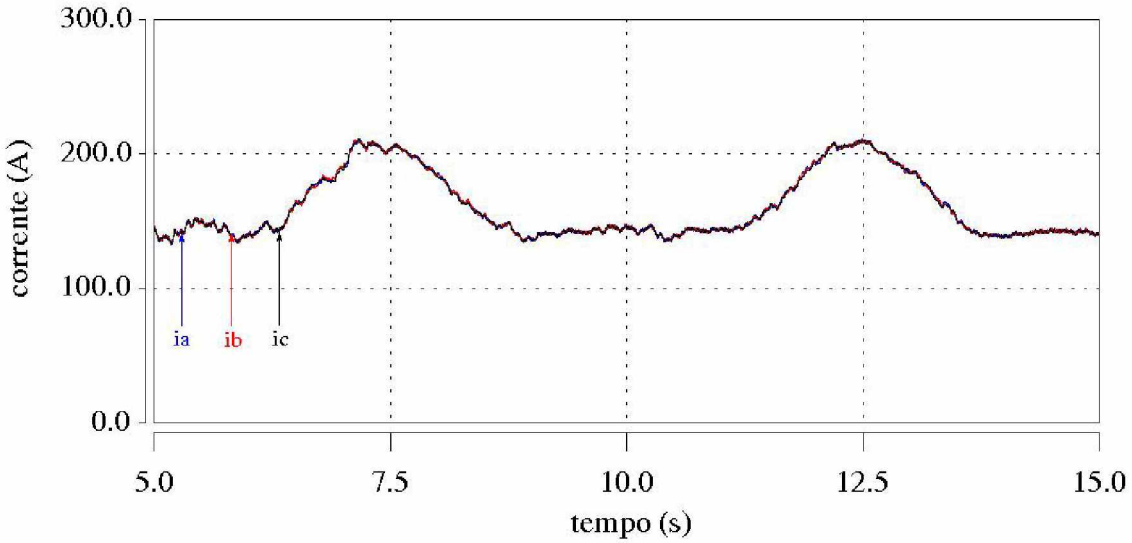


Figura 4.37 – Perfil *rms* das correntes nos terminais de saída de um inversor – Caso 3

O perfil *rms* das tensões trifásicas no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) está mostrado na figura 4.38. As tensões apresentam o mesmo comportamento daquelas visualizadas na saída do inversor, obviamente, independente da variação da velocidade do vento. Nota-se que o oscilograma, semelhantemente ao Caso 2, apresenta-se constante ao longo de todo o período de observação, permanecendo no valor em torno de 13628 V.

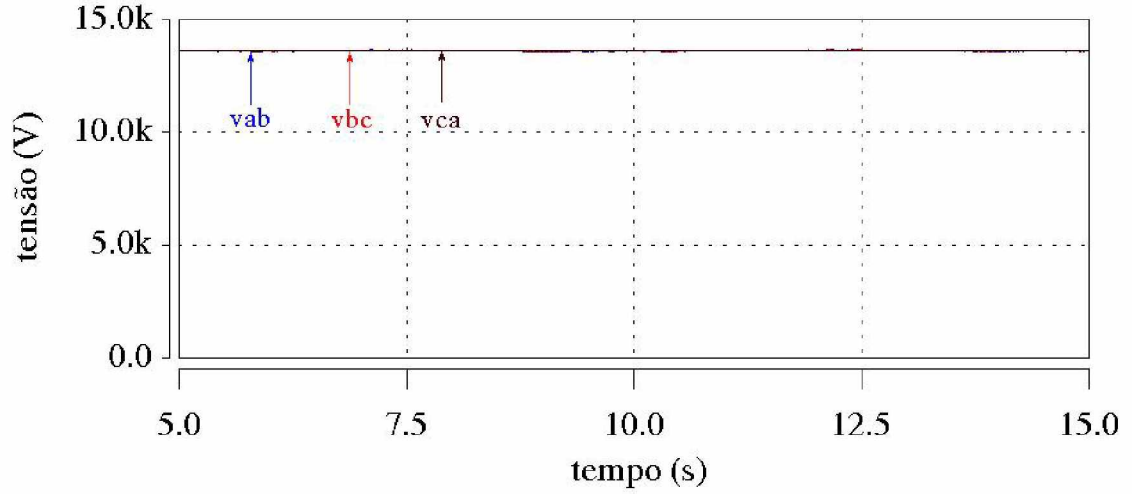


Figura 4.38 – Perfil *rms* das tensões no PAC – Caso 3

O comportamento das correntes eficazes no PAC do conjunto de turbinas eólicas está ilustrado na figura 4.39. Estas correntes possuem o mesmo comportamento daquelas encontradas na saída do inversor de uma única turbina, conforme as considerações mencionadas. Além disso, devido à ação do transformador elevador, diverge apenas em magnitude. Os valores eficazes dessas correntes são iguais a 170 A em condições de regime permanente e 247 A nos picos das turbulências do vento.

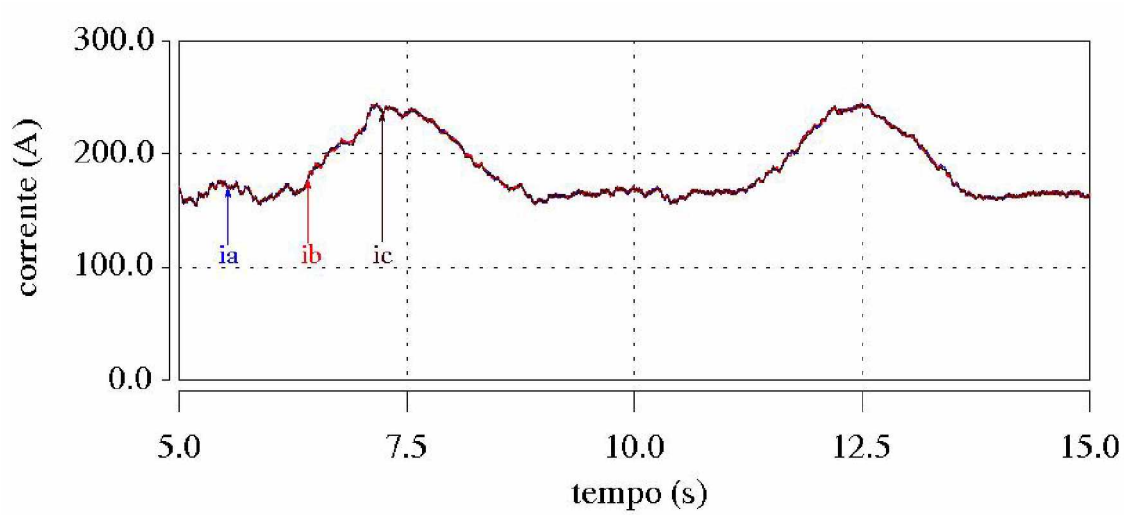


Figura 4.39 – Perfil *rms* das correntes trifásicas no PAC – Caso 3

A figura 4.40 exibe os comportamentos das potências ativa e reativa. Pode-se observar que, como resposta ao vento incidente, a potência ativa também sofre duas variações transitórias fortes, durante as quais esta potência passa de um valor em regime permanente em torno de 3,8 MW, para um valor máximo em torno de 5,4 MW, transitoriamente. Após as turbulências retorna ao seu valor pré-evento. O acréscimo constatado na potência ativa gerada pelo parque eólico segue a filosofia estabelecida pelo controle, que visa extrair a máxima energia disponível no vento. Na mesma figura pode-se notar que a potência reativa fornecida pela central eólica apresenta um comportamento semelhante à potência ativa, ou seja, durante as turbulências a quantidade de reativos entregue ao sistema também apresenta uma elevação, passando de 1,2 Mvar em regime permanente, atingindo 2,3 Mvar nos picos das rajadas. Este acréscimo na potência reativa é proporcionado pela tendência de elevação do nível de tensão do elo CC durante as turbulências.

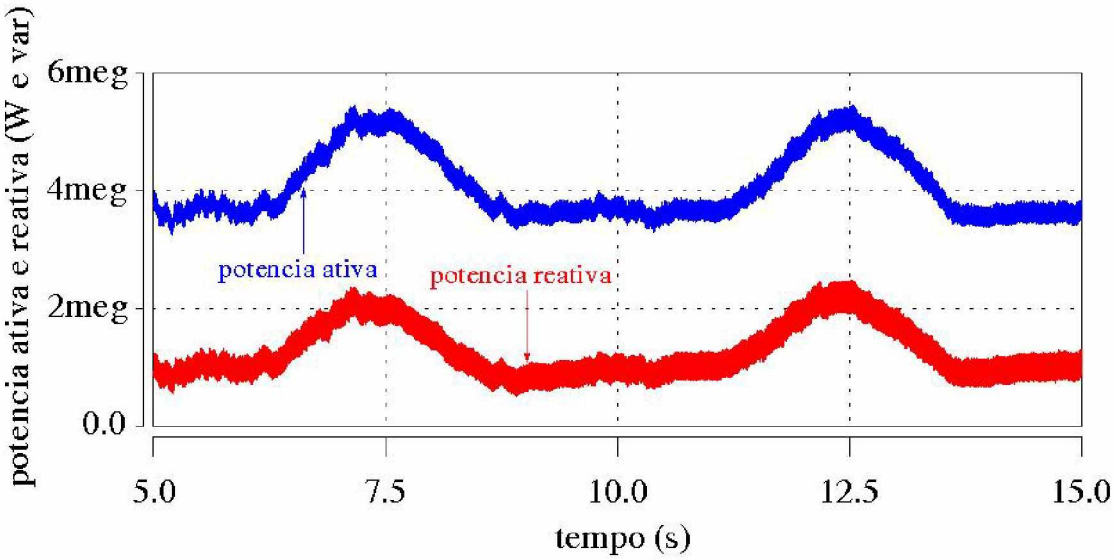


Figura 4.40 – Comportamento das potências ativa e reativa do parque eólico – Caso 3

A figura 4.41 apresenta o comportamento das tensões eficazes nos terminais de saída do gerador 2. Pode-se constatar que, o parque eólico mesmo na presença de turbulências não provocou alteração das tensões de saída dos geradores 1 e 2, permanecendo constante no valor eficaz de 13729 V. As tensões terminais do gerador 1 foram omitidas por apresentar um comportamento idêntico ao do gerador 2.

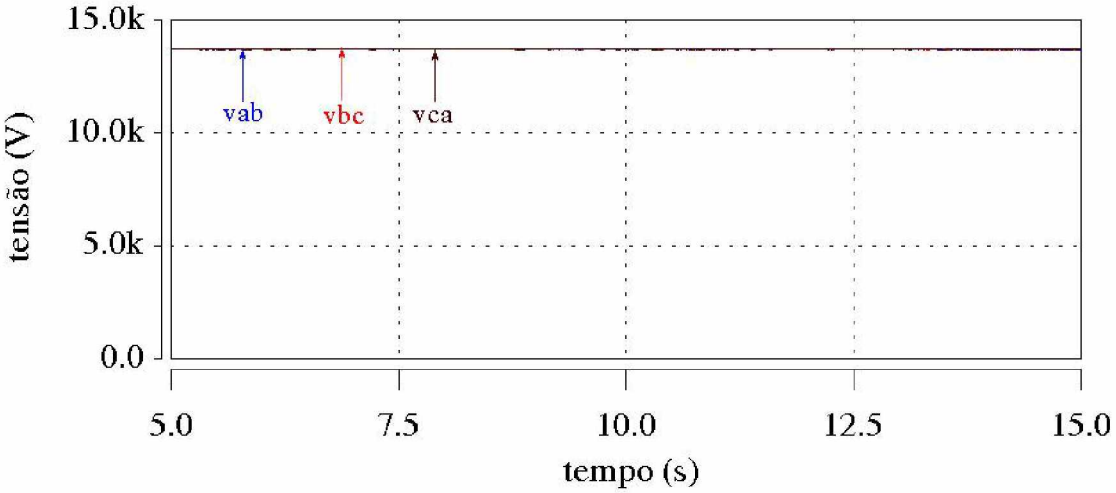


Figura 4.41 – Comportamento das tensões eficazes nos terminais de saída do gerador 2 – Caso 3

Visando complementar a figura anterior e também o comentário supracitado, é apresentado na figura 4.42 o perfil das tensões nos terminais dos dois geradores, em pu. Pode-se observar que as tensões permanecem constantes em praticamente 1 pu, condizentes com esta situação.

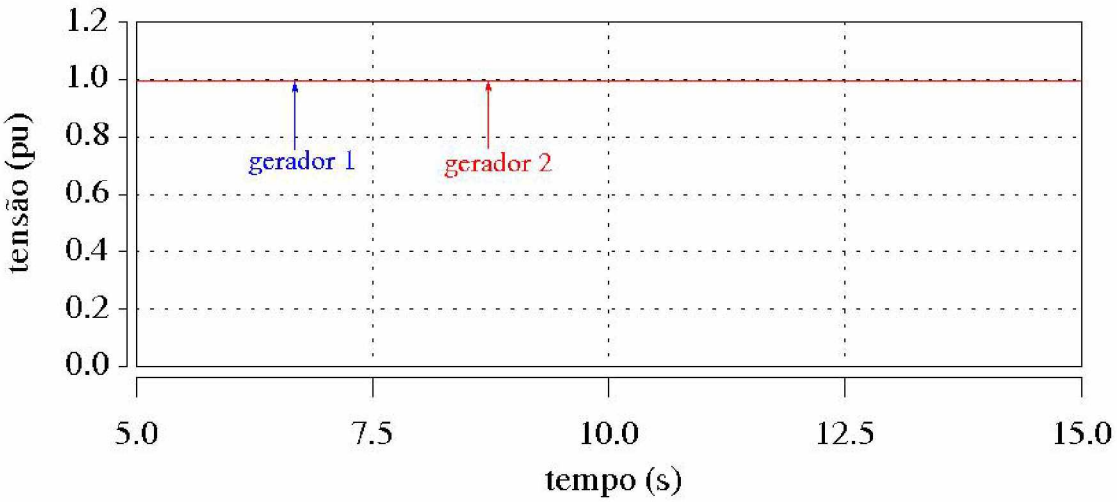


Figura 4.42 – Perfil das tensões nos terminais de saídas dos geradores 1 e 2, em pu – caso 3

A figura 4.43 a seguir mostra o comportamento das correntes *rms* na saída do gerador 2. Constata-se que durante as rajadas de vento, há um decréscimo nas correntes injetadas pela máquina síncrona. O valor eficaz da corrente em regime que é de 336 A cai para aproximadamente 300 A durante os picos das rajadas.

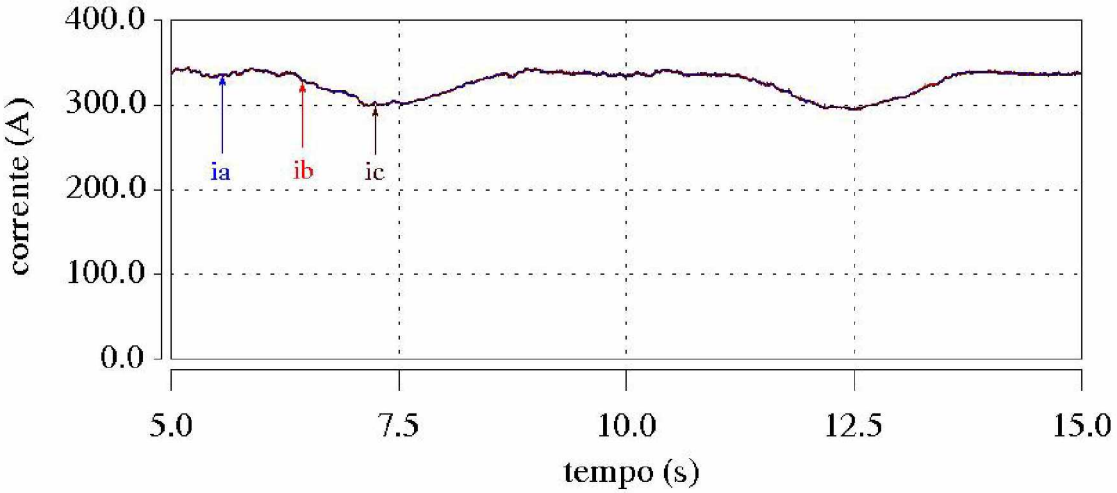


Figura 4.43 – Perfil *rms* das correntes nos terminais de saída do gerador 2 – Caso 3

A potência ativa fornecida pelos geradores 1 e 2 do sistema de potência está mostrada figura 4.44. Nota-se que, esta figura indica um comportamento contrário àquele apresentado para parque eólico. Em outras palavras, durante as rajadas, o aumento da injeção de ativos por parte da central eólica provoca um alívio na geração dos alternadores 1 e 2. Estes, que antes

das turbulências forneciam aproximadamente 7,1 MW em regime permanente, durante o pico das rajadas entregam apenas 6,3 MW.

A potência reativa ilustrada na figura 4.45 apresenta um comportamento similar à potência ativa. Sendo que, o gerador 1 contribui com 2,6 Mvar na condição de regime e, durante as rajadas, o fornecimento alcança o valor mínimo de 2,1 Mvar. Por outro lado, o gerador 2 que injeta 3,4 Mvar em operação normal de vento, no instante do pico das rajadas este valor cai para aproximadamente 2,7 Mvar.

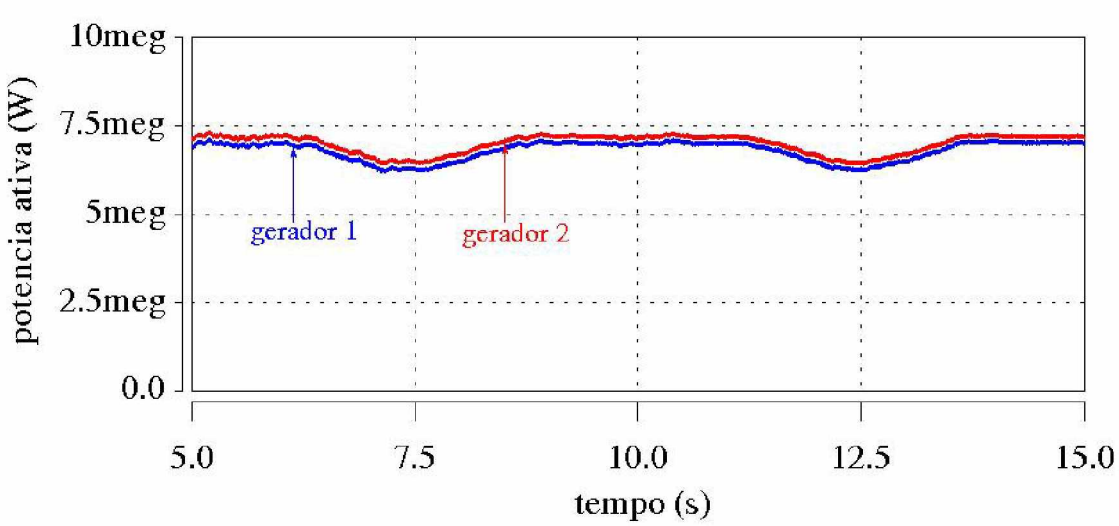


Figura 4.44 – Potências ativa fornecidas pelos geradores síncronos 1 e 2 – Caso 3

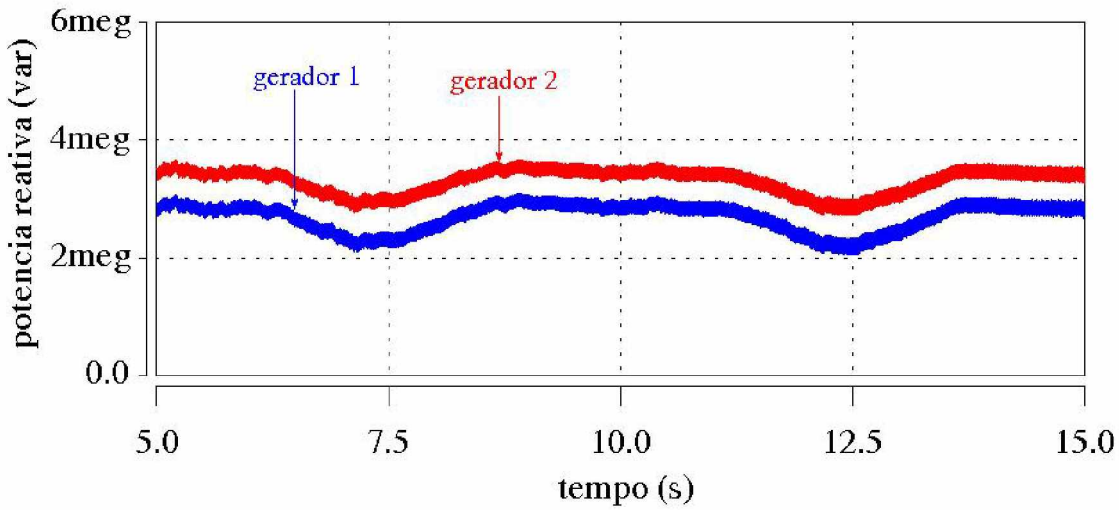


Figura 4.45 – Potências reativa fornecidas pelos geradores síncronos 1 e 2– Caso 3

A figura 4.46 ilustra o comportamento das tensões de linha nas quatro barras do sistema, em pu. Pode-se observar que, durante os instantes das rajadas de vento, as tensões em todas as barras sofrem um ligeiro aumento. Isto ocorre devido ao fornecimento de potências ativa e

reativa pelo parque eólico. que diminui os fluxos de ativos e reativos na rede, proporcionando, assim, menores perdas nas linhas e transformadores e, consequentemente, melhorando o perfil de tensão. O valor das tensões está sempre muito próximo do valor ideal de 1 pu, permanecendo ao longo do período de análise em praticamente 0,99 pu.

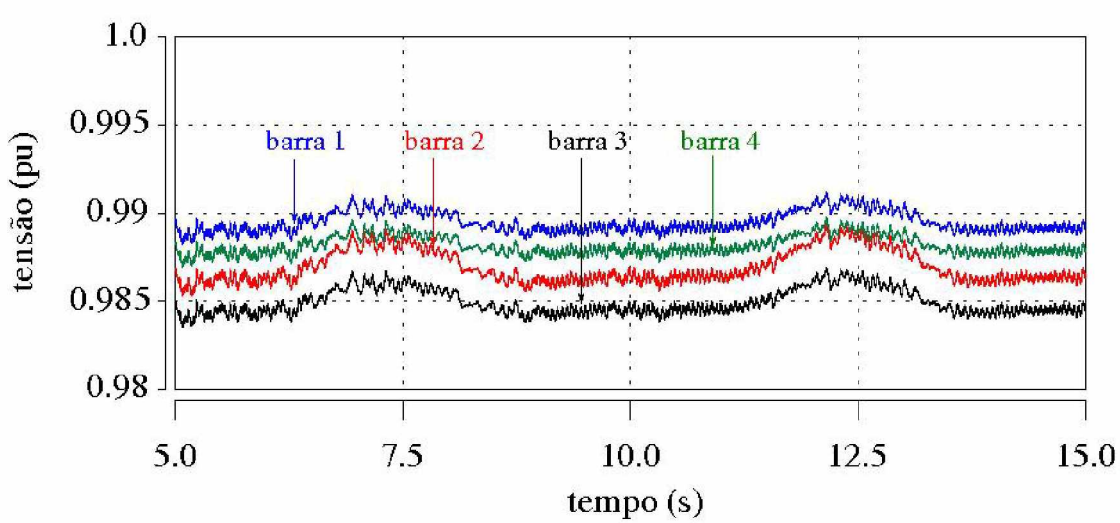


Figura 4.46 – Comportamento das tensões de linha, em pu, nas quatro barras – Caso 3

O comportamento da freqüência em todas as barras do sistema está apresentado na figura 4.47, onde se constata que esta não sofre variações significativas devido à ação das rajadas no parque eólico, permanecendo dentro dos limites admissíveis pelos órgãos competentes do setor elétrico nacional e internacional. A figura 4.48 exibe um detalhamento das freqüências nas barras e mostra que estas permanecem limitadas entre os valores de 59,95 Hz e 60,05 Hz.

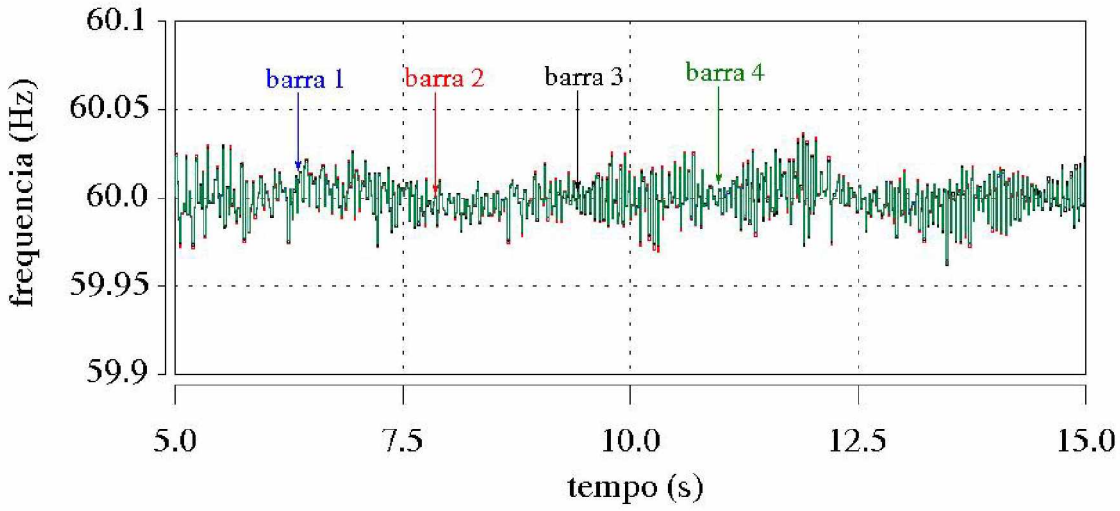


Figura 4.47 – Comportamento das freqüências nas quatro barras – Caso 3

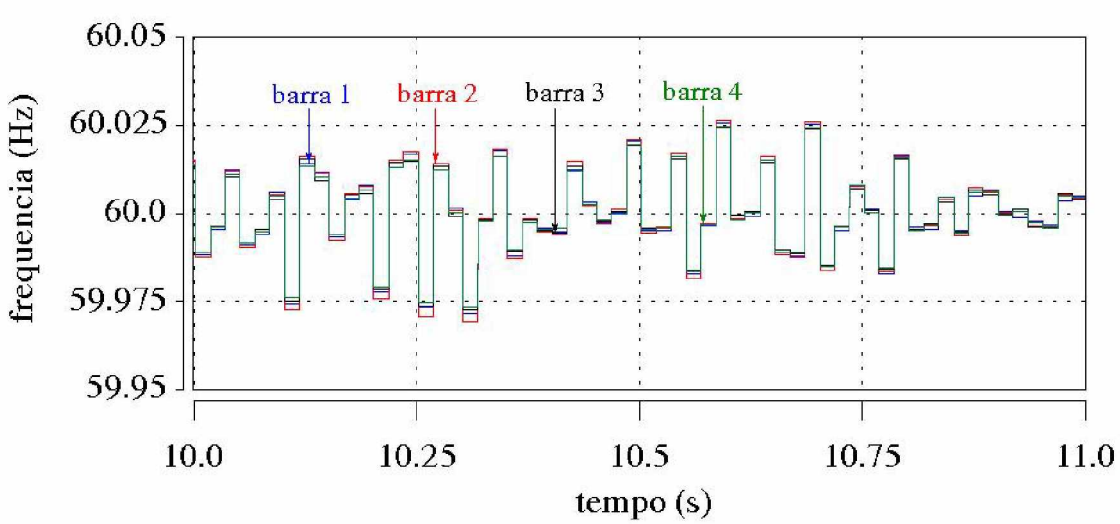


Figura 4.48 – *Zoom* das freqüências nas quatro barras – Caso 3

4.4.4 CASO 4: SISTEMA SUBMETIDO A UM CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO COM DURAÇÃO DE 200 MS, COM A PRESENÇA DO PARQUE EÓLICO E VENTO COM TURBULÊNCIAS

Os casos apresentados até esta etapa dos trabalhos destinaram-se a avaliar o desempenho do parque eólico acoplado a um sistema elétrico de potência sem a ocorrência de faltas.

O presente caso pretende investigar o comportamento da interação da central eólica com o sistema de conexão, desta vez frente a uma falta em uma das linhas de transmissão. Em particular, o estudo focado neste item, denominado Caso 4, mostra os resultados obtidos para o sistema submetido a um curto-circuito trifásico franco, com duração de 200 ms, na linha de transmissão que conecta a barra 2 à barra 4, identificada na figura 4.1 de linha 2. Após transcorrido este tempo (200 ms), o curto-circuito é eliminado com a remoção da linha afetada, representando assim a atuação da proteção. Desta forma o sistema passa a apresentar uma nova configuração. Ressalta-se que o distúrbio ocorre próximo à barra 2, e o curto-circuito trifásico foi escolhido por caracterizar um dos tipos de falta mais severos em sistemas de potência.

A figura 4.49 ilustra a velocidade do vento incidente que, conforme se pode observar, este sinal de vento corresponde à mesma situação utilizada no Caso 3, ou seja, são impostas duas rajadas consecutivas com amplitude de 2 m/s, com duração de 3 s cada.

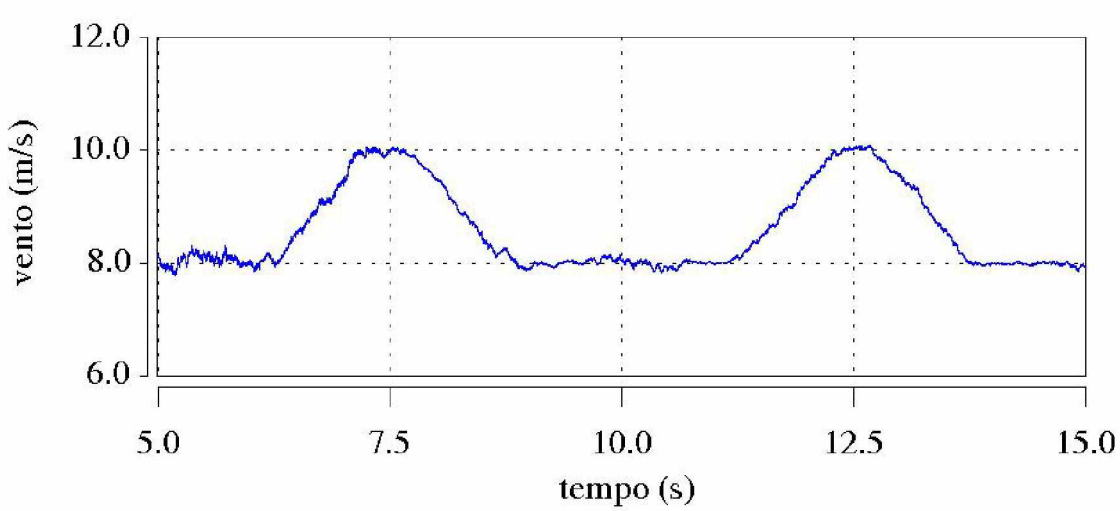


Figura 4.49 – Velocidade do vento incidente – Caso 4

A velocidade mecânica do eixo do rotor eólico está retratada na figura 4.50. Através desta pode-se constatar que a velocidade mecânica sofre o efeito do curto-circuito, o qual se inicia no instante de tempo t = 10 s e é retirado em t = 10,2 s. Neste intervalo de tempo a velocidade apresenta uma queda, atingindo 3,2 rad/s. Obviamente, conforme já apresentado no caso anterior, a velocidade do eixo acompanha o comportamento da fonte primária durante as rajadas alcançando os mesmos valores descritos naquela ocasião.

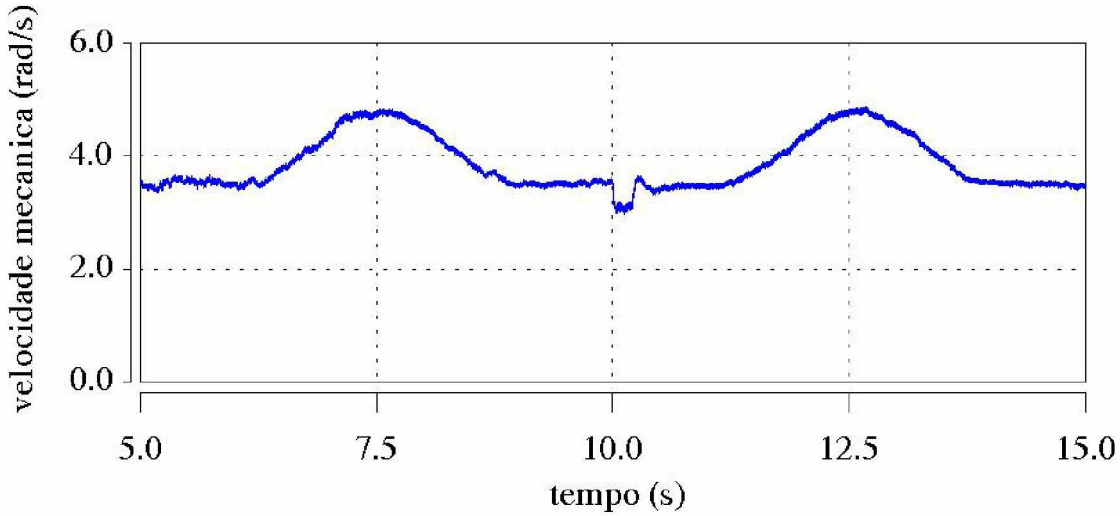


Figura 4.50 – Velocidade mecânica do eixo do rotor de uma turbina eólica – Caso 4

O coeficiente de potência C_p está mostrado na figura 4.51. Uma vez que esta grandeza é dependente da velocidade do eixo do rotor, pode-se observar o efeito desta no comportamento do coeficiente de eficiência, principalmente durante o curto-circuito. Durante a falta o C_p alcança o valor máximo de acordo com as características da turbina eólica implementada

computacionalmente que é 0,41. Esta variável apresenta o mesmo desempenho obtido no Caso 3 inclusive os valores em regime permanente e durante as rajadas, exceto no intervalo do curto-circuito.

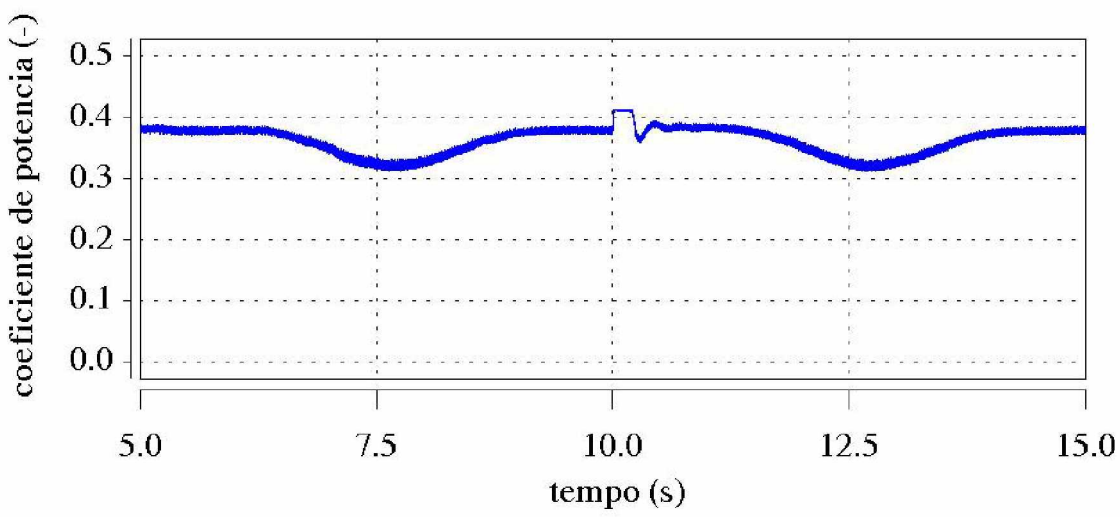


Figura 4.51 – Coeficiente de potência das turbinas eólicas – Caso 4

A potência aerodinâmica extraída do vento por uma única turbina está ilustrada na figura 4.52. A diferença desta curva em relação àquela apresentada no caso anterior consiste na pequena elevação no período durante o curto-circuito, alcançando 182 kW, proporcionado pelo acréscimo no valor do coeficiente de potência, de acordo a descrição teórica do capítulo 3. Pode-se constatar também uma pequena oscilação após a eliminação da falta.

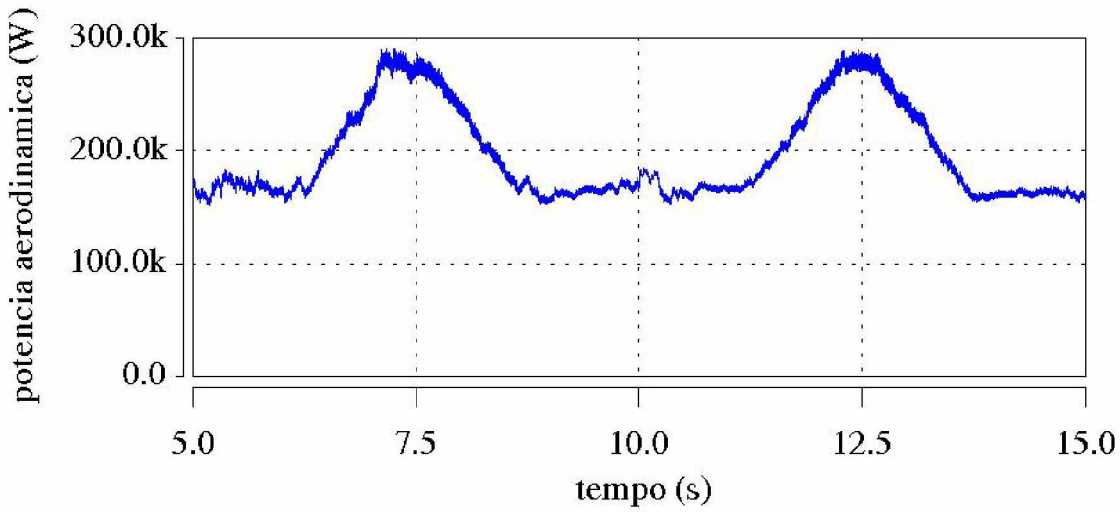


Figura 4.52 – Comportamento da potência aerodinâmica de uma turbina – Caso 4

A figura 4.53 mostra o perfil *rms* das tensões trifásicas nos terminais de saída do gerador elétrico de uma única turbina. Nota-se um comportamento similar àquele apresentado no Caso 3, exceto no instante da falta trifásica na linha 2. Neste instante de tempo, as tensões sofrem uma leve variação em magnitude. O valor das tensões eficazes que em regime permanente é 447 V cai para 413 V durante a falha no sistema.

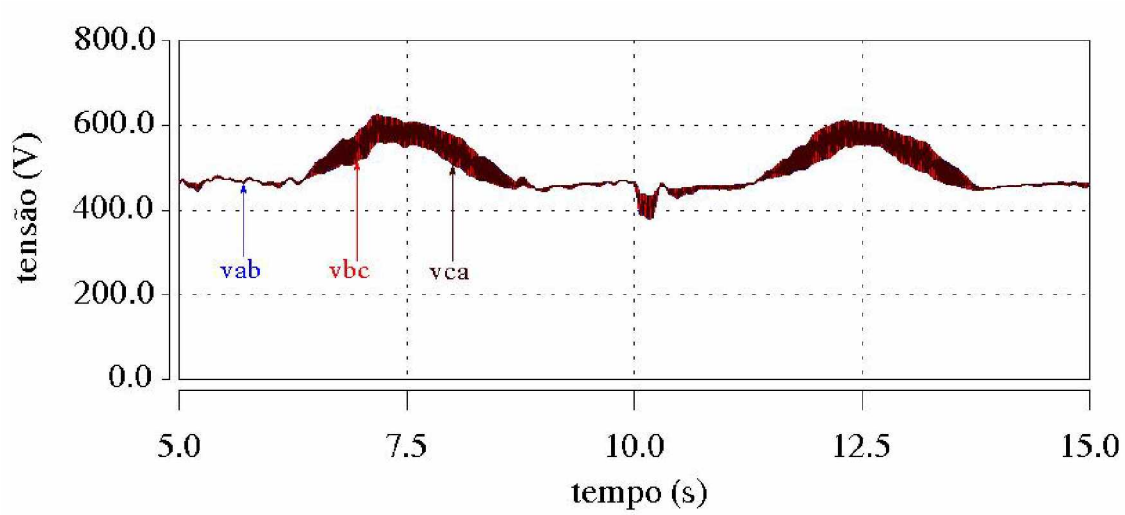


Figura 4.53 – Tensões *rms* nos terminais de saída de um gerador elétrico – Caso 4

O comportamento das três correntes eficazes nos terminais de saída do gerador elétrico correspondentes às tensões apresentadas anteriormente está ilustrado na figura 4.54. Fato merecedor de destaque nesta figura consiste na elevação das correntes no período durante o curto-circuito. O valor *rms* das correntes em regime permanente de operação é 203 A, mas durante todo o intervalo de tempo do curto é 259 A e, finalmente, após a retirada da falha, oscila, mas retorna para o valor pré-evento rapidamente.

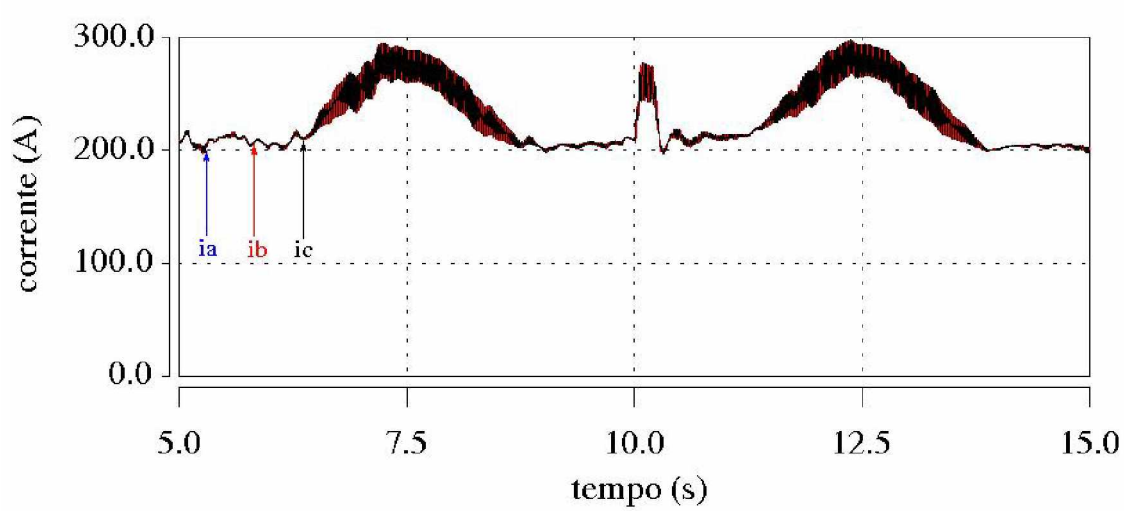


Figura 4.54 – Comportamento das correntes eficazes nos terminais de saída do gerador de uma turbina – Caso 4

Neste ponto do trabalho, torna-se oportuno tecer algumas constatações baseadas nas figuras das tensões e correntes eficazes na saída do gerador síncrono empregado em uma turbina eólica, isto é, antes do conversor de freqüência. Em ambas as grandezas percebem-se um efeito pequeno da falta no sistema de potência, apesar de acontecer próximo eletricamente do ponto de conexão do parque eólico. O efeito do curto-circuito no lado do gerador elétrico é minimizado pelo desacoplamento do sistema eólico da rede de conexão CA através do conversor estático e, também pela filosofia de controle utilizada amplamente relatada nos capítulos precedentes. Pode-se concluir que as turbinas eólicas a velocidade variável dotadas de conversor de freqüência praticamente não contribuem para um curto-circuito no lado da rede elétrica.

A figura 4.55 mostra o perfil *rms* das tensões nos terminais de saída do inversor de freqüência de uma única turbina. Esta figura mostra o elevado grau de influência do curto-circuito nas tensões, contrariamente, aquilo que acontece no lado da central eólica. Ainda, pode-se observar que estas tensões apresentam um comportamento similar àquele apresentado no Caso 3, exceto no instante da falta trifásica na linha 2. Neste instante de tempo, as tais grandezas sofrem uma acentuada queda devido ao tipo de falta imposta. O valor das tensões eficazes em regime permanente é aproximadamente 400 V, mas durante as rajadas de vento sofre uma pequena elevação e durante a falha no sistema cai para 12 V.

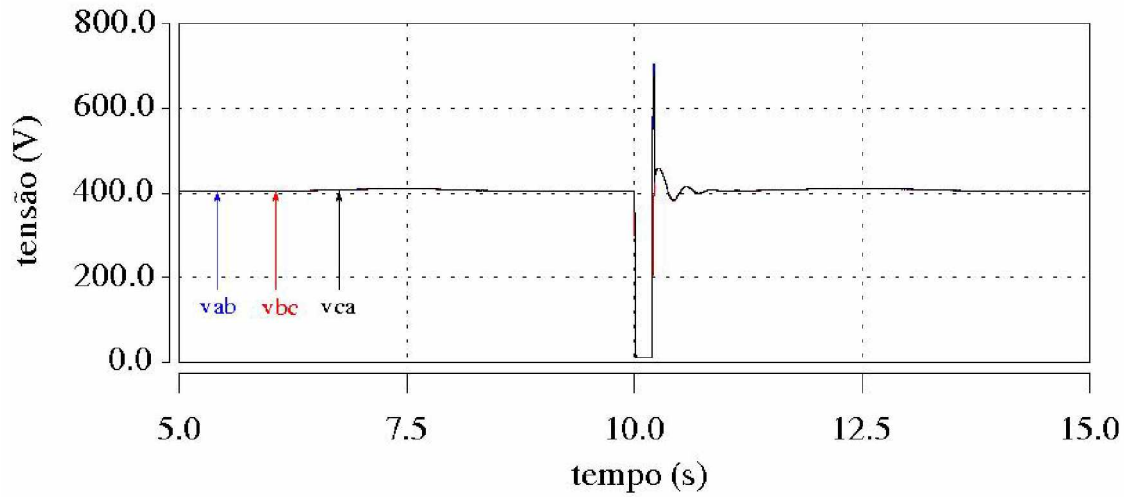


Figura 4.55 – Tensões *rms* nos terminais de saída do inversor de uma única turbina eólica – Caso 4

O perfil *rms* das correntes trifásicas nos terminais de saída do inversor de um único aerogerador pertencente ao parque eólico está ilustrado na figura 4.56. Nesta figura, observa-se o mesmo comportamento ilustrado no Caso 3, exceto no instante da falta imposta ao sistema elétrico, visto que, a fonte primária possui as mesmas características daquelas submetidas ao caso anterior. Durante a contingência em questão, as correntes trifásicas neste ponto sofrem um acréscimo acentuado devido à proximidade do curto-circuito. O valor *rms* das correntes em regime permanente de operação é 145 A e 205 A no pico das rajadas de vento. Mas durante o intervalo de tempo do curto atinge 233 A.

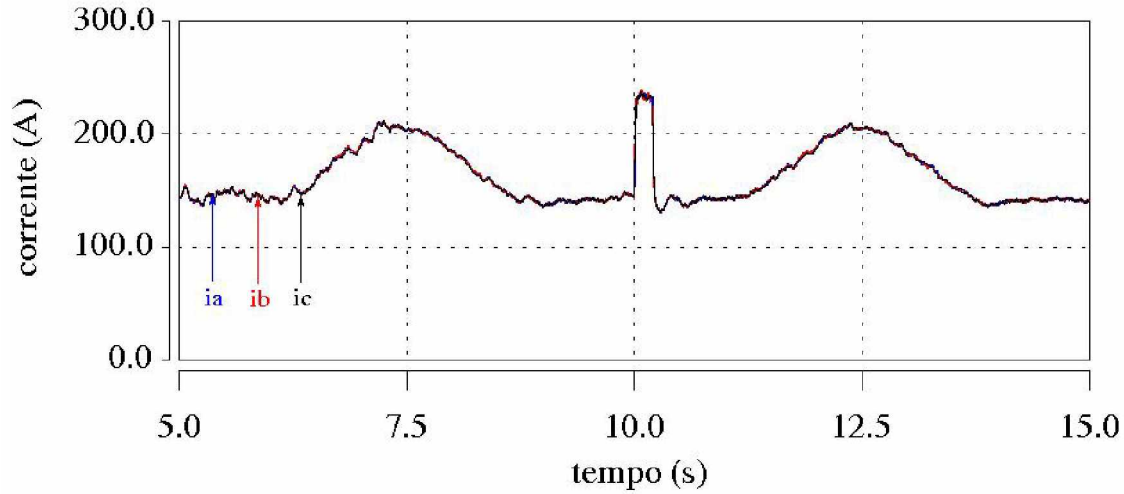


Figura 4.56 – Comportamento das correntes eficazes nos terminais de saída do inversor de um único aerogerador do parque eólico – Caso 4

A figura 4.57 ilustra o perfil *rms* das tensões trifásicas no PAC. Observa-se a queda de tensão à zero, uma vez que o curto-circuito acontece na linha 2, próximo a barra 2, justamente onde o parque eólico está conectado ao sistema de potência. Além disso, nota-se também as oscilações dessa grandeza após a retirada do distúrbio em questão.

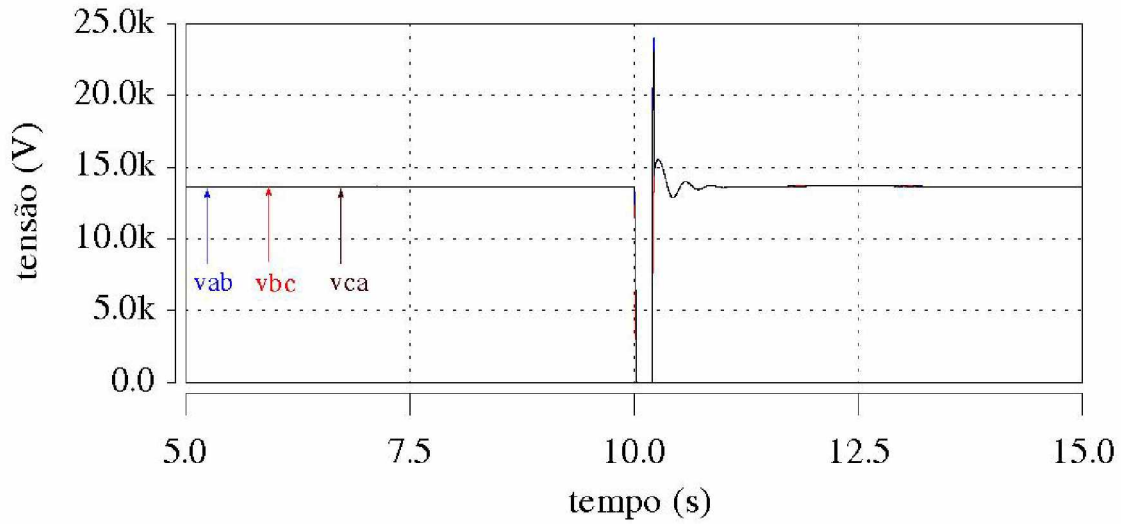


Figura 4.57 – Comportamento das tensões *rms* no PAC – Caso 4

Praticamente todos os comentários efetuados para as tensões no PAC são válidos também para as correntes no PAC, ilustradas na figura 4.58. Ressalta-se que, estas correntes são a soma das correntes de todas as 40 turbinas empregadas neste parque eólico. Através dos perfis *rms* dessas correntes contatam-se acréscimos destas no período da falta, mas nota-se que o valor atingido é relativamente pequeno em comparação com a severidade da contingência imposta neste estudo. Os valores *rms* dessas correntes são: 170 A em regime permanente, conforme já citado em outras oportunidades; aproximadamente 247 A no pico das rajadas e, finalmente, em torno de 272 A durante a falta.

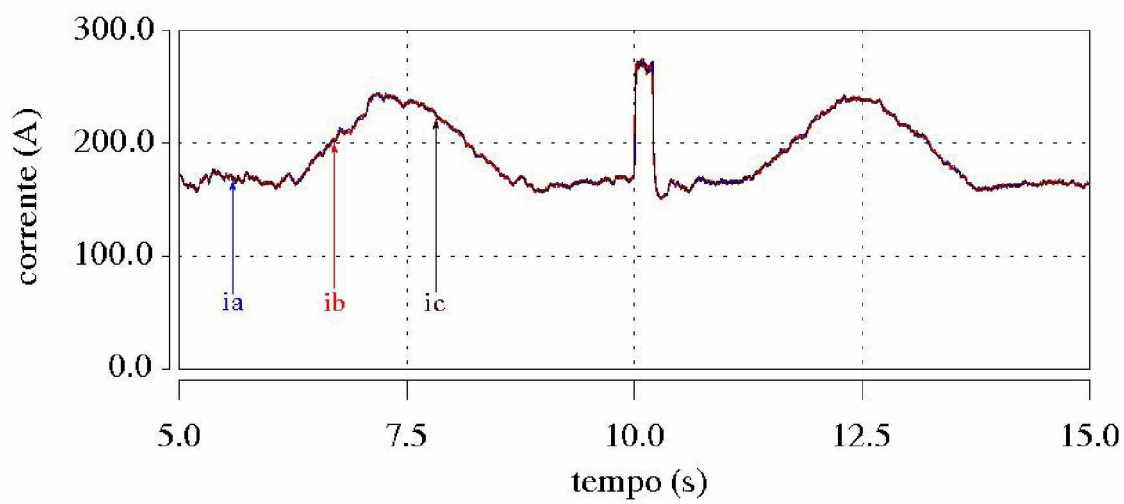


Figura 4.58 – Correntes *rms* do parque eólico no PAC – Caso 4

A figura 4.59 ilustra o comportamento das potências ativa e reativa fornecidas pelo parque eólico. Como estas grandezas foram medidas no ponto de acoplamento comum, elas caem a zero durante o curto-circuito. Isto se explica por que, pois são obtidas a partir das tensões e correntes obtidas neste ponto, ilustradas anteriormente, como a tensão no PAC é praticamente nula devido à proximidade do local curto-circuitado. Exceto no instante da falta, os desempenhos das potências seguem os mesmos princípios descritos nos casos anteriores no tocante à sua dependência da velocidade do vento.

Ressalta-se que se a potência fosse calculada na entrada do inversor, apresentaria um valor praticamente constante, mesmo na presença da falha, pois a tensão sofre uma pequena queda e a corrente uma elevação, conforme já apresentadas nas figuras 4.53 e 4.54, respectivamente. Assim o parque eólico praticamente não contribui para o curto-circuito.

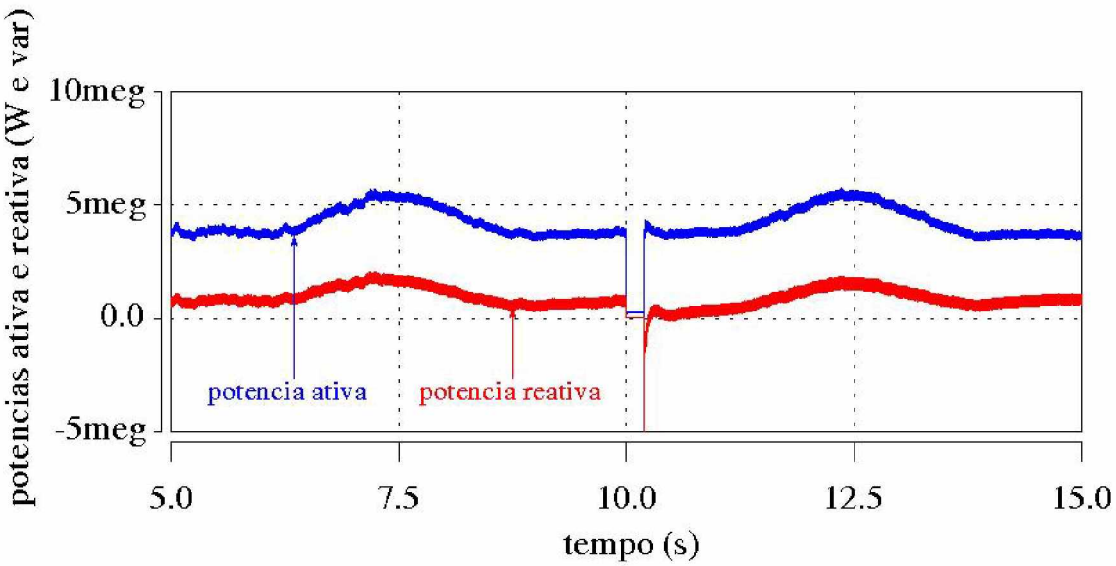


Figura 4.59 – Comportamento das potências ativa e reativa do parque eólico – Caso 4

Tamanha é a severidade do curto-circuito que afeta violentamente as tensões nos terminais dos geradores, como está ilustrado nas tensões *rms* do gerador 2, mostradas na figura 4.60, onde se nota acentuada queda de tensão nos terminais deste gerador analisado. Ressalta-se que o gerador 1 também apresenta o mesmo comportamento. Salienta-se que, apesar de estar longe eletricamente do ponto da falta, os geradores são fortemente afetados pela falta, ao contrário do parque eólico, conforme pode ser constatado nas figuras subseqüentes. Os valores encontrados para a tensão na saída do gerador são: aproximadamente 13,8 kV durante a operação em regime permanente e 4,14 kV durante a falta imposta ao sistema.

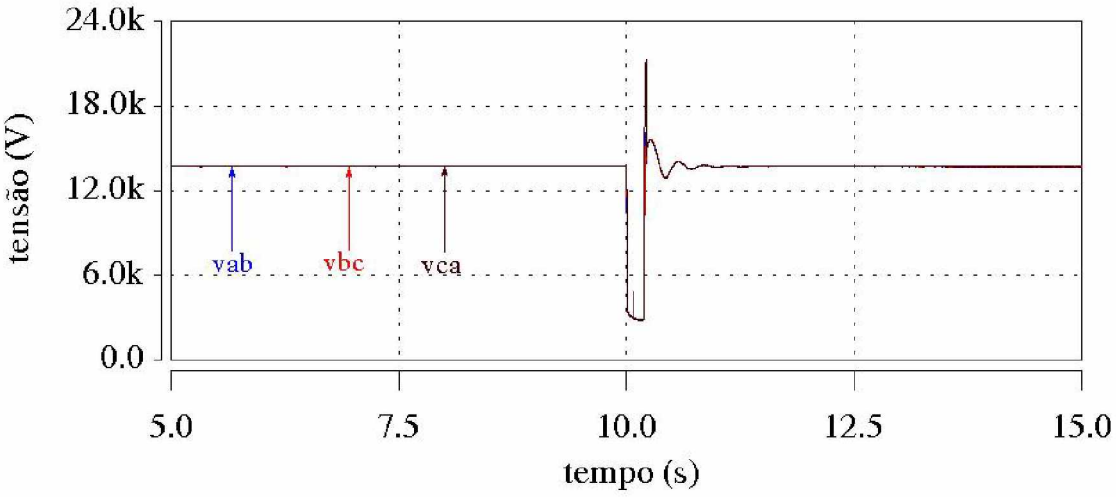


Figura 4.60 – Comportamento dos valores *rms* das tensões nos terminais de saída do gerador 2 – Caso 4

Objetivando evidenciar o efeito do distúrbio no comportamento das tensões de um sistema elétrico, a figura 4.61 apresenta o perfil das tensões nas saídas dos geradores 1 e 2, em pu. Constata-se que, as tensões apresentam valores de praticamente 1 pu em regime permanente, mas, no instante do curto-circuito, o valor médio cai para 0,3 pu, passando por um período oscilatório após a eliminação da falha.

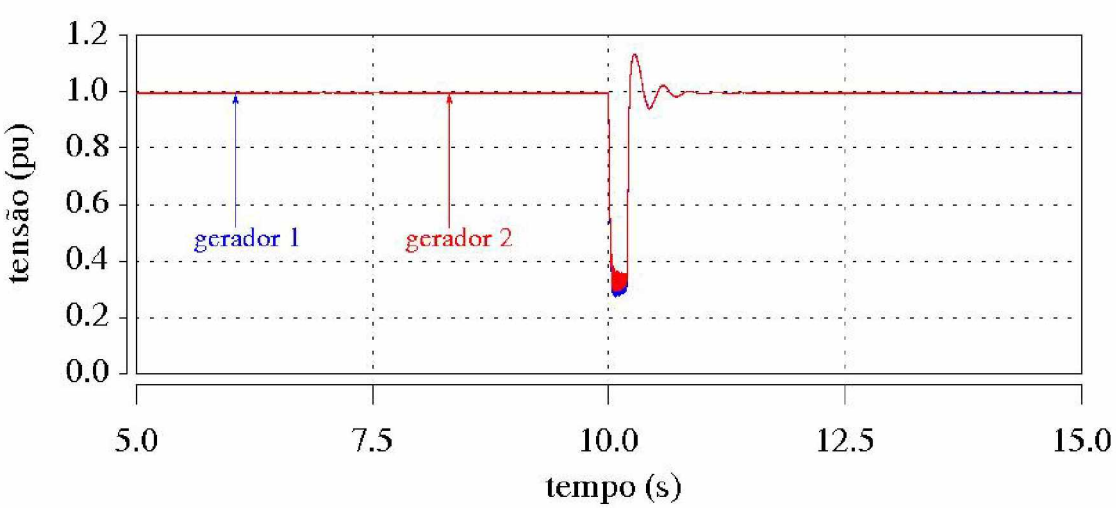


Figura 4.61 – Comportamento das tensões nas saídas dos geradores 1 e 2, em pu – Caso 4

As correntes eficazes correspondentes às tensões apresentadas anteriormente estão ilustradas na figura 4.62. Notam-se os elevados valores das correntes alcançados durante a falha. Visto que a central eólica não contribui para o curto-circuito, toda a corrente drenada pela falta é fornecida pelos geradores 1 e 2. Observa-se que as correntes atingem mais de 4 kA durante a contingência, sendo que durante a operação em regime retornam àqueles valores citados nos casos anteriores.

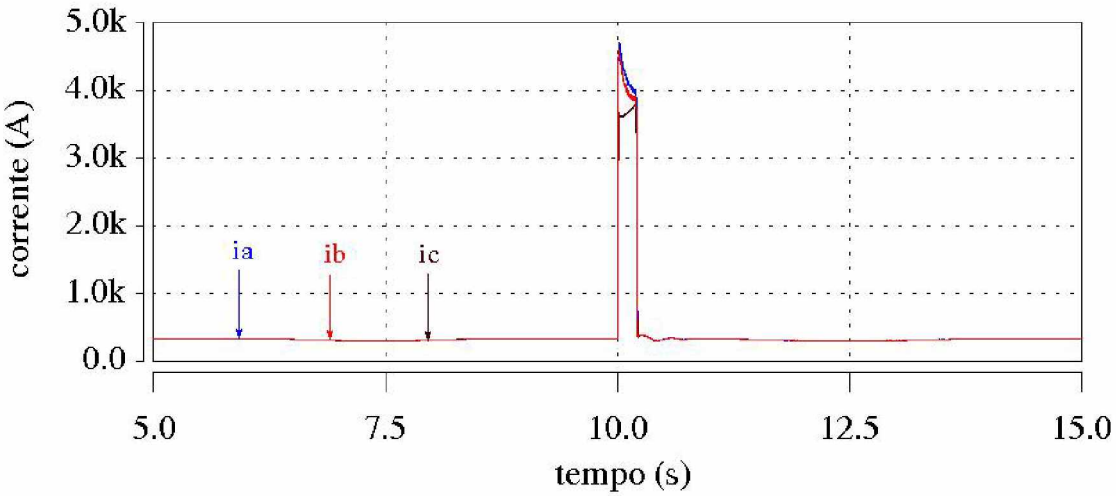


Figura 4.62 – Correntes *rms* nos terminais de saída do gerador 2 – Caso 4

A figura 4.63 apresenta o comportamento da potência ativa fornecida pelos dois geradores. Esta figura é semelhante àquela correspondente apresentada no caso anterior, exceto no instante do curto-circuito, quando a potência sofre uma elevada variação, ficando, a partir daí, oscilando em torno de um valor médio, pois esta potência é determinada pelas tensões e correntes vistas anteriormente, nas figuras 4.60 e 4.62, respectivamente.

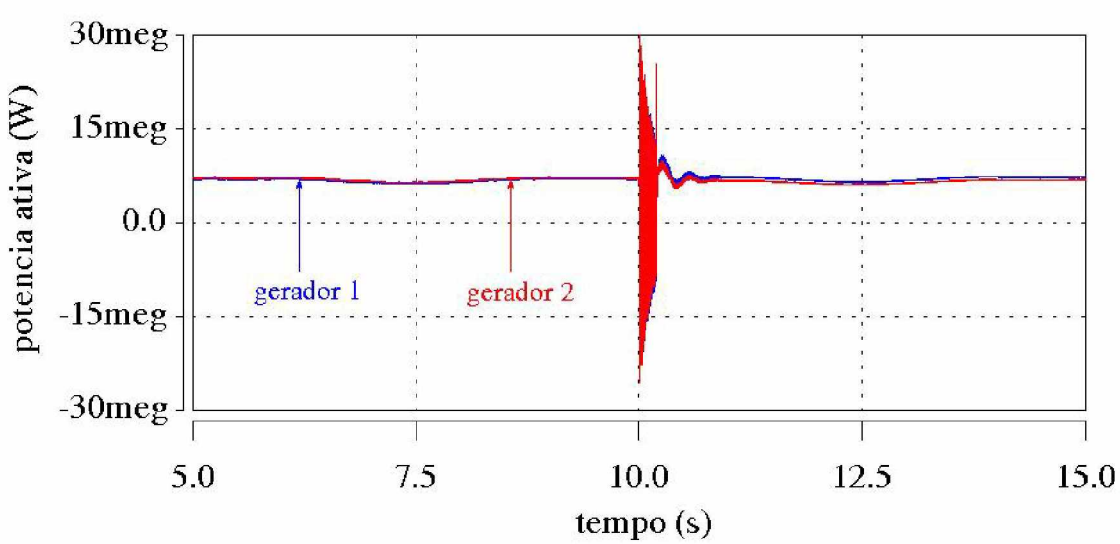


Figura 4.63 – Potência ativa fornecida pelos geradores 1 e 2 – Caso 4

A figura 4.64 ilustra o comportamento da potência reativa fornecida pelos geradores elétricos do sistema de potência. Nota-se que, durante o curto-circuito há um grande consumo de energia reativa conforme se pode constatar através da referida figura, devido à queda de tensão provocada pela falta. O valor médio de reativos fornecidos por cada gerador é de aproximadamente 35 Mvar durante o distúrbio.

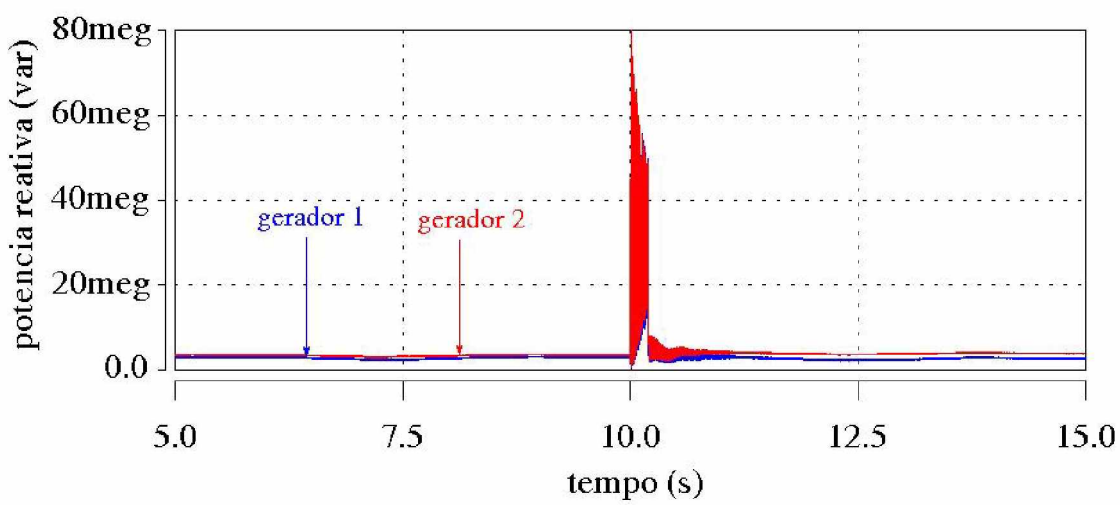


Figura 4.64 – Potência reativa fornecidas pelos geradores 1 e 2 – Caso 4

O efeito do curto-circuito em todas as quatro barras do sistema está apresentado na figura 4.65, a qual mostra o comportamento das tensões, em pu. Nota-se que as tensões antes da falta apresentavam valores próximos a 0,99 pu, mostrados nos casos precedentes. No entanto, durante a falta imposta, as tensões caem em todas as barras para valores inferiores a 0,25 pu, caracterizando um estado bastante crítico para a operação de qualquer sistema de potência, pois os sistemas de proteção podem atuar retirando cargas, linhas e etc, dependendo da duração do curto-circuito. A figura 4.66 apresenta um maior detalhamento dessas tensões nas barras. Observa-se nesta figura as oscilações após a eliminação da falta. Ainda através desta figura percebe-se, após a eliminação da linha 2, que a tensão na barra 3 permanece em um valor ligeiramente baixo em relação às demais, pois sem a referida linha forma-se uma nova configuração do sistema e novos caminhos para os fluxos de potências ativa e reativa.

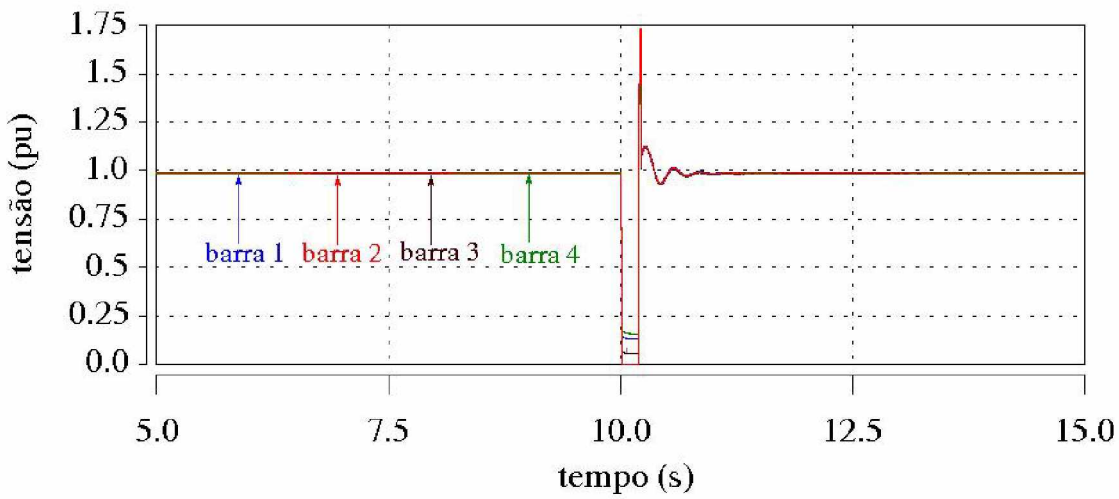


Figura 4.65 – Comportamento das tensões, em pu, nas quatro barras – Caso 4

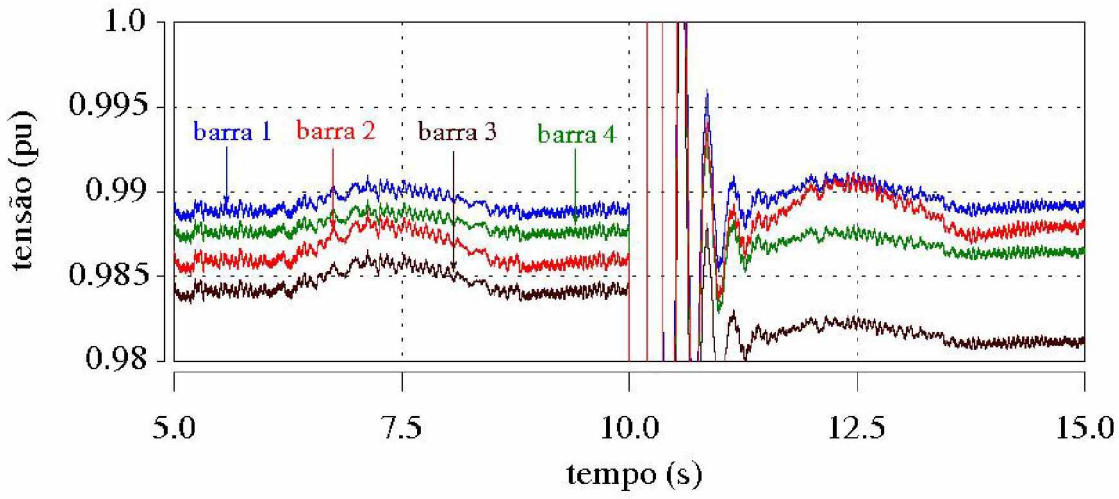


Figura 4.66 – *Zoom* das tensões nas quatro barras – Caso 4

A figura 4.67 ilustra como as freqüências nas quatro barras do sistema se comportam ao longo do tempo, na presença do curto-circuito. Constata-se que, no início da falta e no instante da retirada da mesma, as freqüências sofrem elevados picos e, no período durante a contingência, as freqüências permanecem acima do valor nominal, devido à aceleração dos geradores. Na figura 4.68 estão mostradas em detalhes, as freqüências nas barras durante o curto-circuito. O maior valor da freqüência ocorre na barra 2, a qual atinge praticamente 61 Hz.

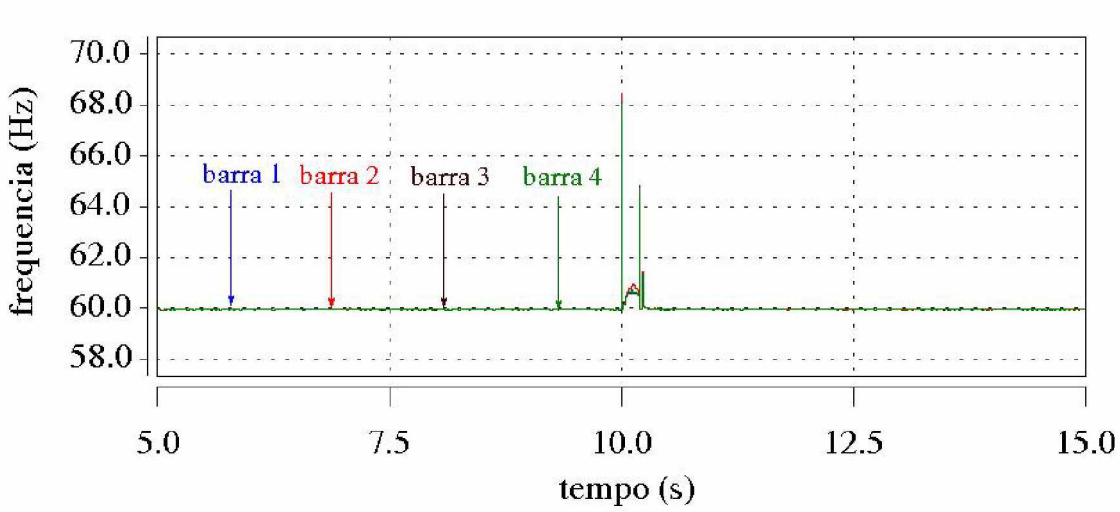


Figura 4.67 – Comportamento das freqüências nas quatro barras – Caso 4

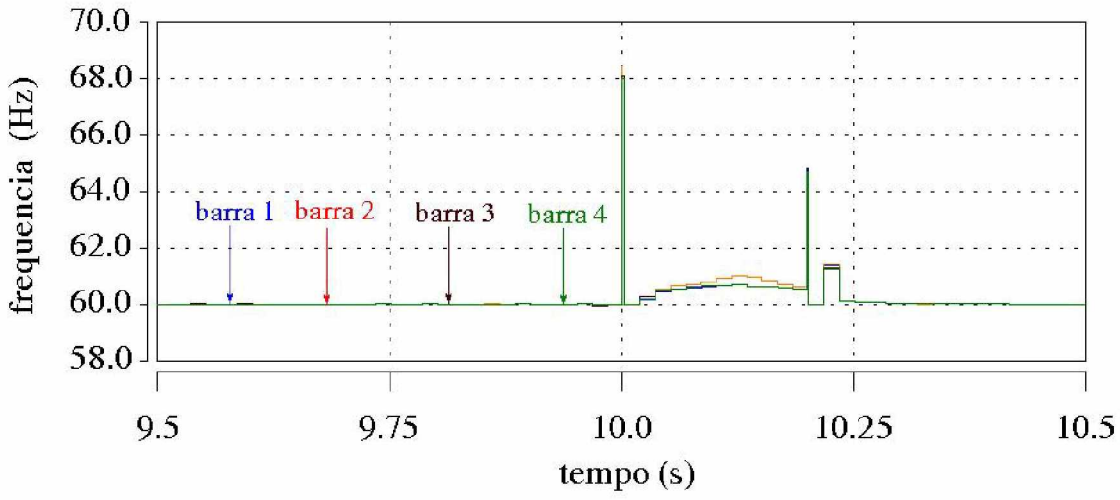


Figura 4.68 – *Zoom* das freqüências nas quatro barras – Caso 4

4.4.5 CASO 5: SISTEMA SUBMETIDO À PERDA DE CARGA, COM A PRESENÇA DO PARQUE EÓLICO E VENTO COM TURBULÊNCIAS

Para este caso mantém-se o sinal de vento do caso anterior, porém o distúrbio imposto ao sistema elétrico é uma perda de carga. Dessa forma, os estudos descritos neste item voltam-se para a avaliação dos possíveis impactos que esta nova configuração do sistema poderá ter sobre o sistema eólico e vice-versa. Para tanto, a carga 2, de acordo com a ilustração da figura 4.1, é desconectada no instante t =10 s.

A figura 4.69 mostra o sinal de vento utilizado nos estudos deste caso. O vento apresenta além da componente base igual a 8 m/s e o ruído, duas rajadas de vento, ambas com duração de 3 s e valor máximo de 3 m/s. Ressalta-se, mais um vez que, este vento é imposto a todas as turbinas do parque eólico sob investigação.

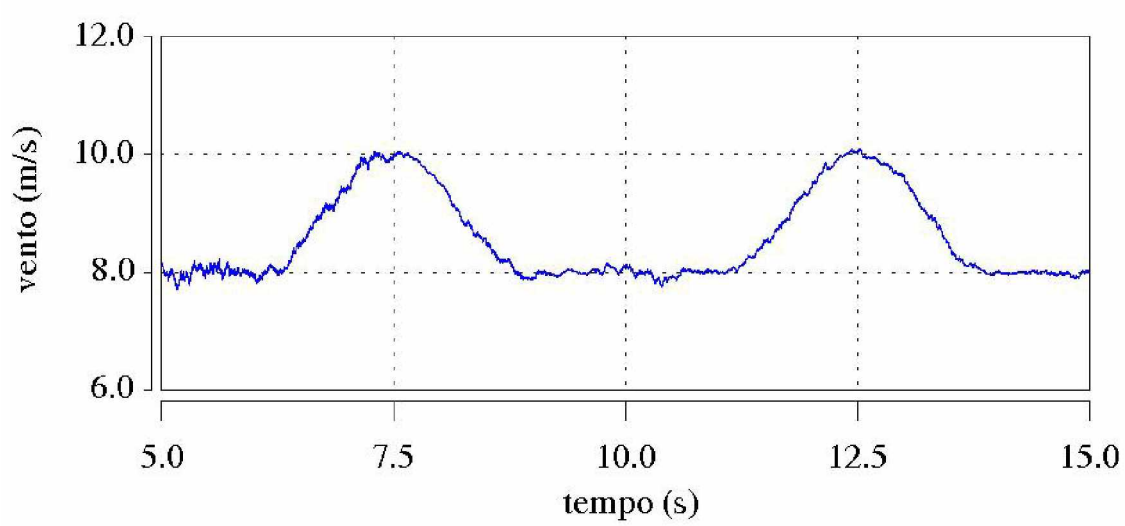


Figura 4.69 – Velocidade do vento incidente – Caso 5

A figura 4.70 ilustra a velocidade mecânica do eixo do rotor e do próprio gerador elétrico de uma turbina da fazenda eólica, como resultado do vento aplicado. A figura evidencia, como já mostrado anteriormente, a sensibilidade da velocidade do rotor a mudanças de comportamento da fonte primária. Neste caso, constata-se que semelhante ao sinal de vento utilizado, a velocidade mecânica também apresenta duas variações significativas, atingindo valores máximos nos instantes t = 7,5 s e t = 12,5 s. Durante os transitórios provocados pelas rajadas, a velocidade sai de 3,5 rad/s para um valor máximo em torno de 4,8 rad/s. Além disso, entre uma e outra turbulência em t = 10 s houve a perda de

uma carga do sistema elétrico, este evento provoca um ligeiro acréscimo nesta grandeza ilustrada.

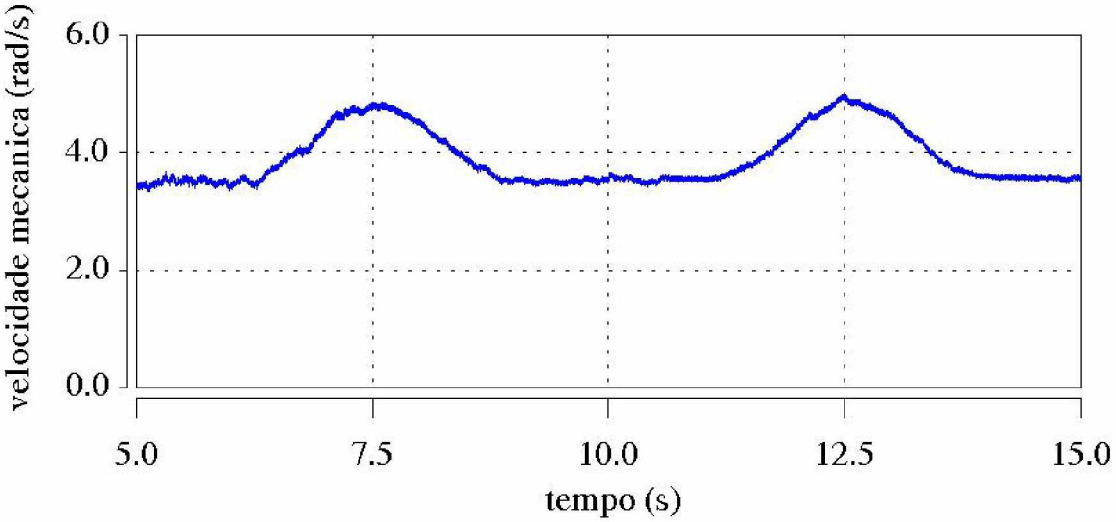


Figura 4.70 – Velocidade mecânica do eixo rotor eólico equivalente – Caso 5

O desempenho do coeficiente de potência ou rendimento de uma turbina eólica está mostrado na figura 4.71. Observa-se que esta grandeza sofre variações durante o tempo em que as rajadas estão presentes, reduzindo o seu valor e, em conseqüência, proporcionalmente a potência extraível do vento. Também, a partir da perda da carga (em t = 10 s) há uma queda dessa variável de 0,38 para 0,36, em regime permanente de operação.

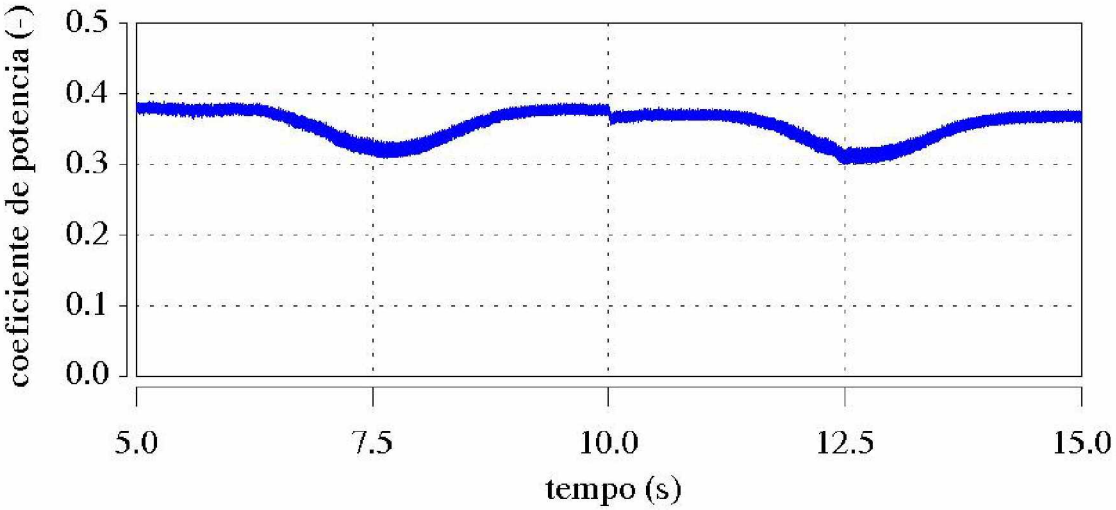


Figura 4.71 – Coeficiente de potência das turbinas eólicas – Caso 5

A potência aerodinâmica extraída do vento por uma única turbina e que é aplicada ao eixo do gerador elétrico, está ilustrada na figura 4.72. Antes das imposições das rajadas de

vento a potência aerodinâmica possui um valor próximo a 170 kW, enquanto que, nos picos das turbulências atinge um valor em torno de 280 kW e após a diminuição do carregamento do sistema elétrico esta potência cai para 155 kW. Salienta-se mais uma vez que o forte incremento desta potência, durante as turbulências do vento, devido ao fato desta variável ser proporcional ao cubo da velocidade do vento, como foi detalhadamente mostrado na seção correspondente à modelagem matemática do rotor eólico.

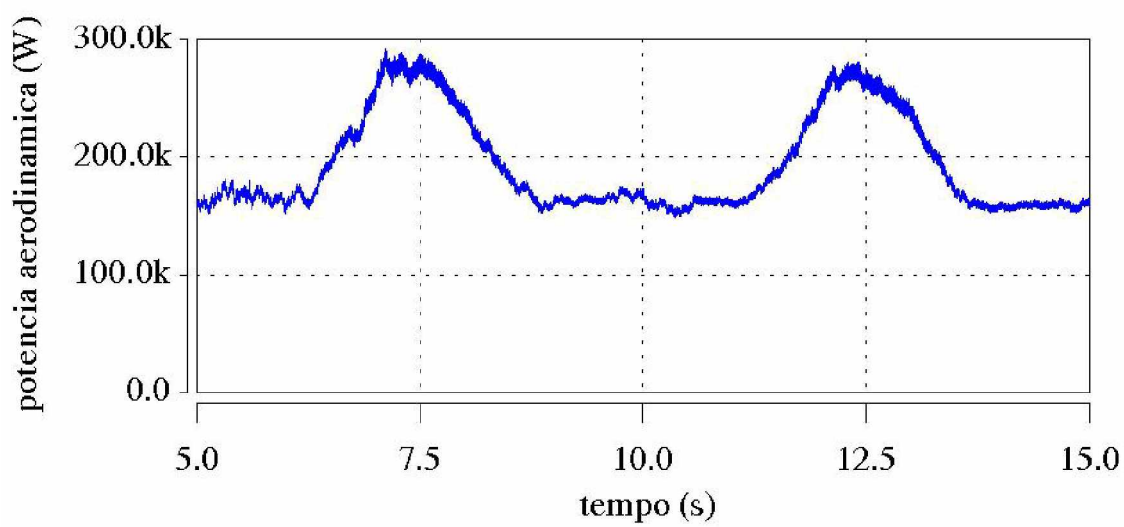


Figura 4.72 – Comportamento da potência aerodinâmica de uma turbina eólica – Caso 5

A figura 4.73 mostra o perfil *rms* das tensões trifásicas nos terminais de saída do gerador síncrono de uma turbina eólica. Observa-se, nesta figura, que as grandezas experimentam, embora de forma mais suave, as variações que se processam no vento. Vale salientar mais uma vez que o sistema sob investigação é do tipo velocidade variável, desta forma, a velocidade do rotor, e conseqüentemente a freqüência dos sinais gerados, são também alteradas quando ocorrem variações da velocidade do vento. Esta situação pode ser constatada através da figura, onde, nos períodos em que ocorrem as rajadas, a freqüência das tensões geradas é maior que a verificada antes do evento. Este comentário é justificado pelas oscilações presentes no valor *rms* das tensões durante as rajadas de vento.

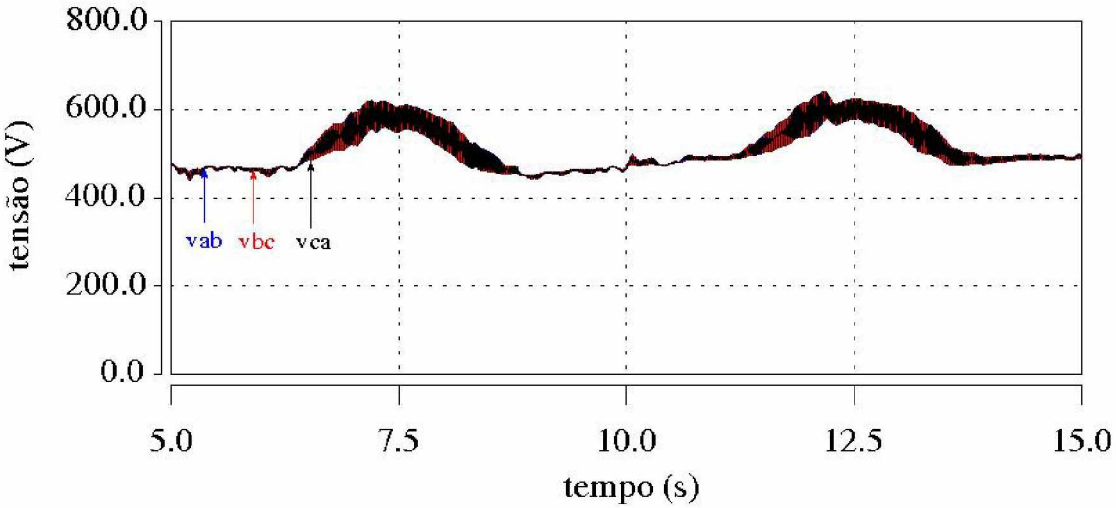


Figura 4.73 – Tensões *rms* nos terminais de saída de um gerador elétrico de uma turbina eólica – Caso 5

A figura 4.74 apresenta o comportamento dos perfis *rms* das correntes trifásicas nos terminais de saída do gerador elétrico de uma turbina eólica, para esta situação de perda de carga e ainda com a fonte primária contendo turbulências do tipo rajadas. As correntes, de maneira análoga às tensões, apresentam dois períodos transitórios coincidentes no tempo com os verificados no vento, mas uma leve variação do comportamento após a retirada da carga do sistema de potência. As observações citadas anteriormente para a freqüência das tensões geradas aplicam-se também para as correntes, pois estas apresentam uma freqüência maior durante as rajadas. No tocante aos valores, nota-se um decréscimo dessas grandezas com a diminuição do carregamento, passando de 203 A para 183 A em regime permanente, sendo que nos picos das rajadas as correntes atingem aproximadamente 275 A.

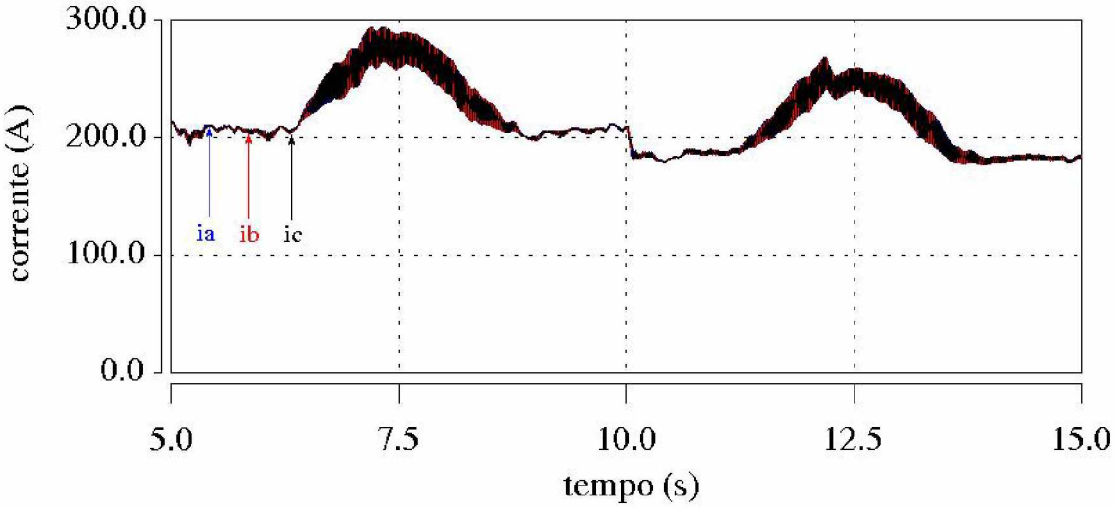


Figura 4.74 – Comportamento das correntes eficazes nos terminais de saída de um gerador elétrico de uma turbina eólica – Caso 5

O comportamento dos perfis eficazes das tensões trifásicas nos terminais de saída do inversor está mostrado na figura 4.75. Pode-se observar que, mesmo na presença das turbulências do vento, estas grandezas permanecem praticamente constantes ao longo do tempo, por causa da atuação do controle do inversor empregado. Um ligeiro transitório dessas tensões ocorre no instante da perda da carga em t = 10 s, onde nota-se um pequeno acréscimo no nível de tensão passando de 395 V para 398 V, nesta nova configuração do sistema elétrico.

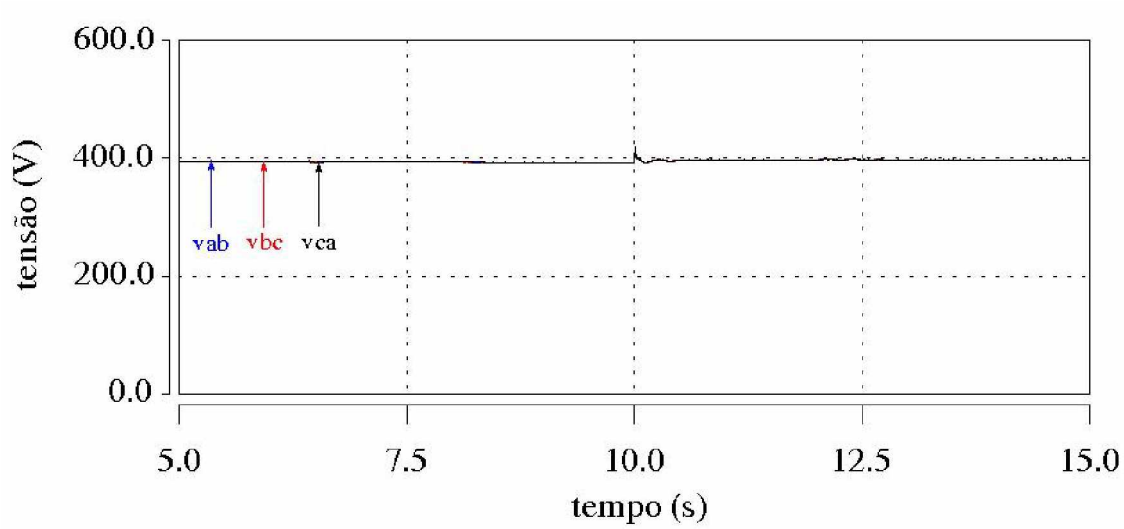


Figura 4.75 – Comportamento dos valores eficazes das tensões trifásicas nos terminais de saída de um inversor – Caso 5

A figura 4.76 apresenta o comportamento das correntes *rms* correspondentes às tensões nos terminais de saída do inversor de uma única turbina, ilustradas anteriormente. Constata-se que, contrariamente, as correntes acompanham as variações da fonte primária de energia, conforme já destacado anteriormente. Os valores eficazes dessas correntes são: 142 A antes da falta e 148 A após o desligamento da carga, isto em regime permanente. Além disso, durante o máximo das rajadas, as correntes atingem aproximadamente 204 A.

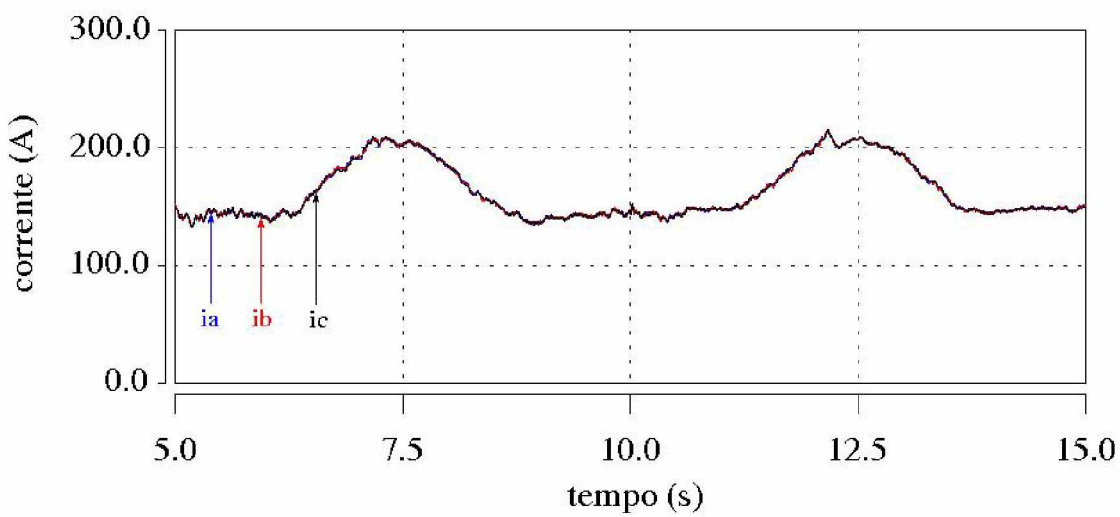


Figura 4.76 – Perfil *rms* das correntes nos terminais de saída do inversor de uma turbina da fazenda eólica – Caso 5

No ponto de acoplamento comum (PAC) as grandezas analisadas referem-se ao conjunto de turbinas que compõem todo o parque eólico. Como os aerogeradores são conectados em paralelo na saída do transformador elevador com o sistema de potência, a tensão é a mesma e a corrente total é a somatória das correntes das unidades de conversão eólicas individuais.

A figura 4.77 mostra os perfis das tensões *rms* no referido PAC. Nota-se que as tensões sofrem um pequeno acréscimo, além disso, no instante da contingência imposta, sofre uma pequena oscilação transitória. O valor dessas variáveis em questão é 13619 V antes da perda da carga e 13714 V após a contingência.

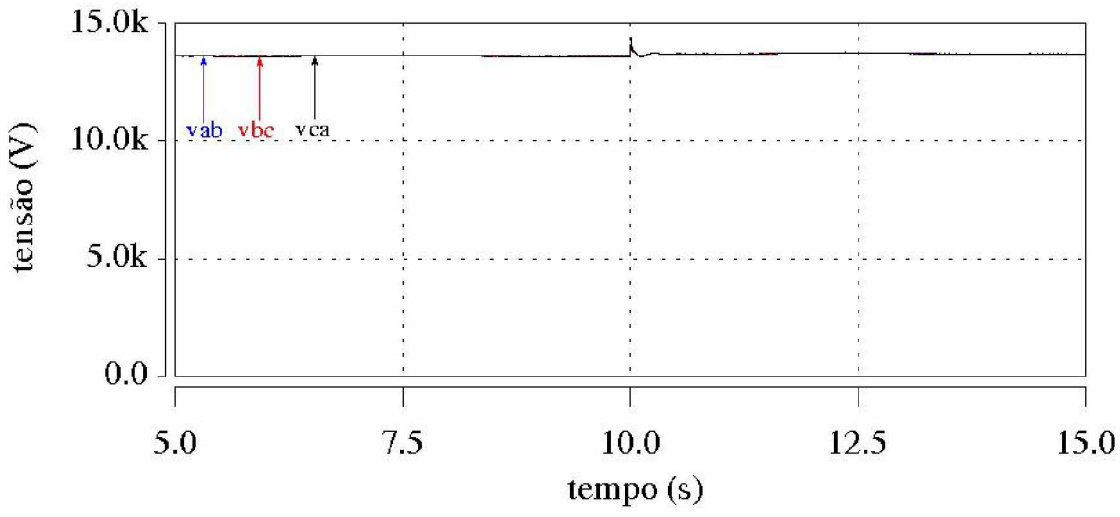


Figura 4.77 – Comportamento das tensões *rms* no PAC – Caso 5

A figura 4.78 ressalta o perfil *rms* das correntes no PAC. Conforme já comentado, estas grandezas mostram-se bastante sensíveis às variações do vento, pois estas têm reflexos direto sobre a potência aerodinâmica gerada e, conseqüentemente, nas correntes. Em particular, aponta-se para os instantes em torno de t = 7,5 s e t = 12,5 s, onde ocorrem os picos das rajadas e observam-se os valores mais significativos das correntes do PAC. É importante ressaltar que, a perda da carga pouco afeta a corrente injetada pelo parque eólico.

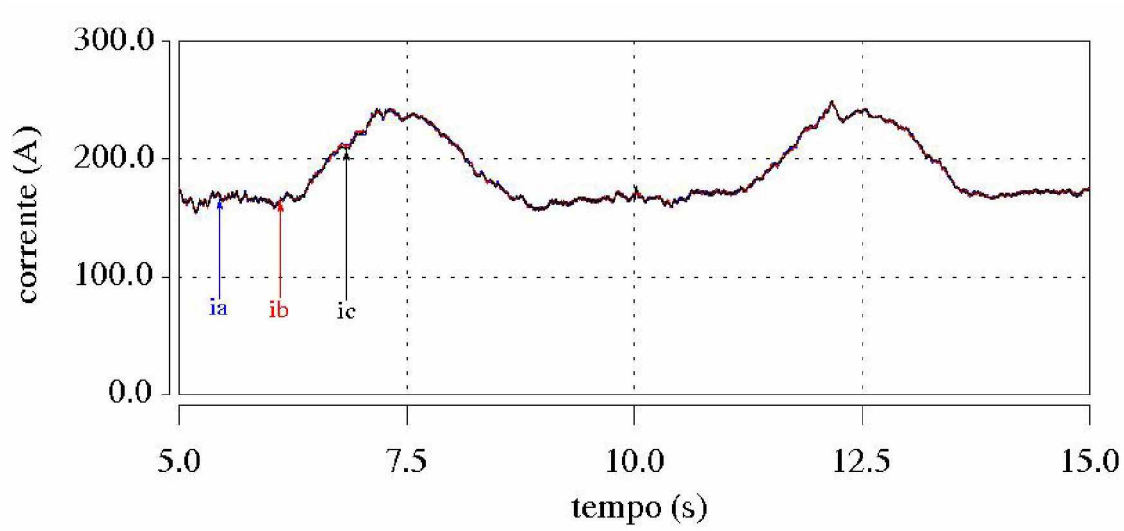


Figura 4.78 – Correntes *rms* injetadas pelo parque eólico no PAC – Caso 5

O comportamento das potências ativa e reativa fornecidas pelo parque eólico junto ao PAC está ilustrado na figura 4.79. Observa-se que com a diminuição do carregamento do sistema a potência ativa injetada pela fazenda eólica sofre uma ligeira queda em regime permanente. Os valores desta grandeza em questão em regime permanente, antes e depois da perda da carga do sistema, são: 3,6 MW e 3,2 MW, respectivamente. Já os valores máximos durante as turbulências do vento são: 5,4 MW e 4,7 MW.

Ainda analisando a figura 4.79 constata-se que com perda da carga, a central eólica consegue fornecer uma quantidade maior de potência reativa, o que explica a melhoria no nível de tensão do PAC. Este aumento na maior disponibilidade de potência reativa pode ser justificado pelo alívio proporcionado pela perda da carga e, conseqüentemente, de ativos fornecidos pelo parque eólico. Os valores de reativos injetados, em regime permanente, antes e depois da falta são: 0,8 Mvar e 2,2 Mvar, respectivamente. Além disso, destaca-se que os valores máximos atingidos por tal grandeza durante as rajadas de vento são: 1,8 Mvar e 3,4 Mvar.

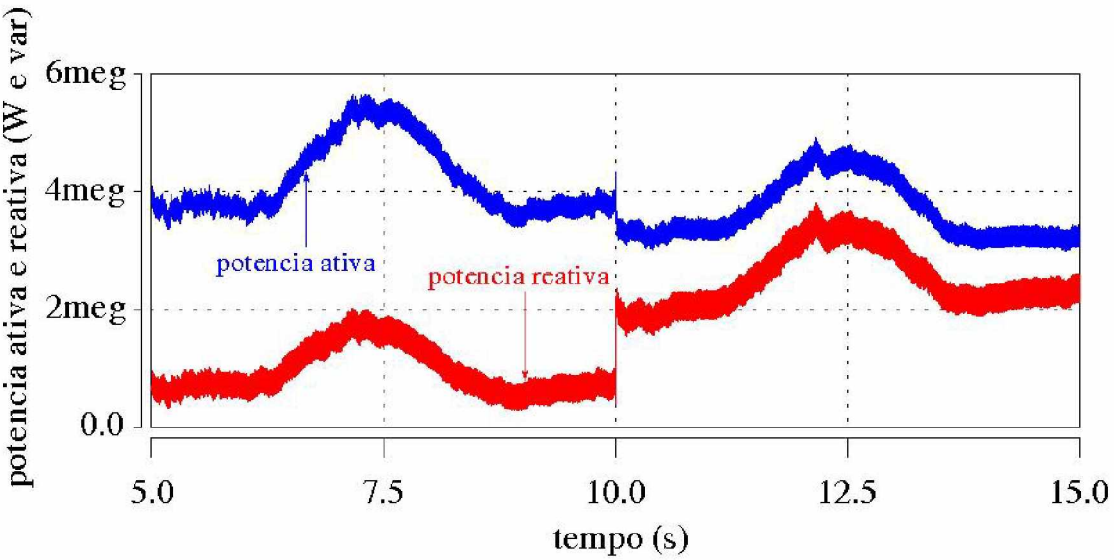


Figura 4.79 – Comportamento das potências ativa e reativa do parque eólico – Caso 5

O comportamento dos valores *rms* das tensões terminais do gerador 1 está mostrado na figura 4.80, onde se nota que o distúrbio provocado neste caso (perda de carga) praticamente não afeta estas grandezas durante a operação em regime permanece. Há apenas uma pequena oscilação transitória no instante da perda da carga.

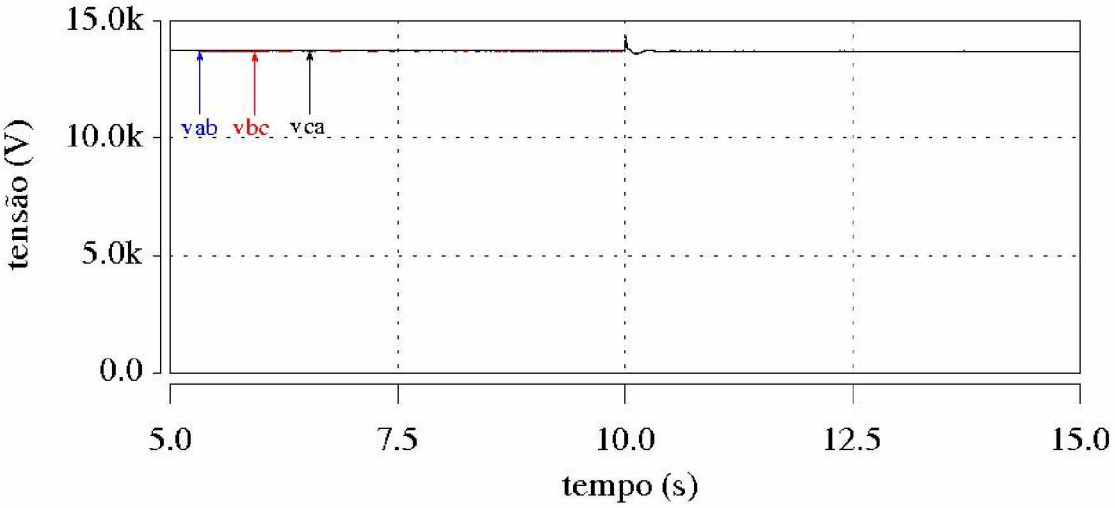


Figura 4.80 – Comportamento dos valores *rms* das tensões nos terminais de saída do gerador 1 – Caso 5

Visando mostrar que este distúrbio praticamente não afeta as tensões de saída dos geradores 1 e 2, exceto no instante da falta em t = 10 s, a figura 4.81 apresenta o perfil as tensões dos dois geradores, em pu, as quais permanecem praticamente em 1 pu.

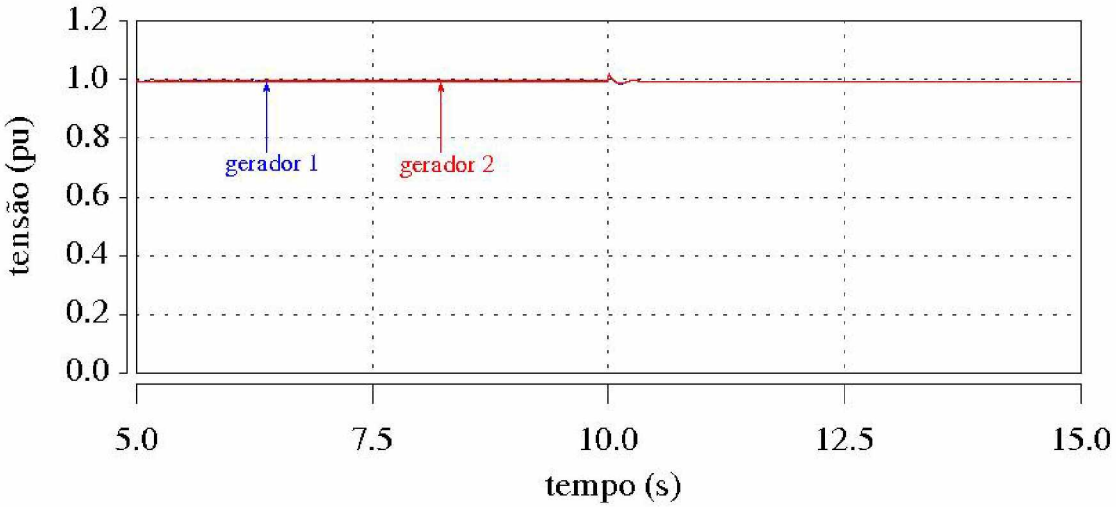


Figura 4.81 – Comportamento das tensões nas saídas dos geradores 1 e 2, em pu – Caso 5

As correntes correspondentes às tensões na saída do gerador 1 apresentadas anteriormente estão ilustradas na figura 4.82. Nota-se que as correntes caem de 330 A para 123 A após a perda de uma parcela da carga do sistema de potência, em regime permanente. Durante as rajadas de vento os valores dessas grandezas são 284 A (primeira rajada) e 101 A (segunda rajada).

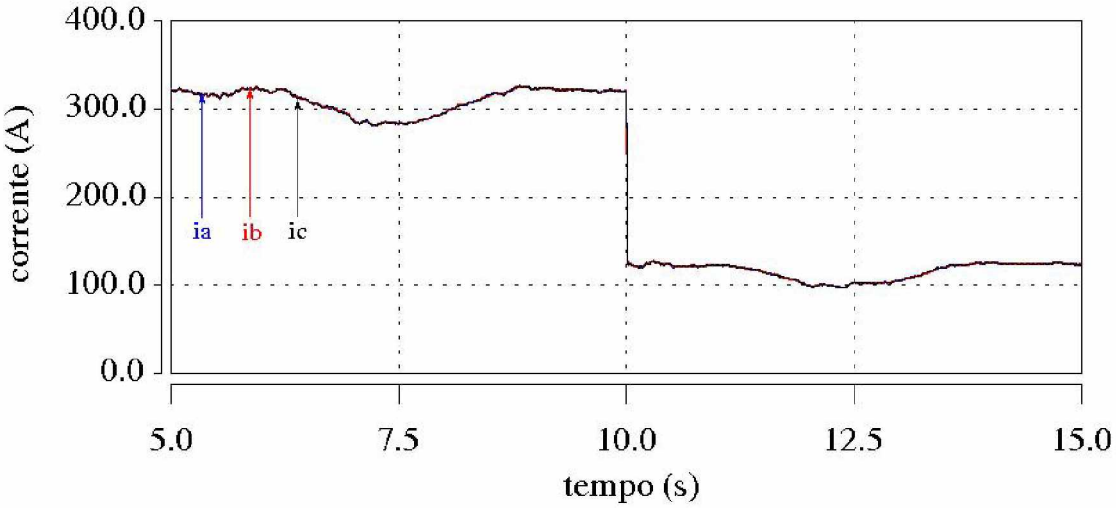


Figura 4.82 – Correntes *rms* nos terminais de saída do gerador 1 – Caso 5

A figura 4.83 apresenta o comportamento da potência ativa fornecida pelos dois geradores, os quais reduzem drasticamente o fornecimento de potência após a perda da carga 2, caindo de 7,1 MW para 2,9 MW em regime permanente. Esta figura ilustra claramente que, a potência ativa fornecida pela fazenda eólica é praticamente constante, pois a mesma

independe da carga visto que é uma forma de aproveitamento energético não despachável [110].

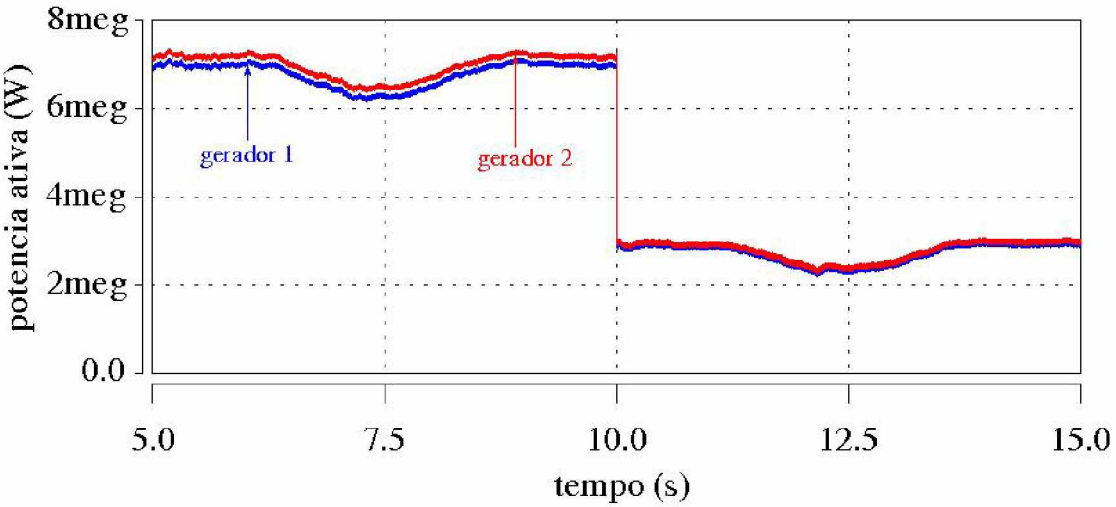


Figura 4.83 – Potência ativa fornecida pelos geradores 1 e 2 – Caso 5

A figura 4.84 ilustra o comportamento da potência reativa fornecida pelas unidades geradora 1 e 2 do sistema de potência. Nota-se que, com a maior injeção de reativos pelo parque eólico houve um acentuado decréscimo na potência reativa fornecida pelos geradores elétricos. A quantidade de reativos que é de aproximadamente 3,6 Mvar passa para 0,7 Mvar, após a perda da carga 2 para o gerador 2. Observa-se que o gerador 1 fornece uma quantidade menor mas apresenta uma queda no fornecimento similar ao gerador 2. Esta diminuição da potência reativa proporciona menores perdas, uma vez que os reativos são gerados pelos aerogeradores próximos às cargas.

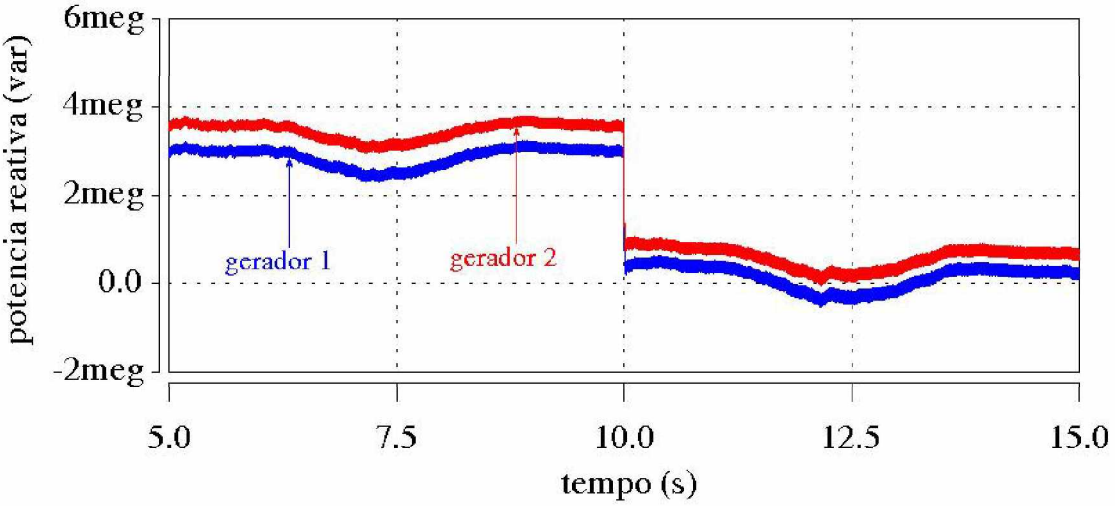


Figura 4.84 – Potência reativa fornecidas pelos geradores 1 e 2 – Caso 5

O efeito da perda de uma parcela da carga do sistema de potência permite uma melhoria nos níveis de tensão em todas as barra do sistema conforme está ilustrado na figura 4.85.

A figura 4.86 apresenta um maior detalhamento das tensões nas barras. Observa-se que, estas tensões apresentam valores em torno de 0.985 pu antes da falta imposta ao sistema (perda de carga) e atingem valores acima de 0,99 pu, após passarem por um período oscilatório devido a perda da carga no instante t = 10 s.

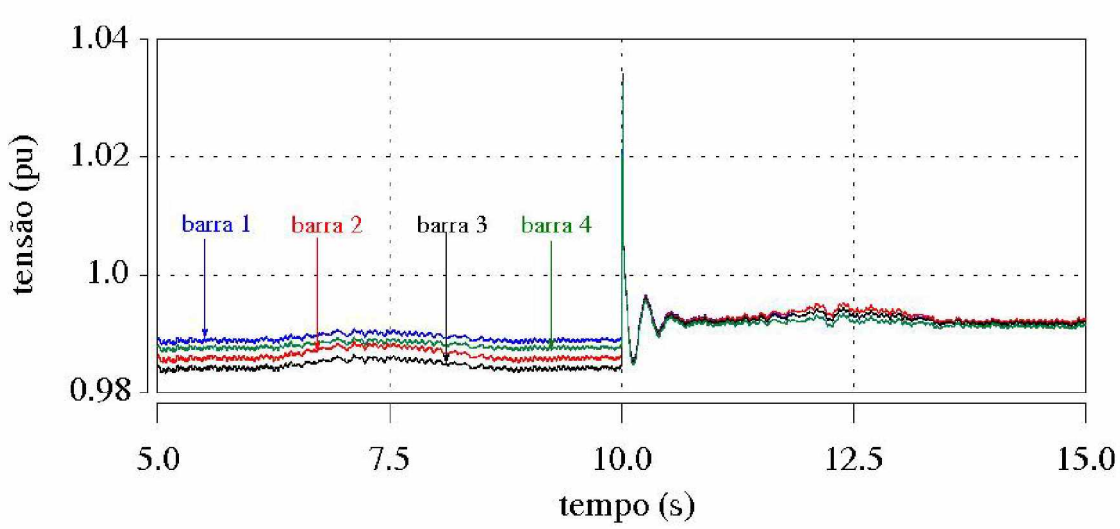


Figura 4.85 – Comportamento das tensões, em pu, nas quatro barras – Caso 5

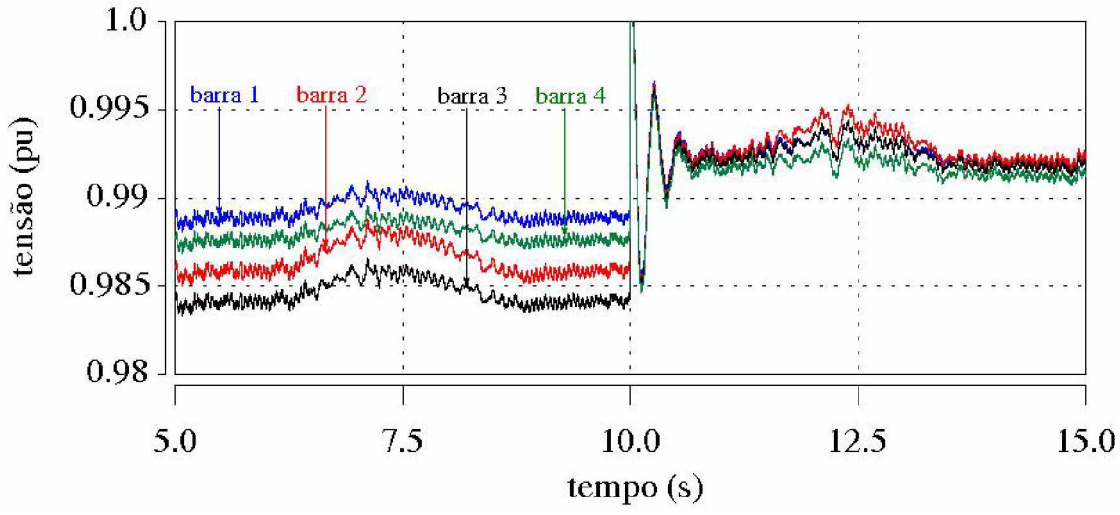


Figura 4.86 – *Zoom* das tensões nas quatro barras – Caso 5

A figura 4.87 ilustra como as freqüências nas quatro barras do sistema se comportam ao longo do tempo, para esta situação analisada. Pode-se constatar que estas sofrem picos instantâneos no instante da imposição da contingência por um período de tempo muitíssimo pequeno, o que não comprometeria a operação de um sistema. Além disso, pode-se observar

que as freqüências em todas as barras permanecem dentro de limites aceitáveis pelos órgãos competentes de acordo com o oscilograma apresentado na figura 4.88, o qual mostra em detalhes as freqüências nas barras.

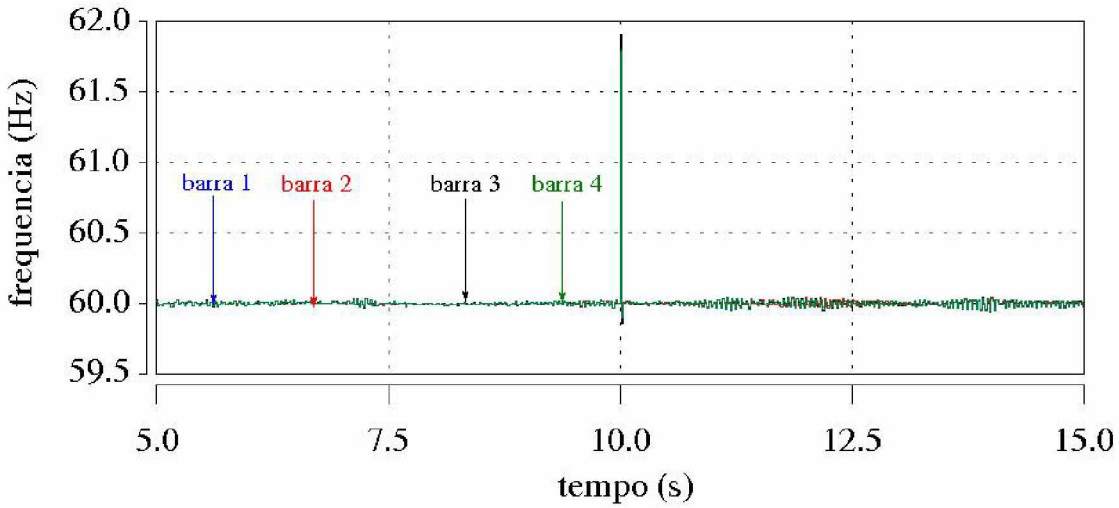


Figura 4.87 – Comportamento das freqüências nas quatro barras – Caso 5

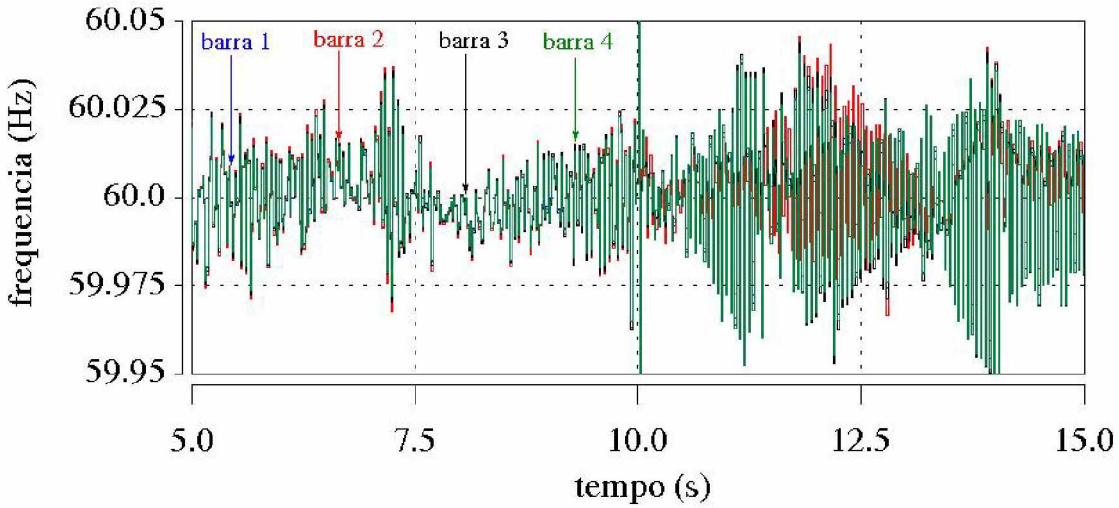


Figura 4.88 – *Zoom* das freqüências nas quatro barras – Caso 5

4.4.6 Caso 6: Sistema Submetido à Perda de Geração, com a Presença do Parque Eólico e Vento com Turbulências

O presente caso objetiva avaliar o comportamento do sistema eólico e também do sistema de potência, sendo que o WECS está submetido à uma condição de vento apresentando turbulências do tipo rajada e o sistema de potência sujeito à perda de uma

parcela da geração. Para representar esta situação no instante t = 10 s, o gerador 2, de acordo a representação esquemática ilustrada na figura 4.1, é desconectado do sistema.

Pretende-se assim avaliar o desempenho dos diversos módulos que compõem o WECS, notadamente os controles das potências aerodinâmicas, elétricas e as tensões e correntes em diversos pontos, perante essa condição de vento e também para este tipo de falta no sistema elétrico.

A figura 4.89 mostra o sinal de vento gerado e aplicado à turbina eólica. Nota-se que o mesmo apresenta, além da componente base igual a 8 m/s e do ruído, também as rajadas de vento, consistindo no sinal utilizado nos últimos casos abordados.

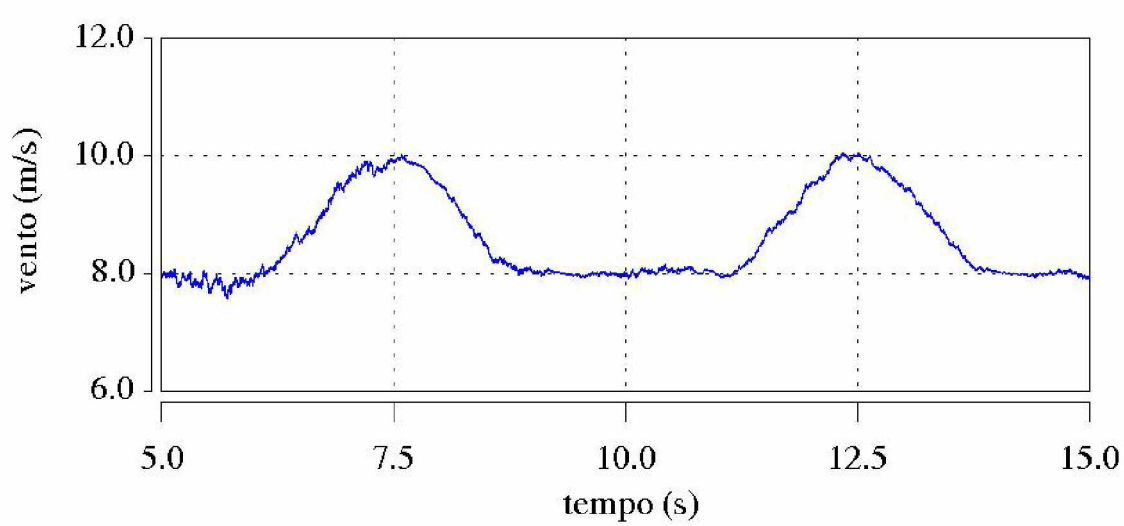


Figura 4.89 – Velocidade do vento incidente nas pás das turbinas eólicas – Caso 6

A figura 4.90 destaca a velocidade mecânica do eixo do rotor e do próprio gerador sob a ação do vento aplicado. Nota-se, que devido às perturbações introduzidas pelo vento, a velocidade do eixo também sofre variações significativas. Ainda, pode-se observar uma ligeira mudança no valor de regime permanente após a perda da unidade geradora em questão, passando de 3,5 rad/s para 3,3 rad/s.

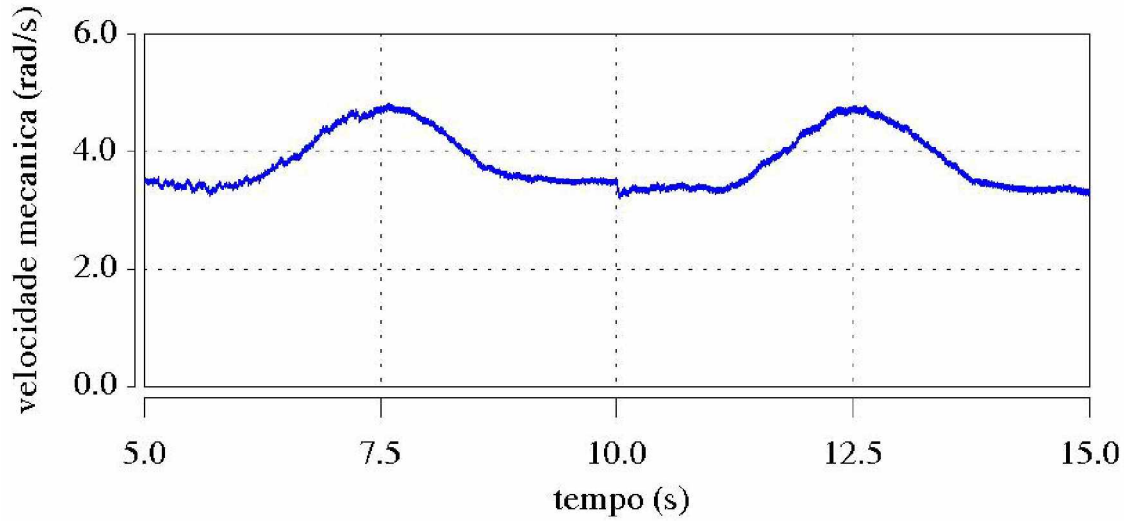


Figura 4.90 – Velocidade mecânica do eixo – Caso 6

O comportamento do coeficiente de potência C_p, ou eficiência de uma turbina do parque eólico, está indicado na Figura 4.91. Esta variável é mantida num valor aproximado de 0,38, fora dos períodos das rajadas de grandes turbulências, o qual é condizente com a realidade de turbinas eólicas que empregam esta topologia. Vale ressaltar que, no instante t = 10 s, com a diminuição da velocidade mecânica apresentada anteriormente, a variável C_p sofre um incremento passando a operar com um valor em torno de 0,4, em regime permanente.

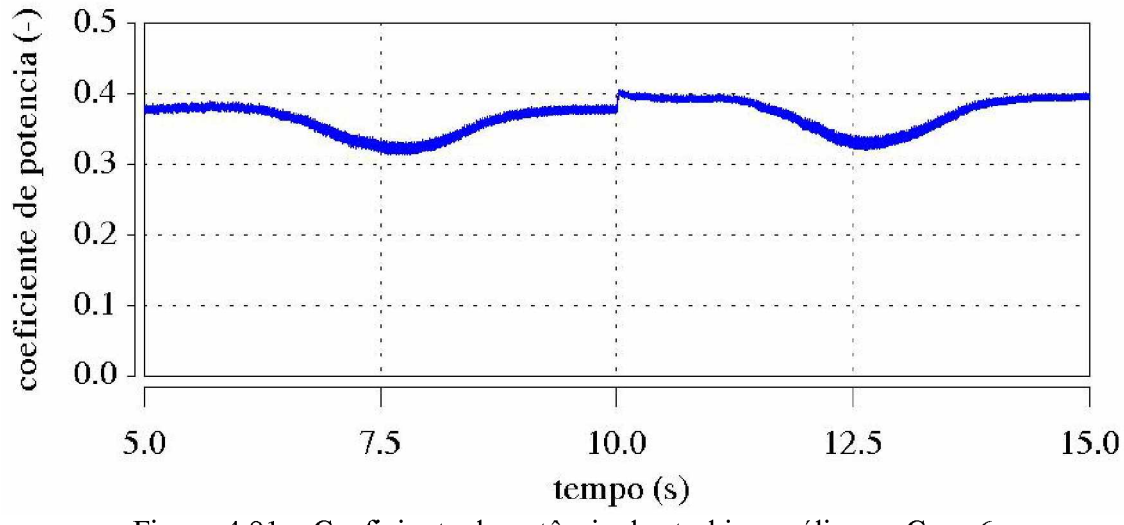


Figura 4.91 – Coeficiente de potência das turbinas eólicas – Caso 6

A potência aerodinâmica extraída do vento por uma turbina eólica e que é aplicada ao eixo do seu gerador síncrono está ilustrada na figura 4.92. Nota-se que esta grandeza experimenta um incremento após a falta sob foco, uma vez que esta variável é dependente do

coeficiente de potência apresentado na figura 4.91, de acordo com a modelagem matemática detalhada no capítulo 3.

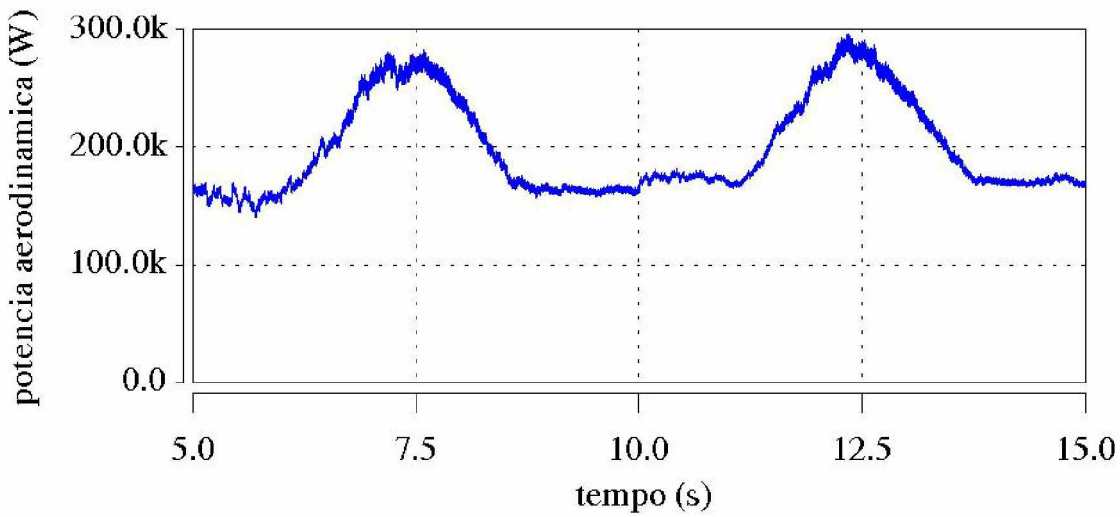


Figura 4.92 – Comportamento da potência aerodinâmica de uma única turbina – Caso 6

A figura 4.93 mostra as tensões *rms* nos terminais de saída do gerador elétrico de um aerogerador. O comportamento antes da perda do gerador 2 apresenta as mesmas características daquelas comentadas nos casos precedentes. A diferença reside na pequena queda do valor dessas tensões com a contingência imposta ao sistema de potência, passando de 460 V para 434 V, para a operação em regime.

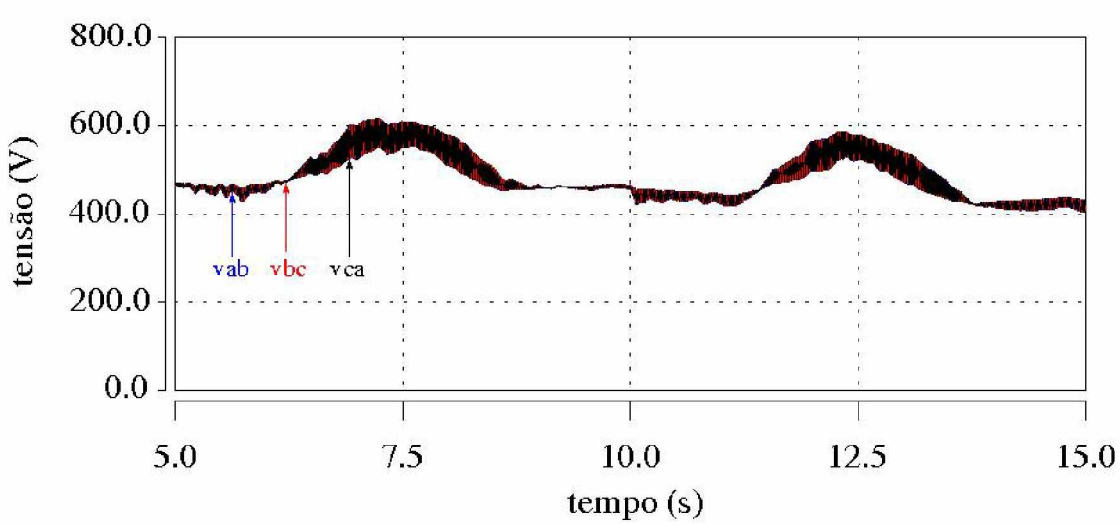


Figura 4.93 – Tensões *rms* nos terminais de saída de um gerador elétrico – Caso 6

A figura 4.94 apresenta o perfil *rms* das correntes nos terminais de um gerador síncrono da turbina eólica. Ressalta-se que contrariamente às tensões, as correntes sofrem um

acréscimo após a perda do gerador 2, atingindo aproximadamente 227 A, a partir de um valor pré-falta de 202 A.

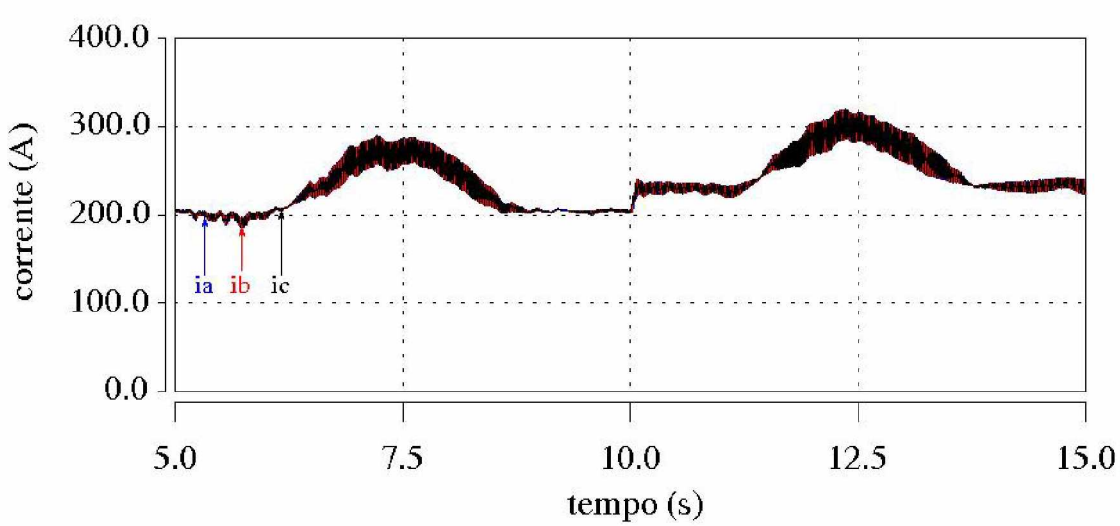


Figura 4.94 – Perfil *rms* das correntes nos terminais de saída de um gerador síncrono de uma turbina eólica – Caso 6

O perfil *rms* das tensões trifásicas nos terminais de saída de um inversor de um aerogerador está mostrado na figura 4.95. Como já evidenciado nos casos anteriores, as tensões na saída do inversor não são afetadas pelas variações na fonte primária de energia, mas pelo falta imposta ao sistema de potência esta grandeza diminui seu valor de aproximadamente 395 V para 387 V.

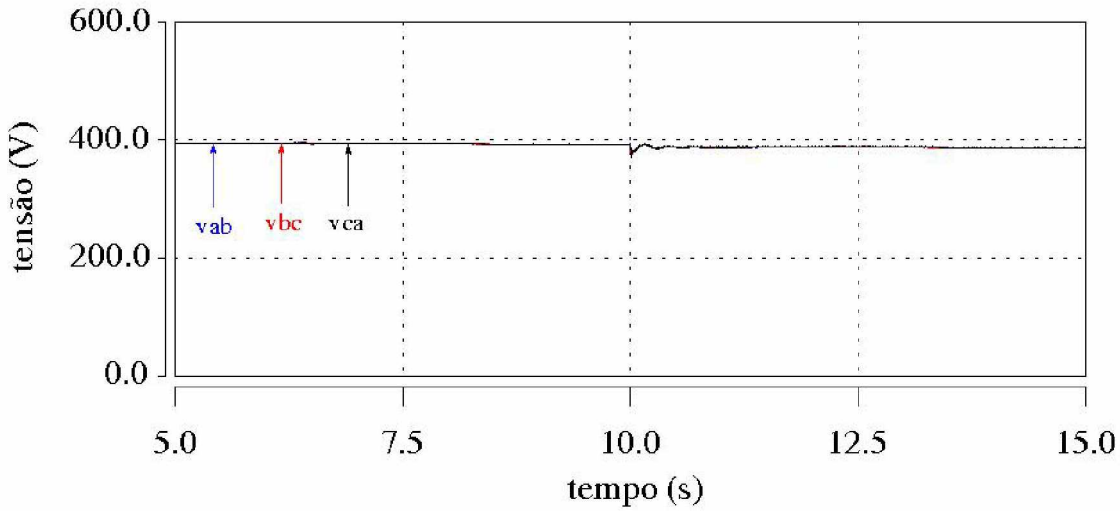


Figura 4.95 – Comportamento dos valores eficazes das tensões trifásicas nos terminais de saída de um inversor – Caso 6

Complementarmente, a figura 4.96 indica o perfil das correntes eficazes nos terminais de saída do inversor. Nota-se um acréscimo das correntes injetadas pela turbina eólica, passando de 142 A para 148 A, em regime permanente. Os valores destas correntes, durante as rajadas de vento, já foram apresentados em outras oportunidades, como as amplitudes das rajadas são as mesmas, os valores de pico também não se alteram.

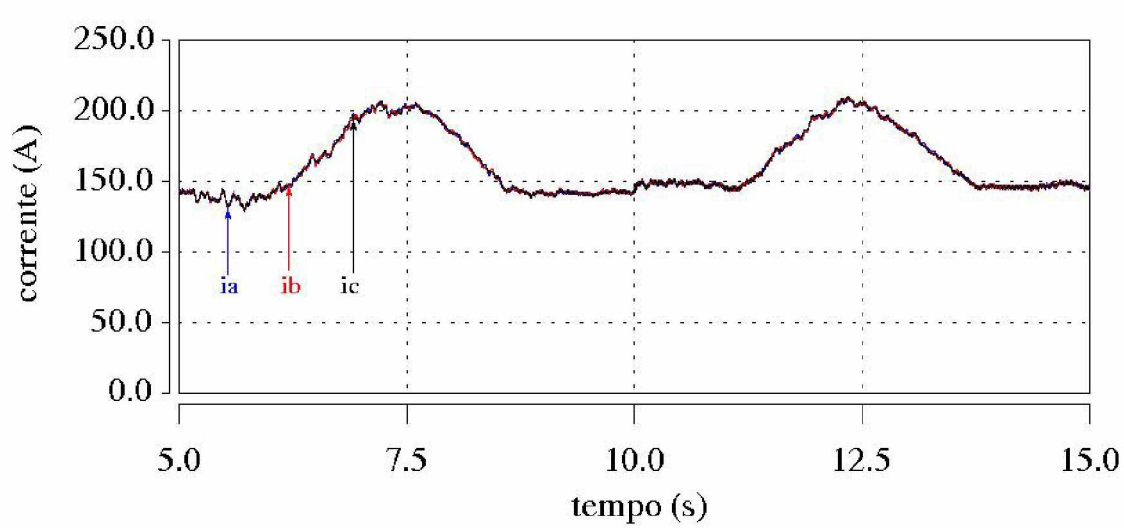


Figura 4.96 – Perfil *rms* das correntes nos terminais de saída do inversor de uma turbina eólica – Caso 6

O perfil *rms* das tensões de linha no ponto de acoplamento comum (PAC) é indicado na figura 4.97. O valor dessas grandezas passa de aproximadamente 13610 V, antes da perda da geração em questão, para 13420 V após a falta, isto é, uma queda de 1,4%.

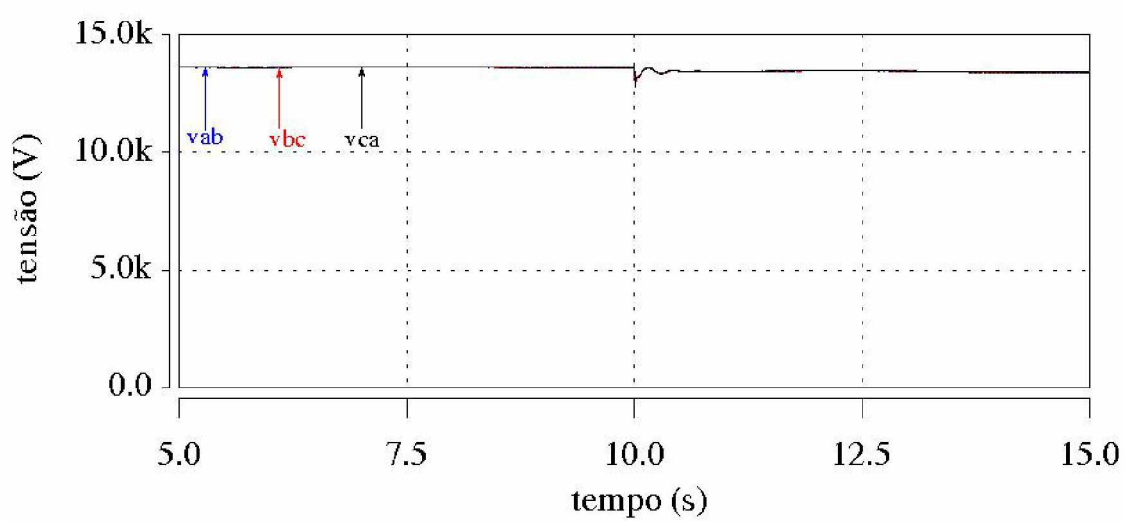


Figura 4.97 – Perfil *rms* das tensões no PAC – Caso 6

O perfil *rms* das correntes geradas pelo parque eólico, correspondentes às tensões no PAC ilustradas anteriormente, está mostrado na figura 4.98. Esta figura permite constatar que tais grandezas apresentam um acréscimo em regime permanente após a perda do gerador 2 no instante t = 10 s, passando de 165 A para 170 A. Ressalta-se mais um vez que, os transitórios devido às turbulências do vento já foram amplamente discutidos.

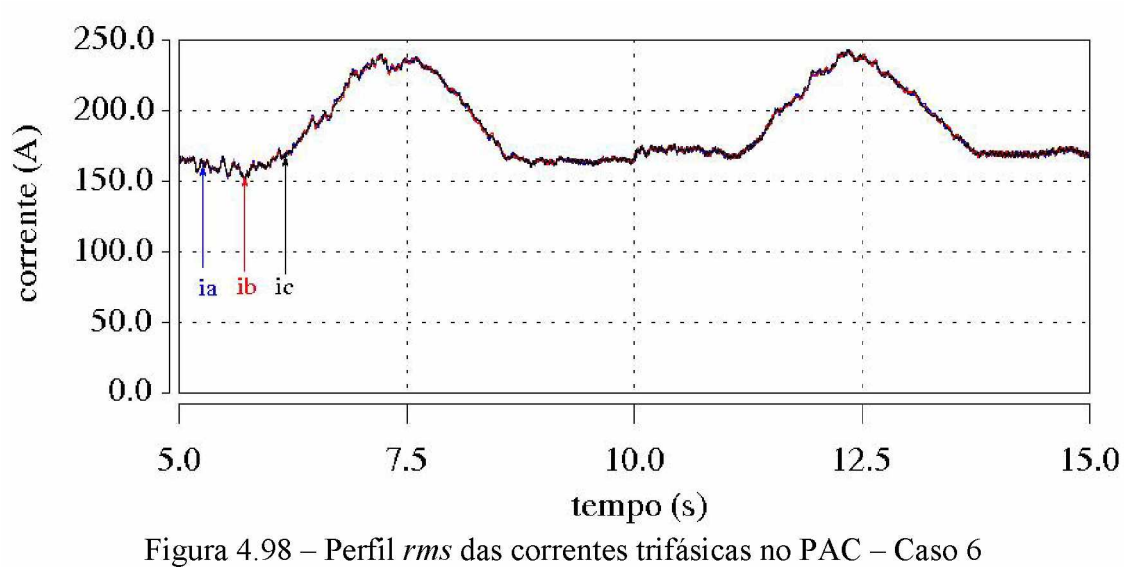


Figura 4.98 – Perfil *rms* das correntes trifásicas no PAC – Caso 6

A figura 4.99 exibe as curvas das potências ativa e reativa do parque eólico junto ao PAC. Analisando tal figura, observa-se que, a quantidade de ativos fornecido pela central eólica aumenta ligeiramente após a perda da unidade geradora 2, passando de um patamar de 3,6 MW para 3,9 MW. Mas em compensação, ao injetar uma quantidade maior de potência ativa o parque eólico não consegue mais fornecer reativos para o sistema e melhorar o perfil de tensão do PAC. Pelo contrário, ele passa a consumir potência reativa (sinal negativo). Antes da contingência imposta ao sistema, a central eólica fornecia 0,8 Mvar, mas após a falta esta passa a consumir 1,0 Mvar, justificando assim a queda de tensão do PAC ilustrada anteriormente.

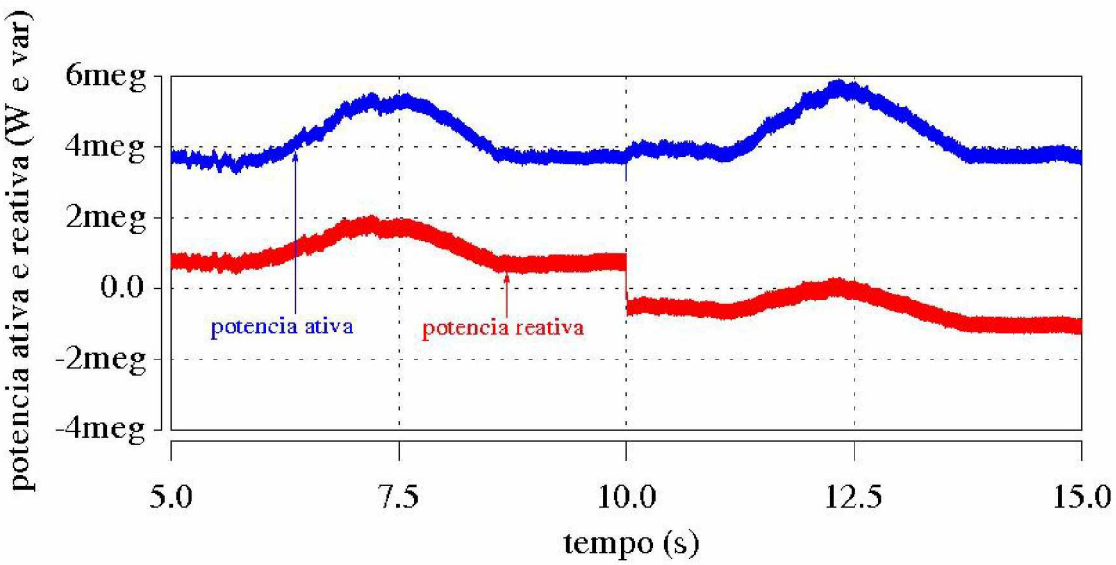


Figura 4.99 – Comportamento das potências ativa e reativa do parque eólico – Caso 6

A figura 4.100 apresenta o comportamento das tensões *rms* nos terminais de saída do gerador 1. Pode-se constatar que, a falta no sistema de potência não altera o nível de tensão na saída do gerador em questão, na operação em regime permanente, apenas no instante da imposição da falha as tensões oscilam transitoriamente.

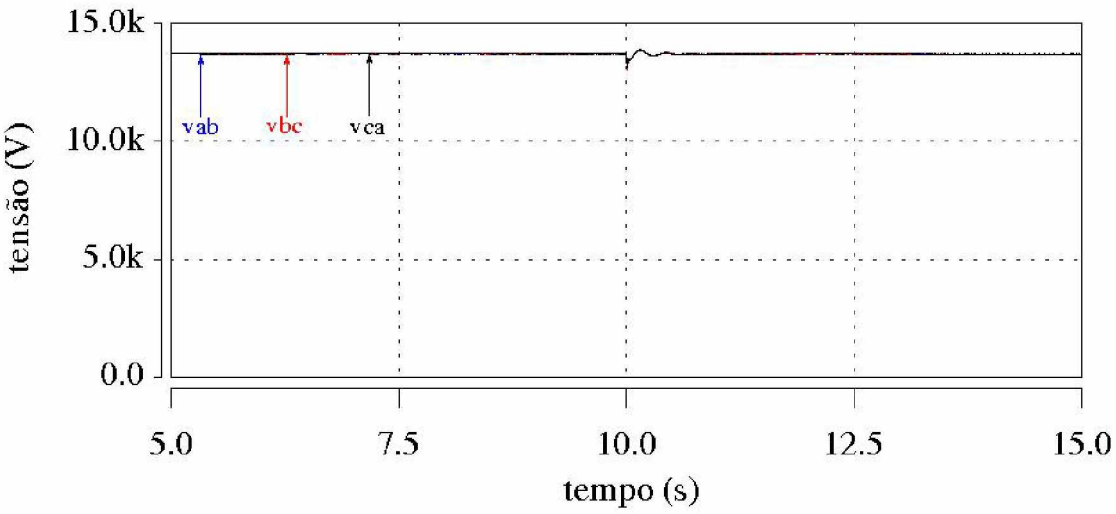


Figura 4.100 – Comportamento das tensões eficazes nos terminais de saída do gerador 1 – Caso 6

De maneira complementar, é apresentado na figura 4.101 o perfil das tensões nos terminais dos dois geradores, em pu. Pode-se observar que as tensões permanecem constantes em praticamente 1 pu, condizentes com esta situação. Vale ressaltar que, o gerador é desconectado do sistema no instante t = 10 s, passando a operar a vazio.

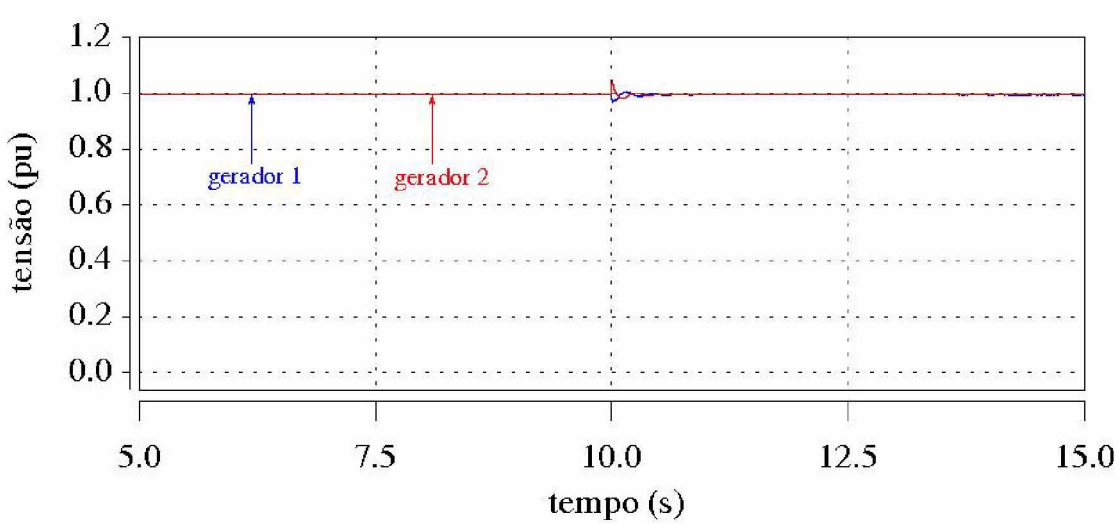


Figura 4.101 – Perfil das tensões nos terminais de saídas dos geradores 1 e 2, em pu – caso 6

A figura 4.102 mostra o comportamento das correntes *rms* na saída do gerador 1. Com a nova configuração do sistema de potência, o gerador 1 assume toda a carga juntamente com o parque eólico, conseqüentemente, as correntes ilustradas sofrem um elevado acréscimo devido ao aumento do carregamento do gerador remanescente, passando de 320 A para 677 A, após a perda do gerador 2, isto para a condição de operação em regime permanente, ou seja, sem a presença de turbulências no vento.

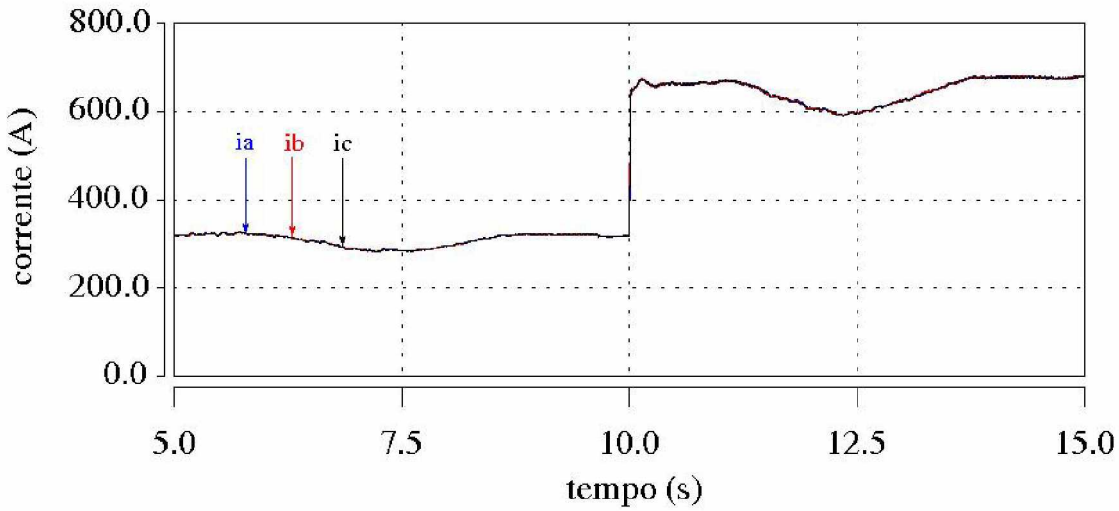


Figura 4.102 – Perfil *rms* das correntes nos terminais de saída do gerador 1 – Caso 6

A potência ativa fornecida pelos geradores 1 e 2 do sistema de potência está mostrada figura 4.103. Nota-se que, a potência fornecida pelo gerador 1 aumenta consideravelmente com a nova configuração, passando de aproximadamente 7,0 MW para 13,7 MW, isto considerando o vento sem turbulência, ou seja, durante a operação em regime permanente.

Obviamente, o gerador 2 que gerava 7,2 MW, com a desconexão do sistema no instante t = 10 s deixa de contribuir no fornecimento para o sistema de potência.

Na seqüência, os fluxos de potência reativa dos geradores 1 e 2 estão ilustrados na figura 4.104. Pode-se observar um comportamento da potência reativa similar à potência ativa. Além disso, destaca-se o elevado incremento no reativo fornecido pelo gerador 1, passando de 2,9 Mvar para 8,5 Mvar, com a perda de uma parcela da geração. Isto se deve ao fato que este gerador passa a ser responsável pela geração de toda potência reativa consumida pelo sistema de potência, uma vez que o parque eólico deixa de fornecer e passa a consumir, conforme discutido anteriormente.

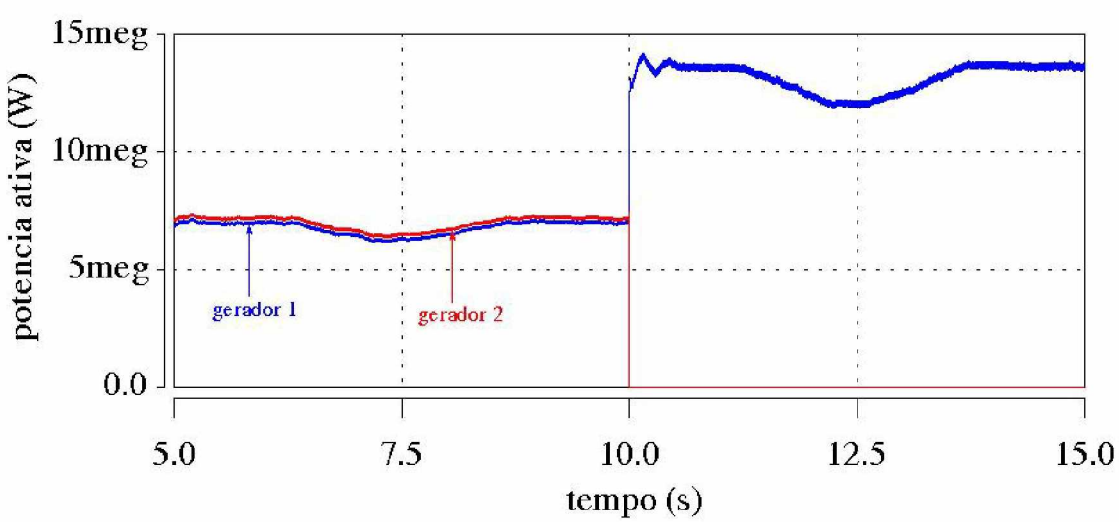


Figura 4.103 – Potências ativas fornecidas pelos geradores elétricos 1 e 2 – Caso 6

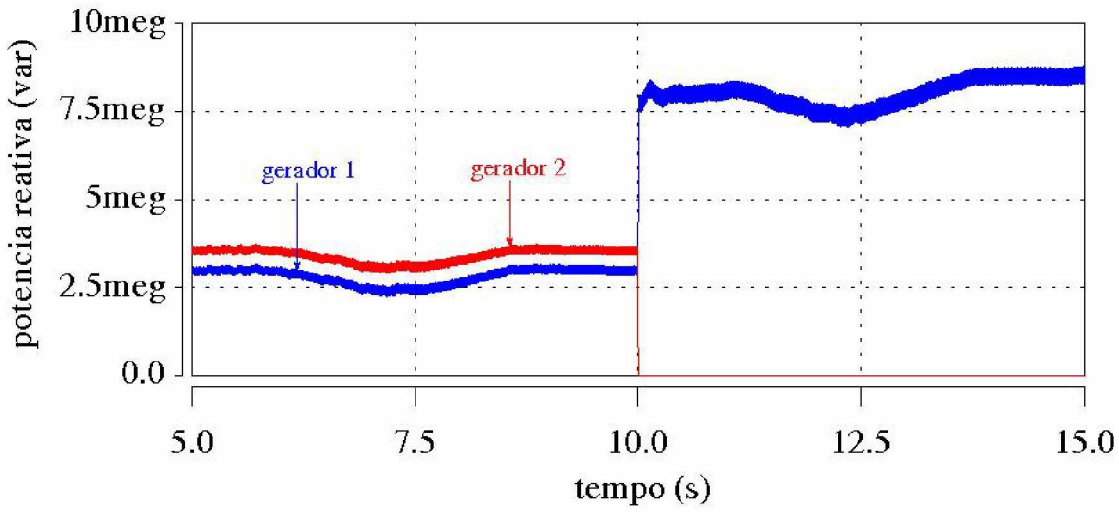


Figura 4.104 – Potências reativas fornecidas pelos geradores síncronos 1 e 2 – Caso 6

A figura 4.105 ilustra o comportamento das tensões de linha nas quatro barras do sistema, em pu. Pode-se observar que, com a perda do gerador 2 há uma diminuição das tensões em todas as barras. Isso ocorre devido ao distúrbio e à nova condição operacional da central eólica que passa a consumir reativos, conseqüentemente, aumentando os fluxos de potência reativa nas linhas provocando aumento das quedas de tensões. Mas ressalta-se que, mesmo nesta nova condição de operação as tensões em todas as barras permanecem dentro de limites aceitáveis pelos órgãos reguladores nacionais uma vez que o menor valor de tensão em regime permanente ficou em torno de 0,97 pu na barra 3.

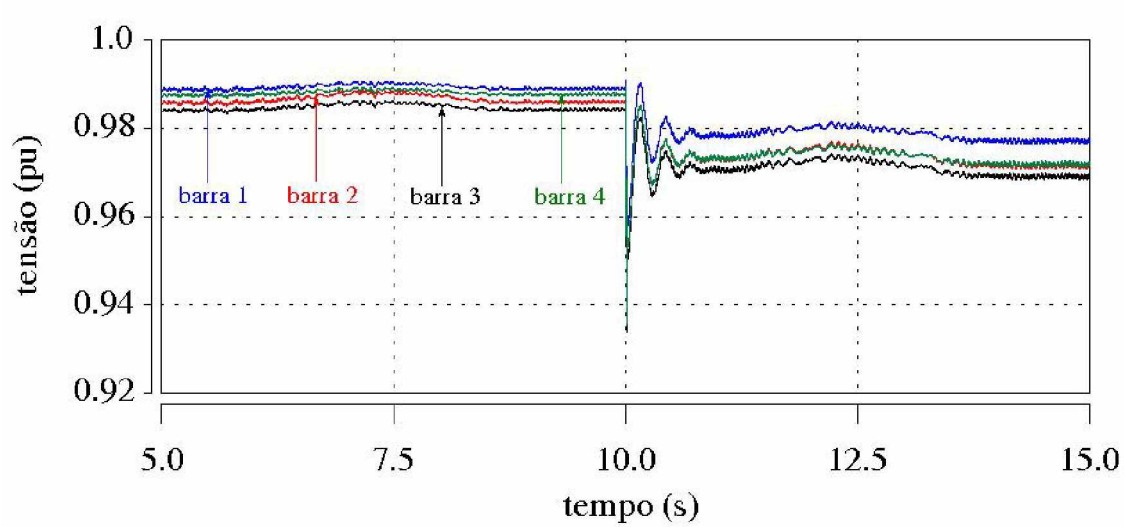


Figura 4.105 – Comportamento das tensões de linha, em pu, nas quatro barras – Caso 6

O comportamento da freqüência em todas as barras do sistema está apresentado na figura 4.106, onde se constata que esta grandeza não sofre variações significativas devido à contingência imposta ao sistema, exceto por um período de tempo muito pequeno logo após a perda da unidade geradora 2 no instante t = 10 s. Mas devido à curta duração dessa queda de freqüência nas barras e valor atingindo (59,2 Hz), provavelmente não provocaria nenhum dano ao funcionamento normal do sistema. Observa-se que este tempo é inferior ao tempo de atuação dos dispositivos de proteção. Complementarmente, a figura 4.107 exibe um detalhamento das freqüências nas barras.

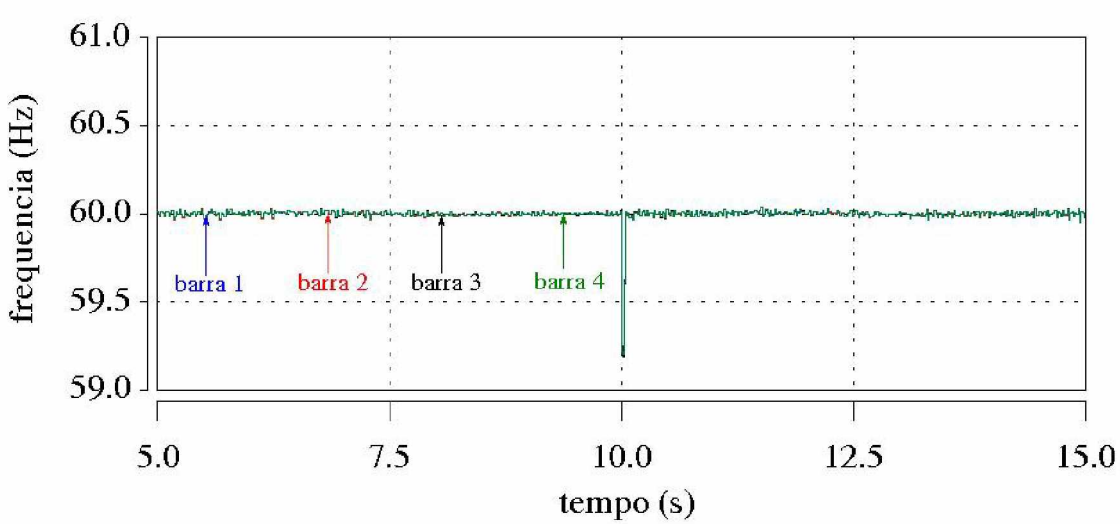


Figura 4.106 – Comportamento das freqüências nas quatro barras – Caso 6

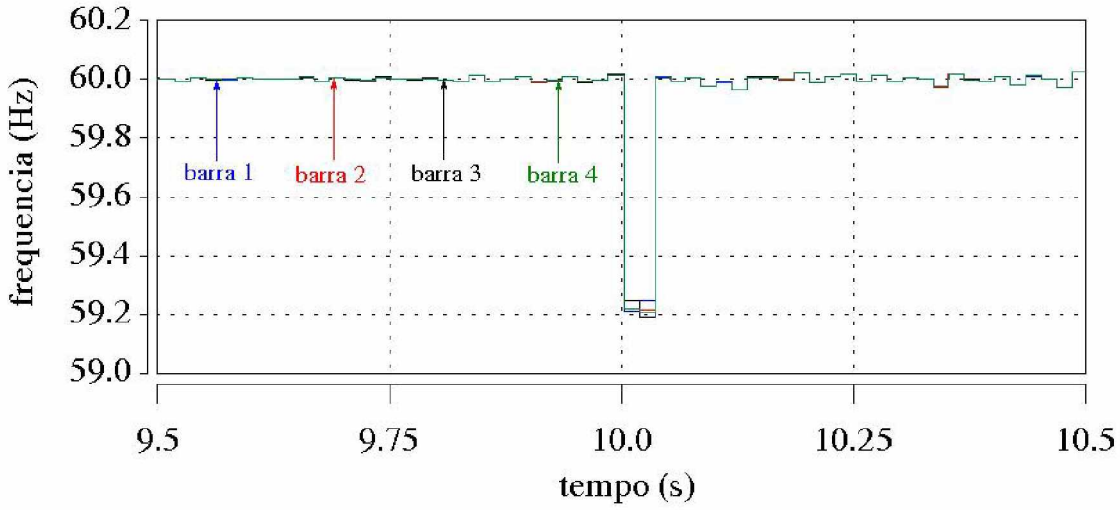


Figura 4.107 – *Zoom* das freqüências nas quatro barras – Caso 6

4.4.7 Caso 7: Sistema Operando sob Condições Normais, com a Presença do Parque Eólico e Vento com uma Elevada Turbulência do Tipo Rampa

O presente caso visa apresentar, principalmente, a atuação do controle de potência implementado, em consonância com a topologia em questão, a qual utiliza o controle do ângulo de passo, também denominado de *Pitch Control*. Para a realização do estudo proposto nesta análise, manteve-se o sistema elétrico operando sob condições normais, com a presença do parque eólico e uma condição de vento que ultrapassa a velocidade nominal. Para tanto,

impôs-se uma rampa com amplitude máxima de 12 m/s com a duração 5 s (iniciando em t = 7,5 s e finalizando em t = 12,5 s).

A figura 4.108 mostra o sinal de vento gerado e aplicado às turbinas eólicas do parque. Nota-se que o mesmo apresenta inicialmente a componente base igual a 8 m/s até o instante t = 7,5 s. A partir desse momento, o vento sofre uma turbulência do tipo rampa até o instante t = 12,5 s, atingindo a magnitude de 20 m/s e permanece neste valor o restante do tempo da investigação. Pode-se observar que, a componente ruído está presente continuamente no sinal de vento.

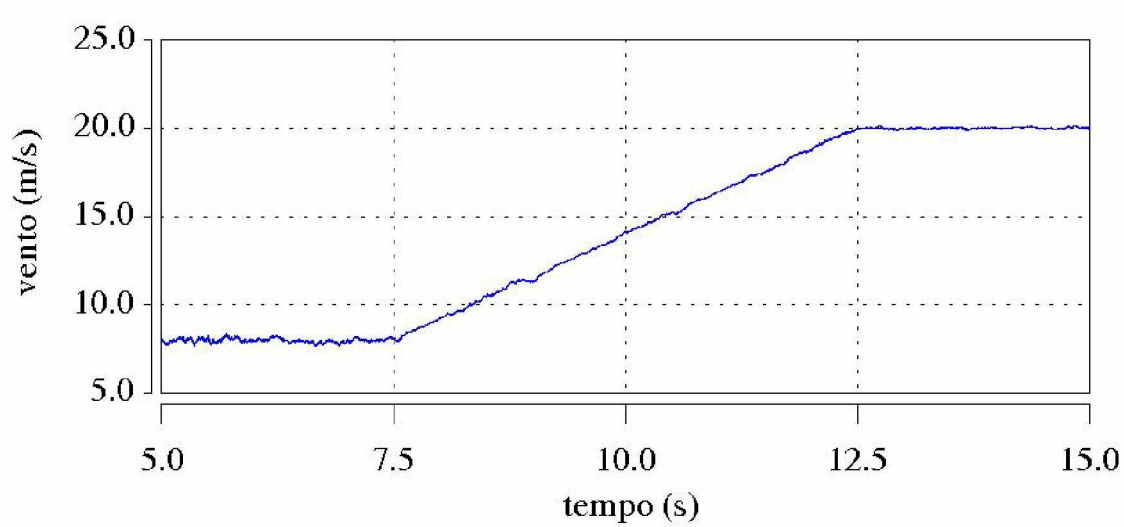


Figura 4.108 – Velocidade do vento incidente nas pás das turbinas eólicas – Caso 7

O comportamento do coeficiente de potência C_p de uma turbina do parque eólico, está indicado na Figura 4.109. Nota-se que esta grandeza mantém-se num valor próximo a 0,40, até o instante t = 9 s, aproximadamente. Desse ponto em diante, com o acréscimo da energia disponível pela rampa de vento, há um aumento da velocidade, o que provoca o decréscimo do rendimento da turbina. Esta variável atinge um novo valor de regime inferior a 0,1, a partir do instante t = 12,5 s, quando o vento permanece constante em 20 m/s.

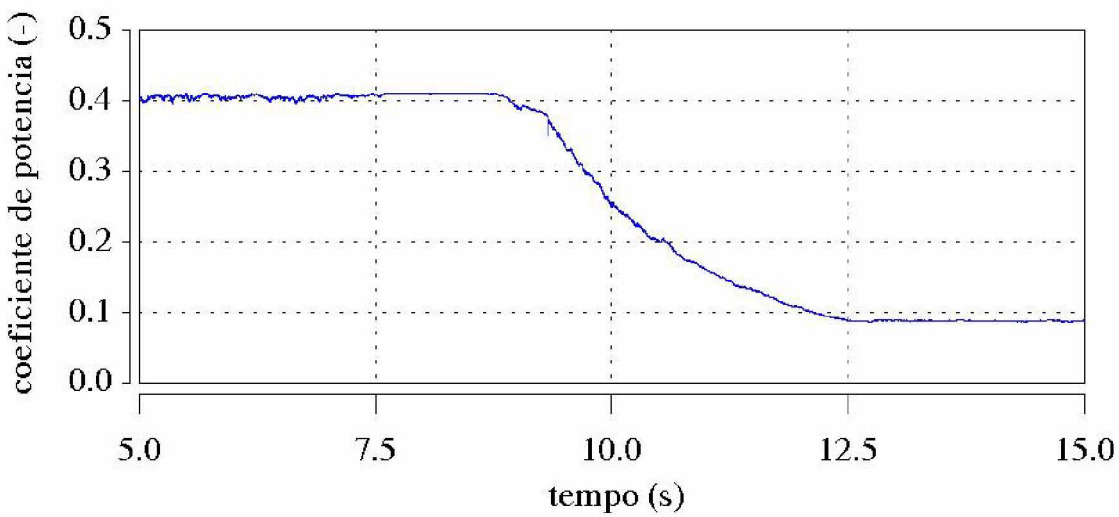


Figura 4.109 – Coeficiente de potência das turbinas eólicas – Caso 7

A potência aerodinâmica extraída do vento por uma turbina eólica e que é aplicada ao eixo do seu respectivo gerador síncrono está ilustrada na figura 4.110. Nota-se que esta grandeza permanece em torno 175 kW, até o instante t = 7,5 s. A partir desse ponto sofre um acentuado incremento devido à turbulência do vento até o instante próximo a t = 9 s, visto que esta potência varia proporcionalmente com o cubo da velocidade do vento. Ainda é possível observar que, no instante em torno de 9 s, a potência aerodinâmica atinge o valor nominal da turbina que é de 600 kW e permanece neste patamar o restante do tempo de análise. Neste instante (9 s) a velocidade do vento alcança o valor nominal, aproximadamente 12 m/s de acordo com a figura 4.108, consequentemente inicia-se a atuação do sistema de controle da potência (*pitch control*), que mantém a potência constante. Visando uma melhor compreensão, a figura 4.111 mostra a referida potência aerodinâmica em pu.

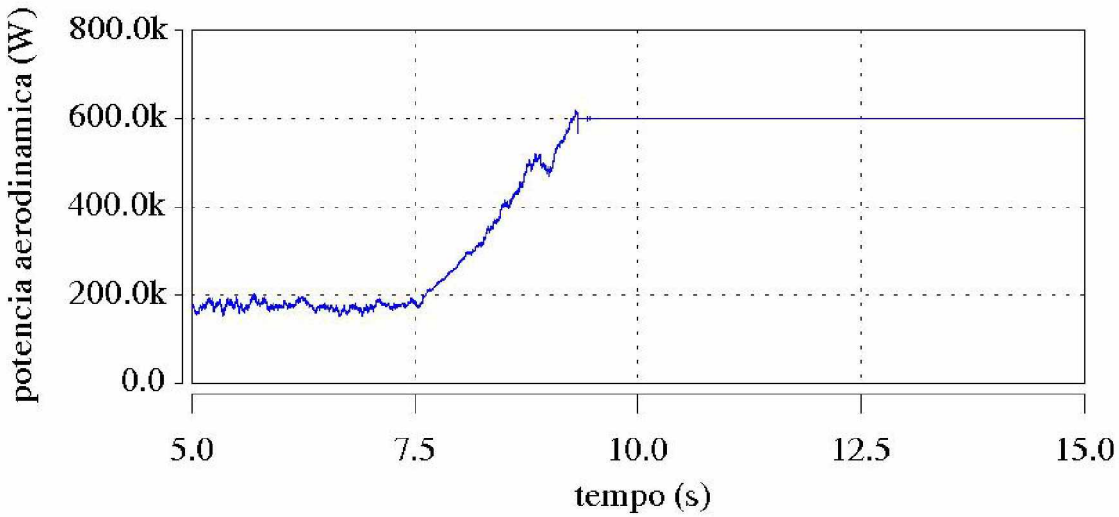


Figura 4.110 – Comportamento da potência aerodinâmica de uma única turbina – Caso 7

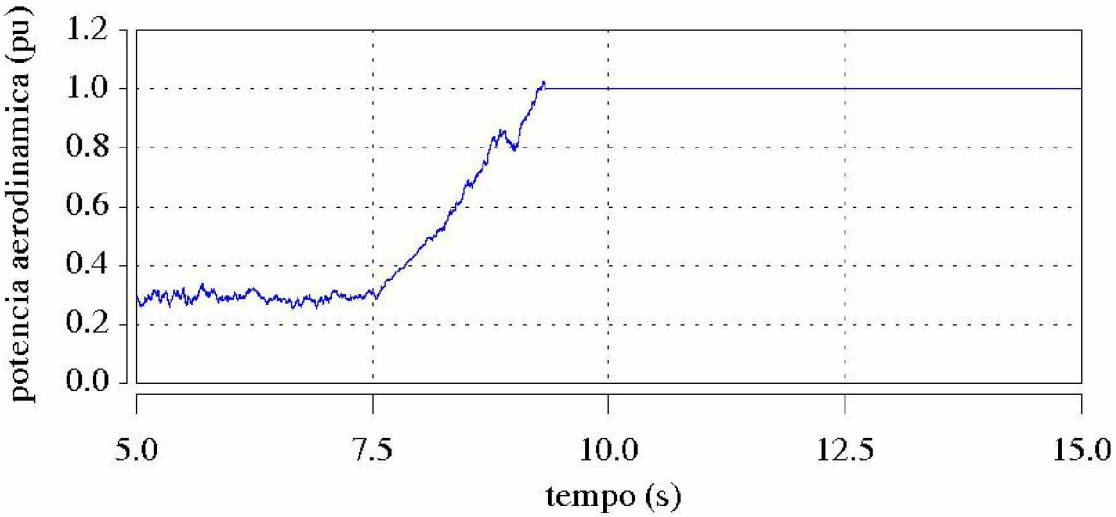


Figura 4.111 – Potência aerodinâmica de uma turbina, em pu – Caso 7

A figura 4.112 mostra o comportamento da variável denominada ângulo de passo β. Conforme já antecipado, o sistema de controle entra em operação quando a velocidade do vento atinge a velocidade nominal, adotada neste trabalho como 12 m/s. Nota-se que o sistema controle fica inoperante até o instante t = 9 s, ou seja, o valor do ângulo de passo permanece em zero. A partir desse ponto, o controle começa atuar, fazendo com que o ângulo de passo cresça até o instante t = 12, 5 s, de modo que a potência aerodinâmica permaneça constante, de acordo com a descrição teórica do Capítulo 3, e comprovado pelos oscilogramas anteriores. Com o término da rampa de vento, o vento se fixa 20 m/s, fazendo com que o ângulo de passo diminua suavemente, uma vez que não há aceleração do rotor eólico.

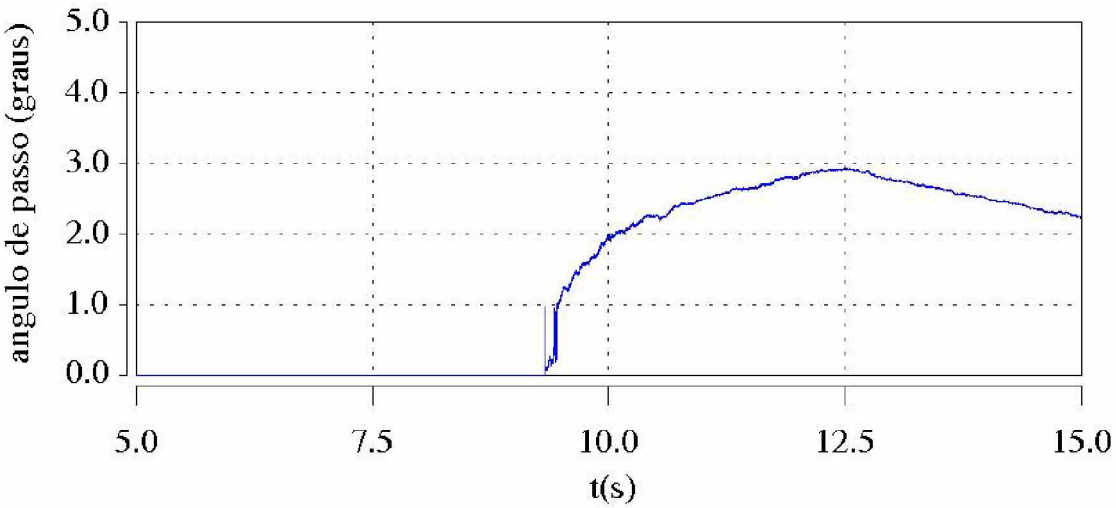


Figura 4.112 – Comportamento do ângulo de passo de uma turbina eólica – Caso 7

4.5 SÍNTESE DOS RESULTADOS

Este item destina-se à consolidação dos resultados apresentados ao longo deste capítulo, sob a ótica dos seus aspectos quantitativos. Neste sentido, as tabelas 4.10 a 4.16 mostram os valores numéricos das grandezas mensuradas obtidos nos 7 casos investigados.

Tabela 4.10 – Síntese dos resultados para o Caso 1

<table>
<tr><th colspan="10">Caso 1 – Sem a presença do parque eólico</th></tr>
<tr><th colspan="10">Grandezas Elétricas</th></tr>
<tr><th colspan="2">Potência ativa [MW]</th><th colspan="2">Potência reativa [Mvar]</th><th>Tensões gerador 1 [V]</th><th>Correntes gerador 1 [A]</th><th colspan="4">Tensões nas 4 barras [pu]</th></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">G1</td><td colspan="2" rowspan="2">G2</td><td rowspan="3">13800</td><td rowspan="3">400</td><td>B1</td><td>B2</td><td>B3</td><td>B4</td></tr>
<tr><td>0,985</td><td>0,98</td><td>0,98</td><td>0,985</td></tr>
<tr><td colspan="2">9</td><td colspan="2">9</td><td>3,5</td><td>4</td><td colspan="4">Freqüências nas 4 barras [Hz]</td></tr>
<tr><td colspan="6"></td><td colspan="4">60</td></tr>
</table>

Tabela 4.11 – Síntese dos resultados para o Caso 2

<table>
<tr><th colspan="10">Caso 2 – Com a presença do parque eólico mas sem turbulência no vento</th></tr>
<tr><th colspan="10">Grandezas mecânicas de cada turbina eólica</th></tr>
<tr><th colspan="4">Componentes do vento [m/s]</th><th>Velocidade mecânica [rad/s]</th><th colspan="2">Potência mecânica [kW]</th><th colspan="2">Coeficiente de potência</th></tr>
<tr><th>Base</th><th>Ruído</th><th>Rajada</th><th>Rampa</th><th></th><th colspan="2"></th><th colspan="2"></th></tr>
<tr><td>8</td><td>*</td><td>0</td><td>0</td><td>3,5</td><td colspan="2">160</td><td colspan="2">0,38</td></tr>
<tr><th colspan="10">Grandezas elétricas de cada turbina eólica</th></tr>
<tr><th colspan="5">Saída de um gerador elétrico do aerogerador</th><th colspan="5">Saída do inversor</th></tr>
<tr><th colspan="3">Tensão [V]</th><th colspan="2">Corrente [A]</th><th colspan="3">Tensão [V]</th><th colspan="2">Corrente [A]</th></tr>
<tr><td colspan="3">455</td><td colspan="2">203</td><td colspan="3">396</td><td colspan="2">144</td></tr>
<tr><th colspan="10">Grandezas elétricas do parque eólico</th></tr>
<tr><th colspan="5">Tensão e corrente no PAC</th><th colspan="5">Potencias</th></tr>
<tr><th colspan="3">Tensão [V]</th><th colspan="2">Corrente [A]</th><th colspan="3">Potência ativa [MW]</th><th colspan="2">Potência reativa [Mvar]</th></tr>
<tr><td colspan="3">13630</td><td colspan="2">169</td><td colspan="3">3,6</td><td colspan="2">1,2</td></tr>
<tr><th colspan="10">Grandezas elétricas do sistema de potência</th></tr>
<tr><th colspan="2">Potência ativa [MW]</th><th colspan="2">Potência reativa [Mvar]</th><th>Tensão gerador 1 [V]</th><th>Corrente gerador 1 [A]</th><th colspan="2">Tensão nas barras [pu]</th><th colspan="2">Freqüência nas barras [Hz]</th></tr>
<tr><td>G1</td><td>G2</td><td>G1</td><td>G2</td><td rowspan="2">13700</td><td rowspan="2">336</td><td colspan="2" rowspan="2">0,985</td><td colspan="2" rowspan="2">60</td></tr>
<tr><td>7,1</td><td>7,1</td><td>2,6</td><td>3,4</td></tr>
</table>

* A componente aleatória do vento (ruído) encontra-se inserida.

Tabela 4.12 – Síntese dos resultados para o Caso 3

Caso 3 – Com a presença do parque eólico e vento com turbulências									
Grandezas mecânicas de cada turbina eólica									
Componentes do vento [m/s]				Velocidade mecânica [rad/s]		Potência Mecânica [kW]		Coeficiente de potência [-]	
Base	Ruído	Rajada	Rampa	Regime	Transitório	Regime	Transitório	Regime	Transitório
8	*	2	0	3,5	4,8	163	283	0,38	0,32

Grandezas elétricas de cada turbina eólica					
Tensões de linha [V] (RMS)					
Saída do gerador elétrico de uma turbina		Saída do inversor de uma turbina		PAC	
Regime	Transitório	Regime	Transitório	Regime	Transitório
450	560	397	397	13628	13628

Correntes de linha [A] (RMS)			
Saída do gerador elétrico de uma turbina		Saída do inversor de uma turbina	
Regime	Transitório	Regime	Transitório
203	274	145	205

Grandezas elétricas de todo o parque eólico							
Tensão e corrente no PAC				Potências			
Tensão [V]		Corrente [A]		Ativa [MW]		Reativa [Mvar]	
Regime	Transitório	Regime	Transitório	Regime	Transitório	Regime	Transitório
13628	13628	170	247	3,8	5,4	1,2	2,3

Grandezas elétricas do sistema de potência											
Tensão do gerador 2 [V]		Corrente do gerador 2 [A]		Potência ativa [MW]				Potência reativa [Mvar]			
Regime	Transitório	Regime	Transitório	Regime		Transitório		Regime		Transitório	
				G1	G2	G1	G2	G1	G2	G1	G2
13729	13729	336	300	7,1	7,1	6,3	6,3	2,6	3,4	2,1	2,7

Tensões nas 4 barras [pu]		Freqüências nas 4 barras [pu]	
Regime	Transitório	Regime	Transitório
Entre 0,984 a 0,99		Entre 59,95 a 60,05	

* A componente aleatória do vento (ruído) está sempre presente.

Tabela 4.13 – Síntese dos resultados para o Caso 4

Caso 4 – Sistema submetido a um curto-circuito com a presença do parque eólico e vento com turbulências									
Grandezas mecânicas de cada turbina eólica									
Componentes do vento [m/s]				**Velocidade mecânica [rad/s]**		**Potência Mecânica [kW]**		**Coeficiente de potência [-]**	
Base	**Ruído**	**Rajada**	**Rampa**	**Regime**	**Curto-circuito**	**Regime**	**Curto-circuito**	**Regime**	**Curto-circuito**
8	*	2	0	3,5	3,2	163	182	0,38	0,41
Grandezas elétricas de cada turbina eólica									
Tensões de linha [V] (RMS)									
Saída do gerador elétrico de uma turbina				**Saída do inversor de uma turbina**				**PAC**	
Regime		**Curto-circuito**		**Regime**		**Curto-circuito**		**Regime**	**Curto-circuito**
450		413		397		12		13628	0
Correntes de linha [A] (RMS)									
Saída do gerador elétrico de uma turbina						**Saída do inversor de uma turbina**			
Regime			**Curto-circuito**			**Regime**		**Curto-circuito**	
203			259			145		233	
Grandezas elétricas de todo o parque eólico									
Tensão e corrente no PAC						**Potências**			
Tensão [V]			**Corrente [A]**			**Ativa [MW]**		**Reativa [Mvar]**	
Regime	**Curto-circuito**		**Regime**	**Curto-circuito**		**Regime**	**Curto-circuito**	**Regime**	**Curto-circuito**
13628	0		170	272		3,8	0	1,2	0
Grandezas elétricas do sistema de potência									
Tensão do gerador 2 [V]			**Corrente do gerador 2 [A]**			**Potência ativa [MW]**		**Potência reativa [Mvar]**	
Regime	**Curto-circuito**		**Regime**	**Curto-circuito**		**Regime**	**Curto-circuito**	**Regime**	**Curto-circuito**
13729	4140		336	4000		**G1**	**G2**	**G1**	**G2**
						7,1	7,1	6,3	6,3
Tensões nas 4 barras [pu]						**Freqüências nas 4 barras [Hz]**			
Regime			**Curto-circuito**			**Regime**		**Curto-circuito**	
Entre 0,984 a 0,99			< 0,25			Entre 59,95 a 60,05		61	

Regime									
G1	**G2**	**G1**	**G2**	**G1**	**G2**	**G1**	**G2**		
2,6	3,4	35	35						

* A componente aleatória do vento (ruído) está sempre presente.

Tabela 4.14 – Síntese dos resultados para o Caso 5

Caso 5 – Sistema submetido à perda de carga com a presença do parque eólico e vento com turbulências									
Grandezas mecânicas de cada turbina eólica									
Componentes do vento [m/s]				**Velocidade mecânica [rad/s]**		**Potência Mecânica [kW]**		**Coeficiente de potência [-]**	
Base	**Ruído**	**Rajada**	**Rampa**	**Regime**	**Perda da carga**	**Regime**	**Perda da carga**	**Regime**	**Perda da carga**
8	*	2	0	3,5	3,7	164	155	0,38	0,36
Grandezas elétricas de cada turbina eólica									
Tensões de linha [V] (RMS)									
Saída do gerador elétrico de uma turbina				**Saída do inversor de uma turbina**				**PAC**	
Regime		**Perda da carga**		**Regime**		**Perda da carga**		**Regime**	**Perda da carga**
450		470		395		398		13619	13714
Correntes de linha [A] (RMS)									
Saída do gerador elétrico de uma turbina						**Saída do inversor de uma turbina**			
Regime			**Perda da carga**			**Regime**		**Perda da carga**	
203			183			142		142	
Grandezas elétricas de todo o parque eólico									
Tensão e corrente no PAC						**Potências**			
Tensão [V]		**Corrente [A]**				**Ativa [MW]**		**Reativa [Mvar]**	
Regime	**Perda da carga**	**Regime**	**Perda da carga**			**Regime**	**Perda da carga**	**Regime**	**Perda da carga**
13619	13714	170	168			3,6	3,2	0,8	2,2
Grandezas elétricas do sistema de potência									
Tensão do gerador 2 [V]		**Corrente do gerador 2 [A]**		**Potência ativa [MW]**				**Potência reativa [Mvar]**	
Regime	**Perda da carga**	**Regime**	**Perda da carga**	**Regime**		**Perda da carga**		**Regime**	**Perda da carga**
13729	13730	330	123	**G1**	**G2**	**G1**	**G2**	**G1**	**G2**	**G1**	**G2**
				7,1	7,1	2,9	2,9	2,6	3,6	0,5	0,7
Tensões nas 4 barras [pu]				**Freqüências nas 4 barras [Hz]**					
Regime		**Perda da carga**		**Regime**			**Perda da carga**		
Entre 0,984 a 0,99		0,992		Entre 59,975 a 60,025			Entre 59,95 a 60,05		

* A componente aleatória do vento (ruído) está sempre presente.

Tabela 4.15 – Síntese dos resultados para o Caso 6

Caso 6 – Sistema submetido à perda de geração com a presença do parque eólico e vento com turbulências									
Grandezas mecânicas de cada turbina eólica									
Componentes do vento [m/s]				**Velocidade mecânica [rad/s]**		**Potência Mecânica [kW]**		**Coeficiente de potência [-]**	
Base	**Ruído**	**Rajada**	**Rampa**	**Regime**	**Perda da geração**	**Regime**	**Perda da geração**	**Regime**	**Perda da geração**
8	*	2	0	3,5	3,3	164	175	0,38	0,4
Grandezas elétricas de cada turbina eólica									
Tensões de linha [V] (RMS)									
Saída do gerador elétrico de uma turbina				**Saída do inversor de uma turbina**				**PAC**	
Regime		**Perda da geração**		**Regime**		**Perda da geração**		**Regime**	**Perda da geração**
455		434		395		387		13610	13420
Correntes de linha [A] (RMS)									
Saída do gerador elétrico de uma turbina						**Saída do inversor de uma turbina**			
Regime			**Perda da geração**			**Regime**		**Perda da geração**	
202			227			142		148	
Grandezas elétricas de todo o parque eólico									
Tensão e corrente no PAC						**Potências**			
Tensão [V]			**Corrente [A]**			**Ativa [MW]**		**Reativa [Mvar]**	
Regime	**Perda da geração**		**Regime**	**Perda da geração**		**Regime**	**Perda da geração**	**Regime**	**Perda da geração**
13610	13420		165	170		3,6	3,9	0,8	-1,0
Grandezas elétricas do sistema de potência									
Tensão do gerador 1 [V]			**Corrente do gerador 1 [A]**			**Potência ativa [MW]**		**Potência reativa [Mvar]**	
Regime	**Perda da geração**		**Regime**	**Perda da geração**		**Regime**	**Perda da geração**	**Regime**	**Perda da geração**
13729	13729		320	677		**G1** / 7,1	**G2** / 7,1	**G1** / 13,7	**G2** / 0
Tensões nas 4 barras [pu]						**Freqüências nas 4 barras [Hz]**			
Regime			**Perda da geração**			**Regime**		**Perda da geração**	
Entre 0,984 a 0,99			Entre 0,97 a 0,98			Entre 59,975 a 60,025		59,2	

Tensão do gerador 1 [V]		**Corrente do gerador 1 [A]**		**Potência ativa [MW]**				**Potência reativa [Mvar]**			
Regime	**Perda da geração**	**Regime**	**Perda da geração**	**Regime**		**Perda da geração**		**Regime**		**Perda da geração**	
13729	13729	320	677	**G1**	**G2**	**G1**	**G2**	**G1**	**G2**	**G1**	**G2**
				7,1	7,1	13,7	0	2,6	3,6	8,5	0

* A componente aleatória do vento (ruído) está sempre presente.

Tabela 4.16 – Síntese dos resultados para o Caso 7

Caso 7 – Sistema submetido com a presença do parque eólico e vento com elevada turbulência							
Grandezas mecânicas de cada turbina eólica							
Componentes do vento [m/s]				Potência Mecânica [kW]		Coeficiente de potência [-]	
Base	Ruído	Rajada	Rampa	Regime	Após a rampa	Regime	Após a rampa
8	*	0	12	164	600	0,4	0,1

* A componente aleatória do vento (ruído) está sempre presente.

4.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Inicialmente, este capítulo apresentou o complexo eólico-elétrico utilizado nas investigações computacionais juntamente com suas respectivas características/parâmetros.

Além dos aspectos iniciais, este capítulo foi destinado à apresentação das simulações computacionais de estudos de casos, com o intuito de ilustrar o comportamento dinâmico da interação entre sistemas elétricos e eólicos, tanto em situações normais de operação, com a central eólica submetida às rajadas de vento, como também na presença de contingências do tipo curto-circuito, perda de carga e perda de geração.

Os resultados apresentados permitiram constatar a adequada performance do complexo eólico implementado, bem como das estratégias de controle adotadas. Dessa forma, pôde-se comprovar a eficácia da ferramenta computacional empregada que faz uso de técnicas no domínio do tempo, tanto para condições normais de operação como para situação de falha no sistema.

Finalmente, de uma forma geral, pode-se afirmar que o modelo do WECS implementado mostrou-se apropriado para realização de estudos investigativos, pois apresenta resultados satisfatórios que expressam uma boa correlação com o desempenho de sistemas eólicos reais encontrados, apesar da limitada literatura sobre comportamento dinâmico e, principalmente quando se trata da topologia implementada neste trabalho.

CAPÍTULO V

CONCLUSÕES GERAIS

Muito embora ao longo desta tese tenham sido apresentadas conclusões específicas sobre cada um dos capítulos componentes, nesta seção conclusiva é feita uma síntese de todo o trabalho realizado, extraindo-se, dessa forma, os avanços e contribuições mais relevantes alcançados. Nesse sentido, este capítulo cumpre a função de oferecer uma visão global dos desenvolvimentos realizados em cada um dos capítulos que formam esta tese.

O Capítulo 2 apresentou uma síntese dos principais aspectos relacionados com a fonte primária de energia, o vento, voltados para a produção de energia elétrica. Na seqüência, mostrou-se, de forma concisa, os principais aspectos que devem ser considerados na implantação de um aproveitamento eólico, tais como, implicações sócio-econômicas, ambientais e técnicas. Para avaliar os aspectos quantitativos da energia disponível no vento foram apresentadas as formulações matemáticas de um escoamento de ar, assim como a descrição da correlação entre a velocidade do vento e a potência mecânica disponibilizada para o gerador elétrico. Estes tópicos representam a base de sustentação dos desenvolvimentos realizados nos capítulos posteriores. Este capítulo abordou, também, assuntos conceituais relacionados com a tecnologia e operação de aerogeradores. Nesse contexto, foi feita a descrição dos principais componentes que constituem um sistema de conversão de energia eólica típica, assim como suas correspondentes funções na turbina eólica. Foi apresentada uma classificação em função de aspectos tecnológicos e operativos, tais como: número de pás, posição do eixo, velocidade de operação, forma de conexão com a rede elétrica pré-existente, direta ou através de conversores estáticos, dentre outros, explicitando-se as vantagens e desvantagens de cada topologia e a conseqüente influência em relação a sua aplicação, do ponto de vista técnico e econômico. Os aspectos aerodinâmicos envolvidos neste tipo de aproveitamento foram objeto de análise. Assim, apresentaram-se as forças atuantes nas pás de uma turbina eólica, o que possibilitou entendimento do funcionamento da mesma.

O Capítulo 3 teve como finalidade principal a apresentação da modelagem matemática de uma turbina eólica e a sua respectiva implementação computacional. Assim sendo, foram

apresentados os modelos matemáticos de todos os subsistemas que compõem o WECS em questão, as suas interconexões, e ainda, os mecanismos de controles requeridos pelo sistema de conversão eólico. Dentre os módulos modelados e implementados destacam-se: o vento, a dinâmica do rotor eólico, o gerador síncrono, o conversor de freqüência composto por uma ponte retificadora a diodos, filtro LC e um inversor VSI PWM, o transformador elevador responsável pelo acoplamento com o sistema elétrico de potência e finalmente o equivalente da rede. Quanto aos sistemas de controles mencionados, merece destaque especial aquele responsável pelo controle da potência aerodinâmica, o qual é denominado controle do ângulo de passo ou "*pitch control*" atuante em situações de vento acima da velocidade nominal. Além deste, deve-se ressaltar, ainda, a malha de controle do inversor, a qual é responsável pelos ajustes dos fluxos de potências ativa (entregue ao sistema/carga) e reativa, cujo sentido pode variar, em função do nível de tensão do ponto de acoplamento. Esta potência reativa é injetada quando a tensão do sistema CA estiver abaixo do valor pré-definido (normalmente 1 pu) e absorvida quando a tensão apresentar um valor superior ao valor de referência especificado. A seção destinada à implementação computacional do modelo do aerogerador foi subdividida em quatro unidades. A primeira, denominada de Unidade de Potência é composta pelos seguintes dispositivos elétricos: gerador, conversor estático, transformador e elementos de circuitos. A segunda unidade, designada de Unidade de Medição, é responsável pela aquisição das grandezas mecânicas e elétricas em pontos de interesse, responsável, ainda, pela transformação vetorial das tensões e correntes utilizadas no controle. O terceiro módulo, denominado de Unidade de Controle, é composto basicamente pela malha de controle do inversor, cujas funções como já mencionado, são as de efetuar o controle da tensão do PAC e o fluxo de potência ativa. A última parte, intitulada de Unidade de Distribuição dos Pulsos, cuja função é a geração dos pulsos do inversor, a partir das variáveis da Unidade de Controle e de acordo com as exigências impostas pelo sistema. É importante destacar que este capítulo constitui-se no cerne desta pesquisa, pois é a partir dos modelos matemáticos implementados e a disponibilização do *software,* que utiliza técnicas no domínio do tempo, que se tornou possível a realização, de fato, dos trabalhos investigativos apresentados nesta tese.

O Capítulo 4 tratou dos estudos computacionais propriamente ditos, sobre o comportamento de um sistema elétrico hipotético, ao qual se incorpora um parque eólico com o propósito de avaliar seus efeitos no desempenho dinâmico desse complexo, perante a presença distúrbios do tipo curto-circuito, perda de geração e perda de carga. No decorrer deste capítulo, foram apresentados e discutidos os resultados de alguns casos mais

representativos, com o intuito de retratar o comportamento do sistema eólico (parque eólico) e, também, a interação entre este e o sistema de potência CA. Para tanto, foram apresentadas as seguintes situações: Caso 1: sistema CA operando normalmente sem a presença de aerogeradores; Caso 2: inserção do parque eólico ao Caso 1 para uma condição de vento sem turbulências; Caso 3: inclusão de turbulências do tipo rajada ao sistema do caso 2; Caso 4: imposição de um curto circuito trifásico em uma das linhas do sistema do caso anterior, com a retirada da linha faltosa após 200 ms; Caso 5: estudos com o mesmo sistema do caso 3 com o sistema elétrico submetido a uma perda de carga; Caso 6: estudos com o mesmo sistema do Caso 3 com o e sistema elétrico submetido a uma perda de geração; e, por fim; Caso 7: sistema elétrico operando normalmente e o parque eólico submetido a uma elevada rampa, de maneira que o vento ultrapasse a velocidade nominal, propiciando a atuação do controle de potência aerodinâmica.

Através dos estudos realizados, constatou-se que os resultados alcançados mostraram-se bastante animadores, comparativamente ao que se verificaria em sistemas reais com características topológicas e tecnológicas semelhantes. Assim sendo, a ferramenta disponibilizada permite a realização de estudos para antever a interação do WECS com o sistema, possibilitando a tomada de decisões que visem evitar possíveis problemas. Neste ponto é oportuno relatar as dificuldades em se obter dados ou medidas de campo para confrontação dos resultados obtidos computacionalmente, que certamente conferiria um maior grau de segurança.

Os sistemas de conversão de energia eólica são tecnologias de aplicação relativamente recente, principalmente no Brasil, dessa forma, vislumbra-se uma vasta gama de estudos que podem ser realizados, buscando um melhor entendimento e conhecimento dos aspectos da interação com as fontes tradicionais. Todavia, pode-se destacar que uma das contribuições desta tese foi apresentar de forma simples e didática, a interação deste tipo de aproveitamento energético com o sistema CA.

Diante do exposto, identificam-se algumas lacunas a serem preenchidas, aplicáveis à topologia aqui apresentada, e que, portanto, podem ser objeto de estudos com relação ao WECS, e que se constituem como sugestões para trabalhos futuros, destacando-se:

- Desenvolvimento de uma estrutura laboratorial, como um referencial experimental, com vista à realização de estudos comparativos com aqueles

oriundos de simulações. A estrutura montada possibilitaria a realização de estudos de naturezas diversas contribuindo para um melhor conhecimento de sistemas como o aqui enfocado, além de permitir a validação da ferramenta desenvolvida;

- Modelagem matemática e respectiva implementação computacional de uma máquina síncrona especial do tipo hexafásica, com rotor bobinado, visando a atualização do *software* desenvolvido, assegurando assim um maior grau de similaridade com equipamentos disponíveis comercialmente;
- Implementação de todas as partes constituintes do WECS focado neste trabalho no pacote ATP, voltado para a análise de transitórios eletromagnéticos rápidos na rede.
- Desenvolvimento de esquemas de proteção apropriados aos sistemas eólicos dentro das várias configurações existentes.
- Obtenção das curvas PV do complexo eólico-elétrico para análise de estabilidade de tensão.
- Implementação de outras filosofias de controle do inversor, além disso, empregar um controle de velocidade no aerogerador.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] ACHILLES, S., PÖLLER, M., "Direct Drive Synchronous Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms", disponível em: http://www.digsilent.com/Consulting/Publications/.

[2] ACKERMANN, T., "Wind Power in Power Systems", John Wiley & Sons, England, 2005.

[3] ACKERMANN, T. SÖDER, L., "An Overview of Wind-energy Status 2002", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Nº 6, 2002, pp 67-128.

[4] AGOSTINI, M. M., SOUZA, A. SILVA, A. S., DECKER, I. C., "Simulação Dinâmica de Sistemas de Energia Elétrica Utilizando o PSpice", XIV Congresso Brasileiro de Automática, Natal-RN, Setembro, 2002, pp. 1200 – 1205.

[5] AKHMATOV, V., "Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power", PhD's Thesis, Technical University of Denmark, Kgs. Lyngby, Denmark, April, 2003.

[6] AKHMATOV, V., KNUDSEN, H., NIELSEN, A. H., "Advanced Simulation of Windmills in the Electric Power Supply", Electric Power Energy Systems, Vol. 22, N°. 6, July, 2000, pp. 421 – 434.

[7] AKHMATOV, V., KNUDSEN, H., NIELSEN, A. H., PERDERSEN, J. K., POULSEN, N. K., "Modelling and Transient Stability of Large Wind Farms", Electrical Power and Energy System, N°. 6, June, 2003, pp. 123 – 144.

[8] ANDERSON, P. M., BOSE, A., "Stability Simulation of Wind Turbine Systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS 102, N° 12, December, 1983, pp. 3791 – 3795.

[9] ANDERSON, P. M., FOUAD, A. A., "Power System Control and Stability", The Iowa State University Press, Ames, Iowa, USA, 1977.

[10] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, http://www.aneel.gov.br, acessado em Setembro de 2006.

[11] ANSI/IEEE Std 1021, "IEEE Recommended Practice for Utility Interconnection of Small Wind Energy Conversion Systems", IEEE, New York-USA, April, 1991.

[12] ANSI/IEEE Std 1094, "IEEE Recommended Practice for the Electrical Design and Operation of Windfarm Generating Stations", IEEE, New York-USA, November, 1987.

[13] AWEA – American Wind Energy Association, http://www.awea.org, acessado em Setembro de 2006.

[14] BANSAL, R., BHATTI, T., KOTHARI, D., "On Some of the Design Aspect of Wind Energy Conversion System", Elsevier Science, Energy Conversion and Management, Vol. 43, N°. 16, November, 2002, pp. 2175 – 2187.

[15] BAYNE, S. B., GIESSELMANN, M. G., "Effect of Blade Passing on a Wind Turbine Output", American Institute of Aeronautics and Astronautics, 2000, pp. 775 – 781.

[16] BEZERRA, P., SIMÕES, V., "Avaliação do Impacto Elétrico da Inserção de Centrais Eólicas no Sistema Chesf", XIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belém-Pa, 1997.

[17] BOROWY, B. S., SALAMEH, Z. M., "Dynamic Response of a Stand-Alone Wind Energy Conversion System with Battery Energy Storage to a Wind Gust", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 12, N°. 1, March, 1997, pp. 73 – 78.

[18] CASTRO, R. M. G., "Energias Renováveis e Produção Descentralizada – Introdução à Energia Eólica", Universidade Técnica de Lisboa, Instituto Superior Técnico, DEEC/ Secção de Energia, Janeiro, 2003.

[19] CHEN, Z., SPOONER, E., "Grid Power Quality with Variable Speed Wind Turbines", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 16, N°. 2, June, 2001, pp. 148 – 154.

[20] CRESESB – Energia Eólica – Princípios e Aplicações, Apostila, http://www.cresesb.cepel.br/, acessado em 2004.

[21] DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION (Wind Power), http://www.windpower.org, acessado em Julho de 2005.

[22] DATTA, R., RANGANATHAN, V. T., "Variable-Speed Wind Power Generation Using Doubly Fed Wound Rotor Induction Machine - A Comparison with Alternative Schemes", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 17, N°. 3, September, 2002, pp. 414 – 421.

[23] DAVIDSON, M., "Interaction of a Wind Farm with the Distribution Network and its Effect on Voltage Quality", IEE Colloquim on the Impact on Embedded Generation on Distribution Networks (Digest N° 194), 1996, pp. 9.1-9.5.

[24] DELARUE, Ph., BOUSCAYROL, A. TOUNZI, A., GUILLAUD, X., LANCIGU, G., "Modelling, Control and Simulation of an Overall Wind Energy Conversion System", Renewable Energy 28, 2003, pp. 1169 – 1185.

[25] DOLAN, D. S. L., LEHN, P. W., "On Some of the Aspects of Wind Energy Conversion Systems", IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol. 21, N°. 3, March, 2006, pp. 717 – 724.

[26] EWEA – European Wind Energy Association, http://www.ewea.org, acessado em Setembro de 2006.

[27] FERC – The Federal Energy Regulatory Commission, http://www.ferc.gov/, acessado em Agosto de 2006.

[28] FERREIRA, J. C. C., NETO, J. A. M., WATANABE, E. H., ROLIM, L. G. B., "Induction Generator Control Driven by a Wind Turbine for Grid Connected Operation Using a Back-to-Back Converter", VI Induscon – Conferência Internacional de Aplicações Industriais, Joinville-SC, Outubro, 2004.

[29] FREITAS, W., FRANÇA, A. M., JÚNIOR, J. C. M. V., SILVA, L. C. P., COSTA, V. F., LEMOS, F. A. B, "Comparative Analysis Between Synchronous and Induction Machines for Distributed Generation Applications", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 21, 2006, pp. 301 – 311

[30] GOLDING, E. W., "The Generation of Electricity by Wind Power", Halsted Press, 1976.

[31] GRIFFITHS, D. V., SMITH, I. M., "Numerical Methods for Engineers: A Programming Approach", 1ª Ed., CRC Press, Inc., Boca Raton, FL, USA, 1991.

[32] GUIMARÃES, G. C., "Curso de Dinâmica de Sistemas Elétricos – Parte I", Apostila, Universidade Federal de Uberlândia, Janeiro, 2000.

[33] HANSEN, A. D., JAUCH, C., SORENSEN, P., IOV, F., "Dynamic Wind Turbine Models in Power System Simulation Tool DIgSILENT", Riso-R-1400, Riso National Laboratory, Roskilde, December, 2003.

[34] HANSEN, L. H., HELLE, L., BLAABJERG, F., RITCHIE, E., MUNK-NIELSEN, S., BINDNERAND, H., SORENSEN, P., BAK-JENSEN, B., "Conceptual Survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines", Riso-R-1205, Riso National Laboratory, Roskilde, December, 2001.

[35] HANSEN, L. H., MADSEN, P. H., BLAABJERG, F., CHRISTENSEN, H. C., LINDHARD, U., ESKILDSEN, K., "Generators and Power Electronics Technology for Wind Turbines", Industrial Electronics Society, IECON'01 – 27th Annual Conference of the IEEE, Vol. 3, November, 2001, pp. 2000 – 2005.

[36] HEIER, S., "Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems", John Wiley & Sons, England, 1998.

[37] HILLOOWALA, R. M., SHARAF, A. M., "Modelling Simulation and Analysis of Variable Speed Constant Frequency Wind Energy Conversion Scheme Using Self Excited Induction Generator", System Theory, Proceedings, Twenty-Third Southeastern Symposium on, March, 1991, pp. 33 – 38.

[38] HILLOOWALA, R. M., SHARAF, A. M., "A Utility Interactive Wind Energy Conversion Scheme with an Asynchronous DC Link Using a Supplementary Control Loop", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 9, N°. 3, September, 1994, pp. 558 – 563.

[39] HOFFMANN, R., MUTSCHLER, P. "The Influence of Control Strategies on the Energy Capture of Wind Turbines", IEEE-IAS Annual Meeting an World Conference on Industrial Application of Electrical Energy, Rome-ITA, October, 2000, pp. 886 – 893.

[40] HOKKANEN, M., SALMINEN, H. J., VEKARA, T., "A Short Review of Models for grid-connected Doubly-fed Variable Speed Wind Turbines", ESREL 2003 – European Safety and Reliability Conference, Netherlands, 2003.

[41] HOLDSWORTH, L., JENKINS, N., STRBAC, G., "Electrical Stability of Large, Offshore Wind Farms", AC-DC Power Transmission, 2001. Seventh International Conference on (Conf. Publ. N°. 485), November, 2001, pp. 156 – 161.

[42] IEC 61400-21, "Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid connected wind turbines", International Electrotechnical Commission, 2001.

[43] IEE colloquium - 25 February 1998, System implications of embedded generation and its protection and control (Digest N°. 1997/277), "Independent Generator Perspective: Wind Turbine as Embedded Generators", 1998, pp. 3/1 – 3/4.

[44] JAUCH, W., SORENSEN, P. BAK-JENSEN, B., "International Review of Grid Conection Requirements for Wind Turbines", Nordic Wind Power Conference, Chalmers University of Technology, 2004.

[45] KANA, C. L., THAMODHARAN, M., WOLF, A., "System Management of a Wind-Energy Converter", IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 16, N° 3, May, 2001, pp. 375 – 381.

[46] KANELLOS, F. D., HATZIARGYRIOU, N. D., "The Effect of Variable-Speed Wind Turbines on the Operation of Weak Distribution Networks", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 17, N°. 4, December, 2002, pp. 543 – 548.

[47] KATHER, F. M. H.., "Power Electronics in Wind Energy Conversion Systems", Energy Conversion Engineering Conference, 1996. IECEC 96. Proceedings of the 31st Intersociety, Vol. 3, August, 1996, pp.1773 – 1776.

[48] KRISHNAN, R., RIM, G., "Modeling, Simulation, and Analysis of Variable-Speed Constant Frequency Power Conversion Scheme with a permanent Magnet Brushless DC Generator", IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 37, N° 4, August, 1990, pp. 291 – 296.

[49] KUNDUR, P., "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, Inc, 1994.

[50] LARSSON, A., "The Power Quality of Wind Turbines", PhD's Thesis, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2000.

[51] MANSOURI, M. N., MIMOUNI M. F., BENGHANEM B., ANNABI M., "Simulation Model for Wind Turbine with Asynchronous Generator Interconnected to the Electric Network", Renewable Energy, Vol. 29, 2004, pp. 421 – 431.

[52] Manual dos Templates do Projeto de Desenvolvimento – Convênio UFU-Petrobrás, 1997.

[53] MARTINS, W. K. A. G., "Modelagem e Análise de Desempenho de Compensadores Estáticos Avançados no Contexto da Qualidade da Energia Elétrica", Tese de Doutorado, Universidade Federal de Uberlândia, Julho, 2002.

[54] MEDEIROS, C. C., BRASIL, D. O. C., FEREIRA, F., ROSAS, P. A. C., RIBEIRO, P., "Conceitos e Considerações Sobre o Impacto da Geração Eólica na Rede Básica", VI SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Belém-PA, Agosto, 2005, pp. 829 – 834.

[55] MILLER, N. W., LARSEN, E. V., MACDOWELL, J. M., "Advanced Control of Wind Turbine-Generators to Improve Power System Dinamic Perfomance", 11th ICHQP – International Conference on Harmonic and Quality of Power, New York-USA, September, 2004, pp. 330 –332.

[56] MME – Ministério de Minas e Energia (PROINFA), http://www.mme.gov.br/programs_display.do?prg=5, acessado em Setembro de 2006.

[57] MOHAMMED S H., NWANKPA, C. O., "Stochastic Analysis and Simulation of Grid-connected Wind Energy Conversion", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 15, N°. 1, March, 2000, pp. 85 – 90.

[58] MOTA, W. S., BARROS, L. S., "Análise do Impacto na Qualidade de Energia da Conexão de Unidades de Geração Eólica a Sistemas de Potência", VI SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Belém-PA, Agosto, 2005, pp. 755 – 761.

[59] MOTA, W. S., BARROS, L. S., PAMPLONA, F. M. P., EPAMINONDAS, A. N., FILHO, E. R. B., FORMIGA, A. M., SANTOS, A., "Simulação Dinâmica de

Unidades de Geração Eólica Ligadas a um Sistema de Potência", CBA – Congresso Brasileiro de Automática, Gramado-RS, Setembro, 2004.

[60] MOTA, W. S., FORMIGA, D., BARROS, L. S., GUIDO, R., "Estudos Elétricos em Regime Permanente e Dinâmico para Conexão de Centrais Eólicas no Sistema SAELPA", VI SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Belém-PA, Agosto, 2005, pp. 755 – 780.

[61] MOTA, W. S., SODRÉ, E. A., "Modelo para Simulação Dinâmica de Geradores Eólicos de Indução Ligados à Rede de Transmissão", CBA – Congresso Brasileiro de Automática, Gramado-RS, Setembro, 2004.

[62] MOURA, A. P., FILGUEIRAS, A. R., "Qualidade de Tensão em uma Subestação Conectada com um Parque Eólico", VI SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Belém-PA, Agosto, 2005, pp. 769 – 774.

[63] MOURA, A. P., FILGUEIRAS, A. R., BRANCO, T. M. M., "Use of the Weibull and Rayleigh Distributions as Tools for Forecast of the Generated Energy and Load Flow in a Distribution System: a Case Study", VI Induscon – Conferência Internacional de Aplicações Industriais, Joinville-SC, Outubro, 2004.

[64] MURPHY, J.M.D., TURNBULL, F.G., "Power Electronic Control of AC Motors, Pergamon Press, 1989.

[65] MULJADI, E., BUTTERFIELD, C. P., "Pitch-Controlled Variable-Speed Wind Turbine Generation", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 37, Issue 1, Jan.-Feb. 2001, pp. 240 – 246.

[66] NASCIMENTO, M. V. G., VIEIRA, L. S. R., ARAÚJO, M. R. O. P., DE SÁ, A. L., PINHEIRO, C. J. C., COSTA, S. F., DOMINGUES, P. C., SADI, J. C., FREIRE, A. P. S., ALMEIDA, S. C. A., NASCIMENTO, J. A. S., PEDRO, C. W. M., MORITA, M. M., "Implementação de Sistema de Geração Alternativa na Região Norte", XIV

SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belém-Pa, 1997.

[67] NERIS, A. S., VOVOS, N. A., GIANNAKOPOULOS, G. B., "Dynamics and Control System Design of an Autonomous Wind Turbine", Electronics, Circuits, and Systems, 1996. ICECS '96, Proceedings of the Third IEEE International Conference,Vol. 2, October. 1996. pp. 1017 – 1020.

[68] NERIS, A. S., VOVOS, N. A., GIANNAKOPOULOS, G. B., "A Variable Speed Wind Energy Conversion Scheme for Connection to Weak AC Systems", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 14, N° 1, March, 1999, pp. 122 – 127.

[69] NETO, A. S., "Análise e Controle de Centrais Eólicas a Velocidade Variável Utilizando o ATPDraw", Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Pernambuco, Março, 2005.

[70] NETO, P. A. B., "Uma Implementação de um Sistema Eólico de Geração Isolada para Fornecimento de Eletricidade em Corrente Contínua", Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, Novembro, 1996.

[71] NUNES, M. V., "Avaliação do Comportamento de Aerogeradores de Velocidade Fixa e Variável Integrados em Redes Elétricas Fracas", Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, Dezembro, 2003.

[72] OLIVEIRA, R. G., "Controle e Integração a Rede Elétrica de um Sistema Eólico com Gerador de Indução Duplamente Excitado", Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, Junho, 2004.

[73] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, http://www.ons.gov.br/area, acessado em Setembro de 2006.

[74] PALLABAZZER, R., "Parametric Analysis of Wind Sitting Efficiency", Elsevier Science, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Vol. 91, Issue 11, November, 2003, pp. 1329 – 1352.

[75] PAPATHANASSIOU, S. A., PAPADOPOULOS, M. P., "Dynamic Behavior of Variable Speed Wind Turbines under Stochastic Wind", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 14, N° 4, December, 1999, pp. 1617 – 1623.

[76] PETERSSON, A., "Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines", PhD's Thesis, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2003.

[77] PETRU, T., "Modeling of Wind Turbines for System Studies", Thesis for the Degree of Licentiate of Engineering, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2003.

[78] PINHEIRO, E. L. R., "Análise do Comportamento Dinâmico de Usinas Eólicas a Velocidade Variável Utilizando o ATPDraw", Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, Junho, 2004.

[79] PINTO, A. C., "Análise da Influência do STATCOM no Comportamento Dinâmico de Sistemas Elétricos de Potência Utilizando o Simulador "SABER"", Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Uberlândia, Dezembro, 2002.

[80] PRESS, W. H., TEUKOLSKY, S. A., VETTERLING, W. T., FLANNERY, B. P., "Numerical Recipes in Fortran 77: The Art of Scientific Computing", 2ª Ed., Cambridge University Press, 1996.

[81] REIS, L. B., SILVEIRA, S., GALVÃO, L. C. R., "A Energia Elétrica no Âmbito do Desenvolvimento Sustentável", 2ª Ed., Edusp, 2000.

[82] RICHARDSON, R. D., McNERNEY, G. M., "Wind Energy Systems", Proceedings on the IEEE, Vol. 81, Nº 3, March, 1993, pp. 378 – 389.

[83] ROCHA, P. G., MELO Jr, A. B., NETO, P. B. C., LIMA, M. A. Q., BITTENCOUR, R. M., "Avaliação Econômico-Financeira de Projeto de Central Eólica na Região Nordeste", XVI SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Campinas-SP, 2001.

[84] ROSAS, P. A. C., "Dynamic Influences of Wind Power on the Power System", PhD's Thesis, Orsted Institute, Denmark, March, 2003.

[85] ROSAS, P. A. C., ESTANQUEIRO, A. I., "Guia de Projeto Elétrico de Centrais Eólicas", Vol. 1, CBEE – Centro Brasileiro de Energia Eólica, Recife-PE, 2003.

[86] ROSAS, P. A. C., MIRANDA, M. S., BRONZEADO, H. S., "Aplicações de Turbinas Eólicas no Brasil – Aspectos da Conexão à Rede Elétrica e os Efeitos Sobre a Qualidade da Tensão", V SBQEE – V Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Aracaju-SE, Agosto, 2003, pp. 19 – 23.

[87] SABER Reference Manual, "Guide to Writing MAST Templates", Release 5.1, Analogy Inc., Beaverton, OR, 1999.

[88] SABER Reference Manual, "Model Fundamentals", Release 5.1, Analogy Inc., Beaverton, OR, 1999.

[89] SALLES, M. B. C., "Análise do Desempenho Dinâmico de Geradores Eólicos Conectados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica", Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Setembro, 2004.

[90] SANTOS, F. M. C. S., NUNES, M. V. A., BRANCO, T. M. M., PINHO, J. T., ARAÚJO, R. G., SOUZA, H. M. S., "Avaliação de Transitórios Eletromecânicos Produzidos por Aerogeradores de Magneto Permanente em Sistemas de Energia Elétrica", VI SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Belém-PA, Agosto, 2005, pp. 809 – 814.

[91] SCHAUDER, C., MEHTA, H., "Vector Analysis and Control of Advanced Static Var Compensators", IEE Proceedings-C, Vol. 40, N°. 4, July, 1993, pp. 299 – 306.

[92] SCHULZ, D., HANITSCH, R. E., MOUTAWAKKIL, K., SANITER, C., "Power Quality Behaviour of Large Parks with Variable Speed Wind Energy Converter", 17th CIRED - International Conference on Electricity Distribution, Barcelona- SPA, May, Session 4, Paper N° 28, 2003, pp. 1-4.

[93] SCHULZ, D., HANITSCH, R. E., "Power Quality Investigations of Different 1.5 MW Wind Energy Converter", Proceedings 37th Universities Power Engineering Conference, Stafford, UK, 2002.

[94] SEN, Z., "A Short Physical Note on a New Wind", Renewable Energy, Vol. 28, 2003, pp. 2379 – 2382.

[95] SHARMA, H., PRYOR, T., ISLAM, S., "Effect of Pitch Control and Power Conditioning on Power Quality of Variable Speed Wind Turbine Generators", AUPEC – Australasian Universities Power Engineering Conference, Australia, September, 2001, pp. 95 – 100.

[96] SILVA, K. F., SILVA, S. R., FRANCO, J. J. J. P., BRITO, J. S., SAIDEL, M. A., "Impactos na Qualidade da Energia de um Parque Eólico de 192 MW com Geradores de Indução Duplamente Alimentados no Sistema da COEBA", VI SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Belém-PA, Agosto, 2005, pp. 795 – 800.

[97] SILVA, S. R., "Energia Eólica", Apostila, UFMG – Universidade Federal de Minas Gerais, 2005.

[98] SLOOTWEG, J. G., "Modelling and Impact on Power System Dynamics", PhD's Thesis, Technische Universiteit Delft, Netherlands., 2003.

[99] SLOOTWEG, J. G., HAAN, W. H., POLINDER, H., KLING, W. L., "General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, Nº 1, February, 2003, pp. 53 – 56, pp. 144 – 151.

[100] SLOOTWEG, J. G., KLING, W. L., "Impacts of Distributed Generation on Power System Transient Stability", IEEE 2002 Power Engineering Society Summer Meeting, Vol. 2, July, 2002, pp. 862 – 867.

[101] SLOOTWEG, J. G., KLING, W. L., "Modeling of Large Wind Farms in Power Systems Simulations", Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE, Vol. 1, July, 2002, pp 503 – 508.

[102] SLOOTWEG, J. G., KLING, W. L., "The Impact of Large Scale Wind Power Generation on Power System Oscillations", Electric Power Systems Research, Vol.67, 2003, pp. 9 – 20.

[103] SLOOTWEG, J. G., POLINDER, H., KLING, W. L., "Dynamic Modelling of a Wind Turbine Direct Drive Synchronous Generator and Back to Back Voltage Source Converter and its Controls", Proc. Eur. Wind Energy Conf. Exhibition, Copenhagen-DEN, July, 2001, pp. 53 – 56.

[104] SLOOTWEG, J. G., POLINDER, H., KLING, W. L., "Initialization of Wind Turbine Models in Power System Dynamics Simulations", IEEE Porto Power Tech Conference, September, 2001.

[105] SLOOTWEG, J. G., POLINDER, H., KLING, W. L., "Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 18, N°. 4, December, 2003, pp. 516 – 524.

[106] SORENSEN, P., HANSEN, A., JANOSI, L., BECH, H., BAK-JENSEN, B., "Simulation of Interaction Between Wind Farm and Power System", Riso-R1281, Riso National Laboratory, Roskilde, DEN, December, 2001.

[107] SORENSEN, P., HANSEN, A. D., ROSAS, P. A. C., "Wind Models for Simulation of Power Fluctuations from Wind Farms", Elsevier Science, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Vol. 90, Nº 12, December, 2002, pp. 1381 – 1402.

[108] SPERA, D. A., "Wind Turbine Technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering", ASME PRESS, New York-USA, 1994.

[109] TAPIA, A., TAPIA, G., OSTOLAZA, J. X., SÁENZ, J. R., "Modeling and Control of a Wind Turbine Driven Doubly Fed Induction Generator", IEEE transactions on Energy Conversion, Vol. 18, N°. 2, June, 2003, pp. 194 – 204.

[110] THOMANN, G. C., BARFIELD M. J., "The Time Variation of Wind and Wind farm Power Output in Kansas", IEEE transactions on Energy Conversion, Vol 3, N°. 1, Mach, 1988, pp. 44 – 49.

[111] UBERADA, J. R., GARCIA, M. A. R. R., "Reliability and Production Assessment of Wind Energy Production Connected to the Electric Network Supply", IEE Proceding-Generator Transmission and Distribuition Vol. 146, N°. 2, March, 1999, pp 169 – 165.

[112] VIEIRA, J. P. A. MATOS, K. N. V., NUNES, M. V. A., BEZERRA, U. B., FERREIRA, F. F., TAVARES, F. L., "Impactos da Utilização de Aerogeradores de Velocidade Variável no Limite da Estabilidade de Tensão da Rede Elétrica", VI SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Belém-PA, Agosto, 2005, pp. 801 – 807.

[113] WIIK, J., GJERDE, J. O., GJENGEDAL, T., "Impacts from Large Integration of Wind Farms into Weak Power Systems", Power System Technology, International Conference on Proceedings. POWERCON 2000.,Vol. 1, December, 2000, pp. 49 – 54.

[114] XUEGUANG, W., WEISHENG, W., HUIZHU, D., YUNPING, C., "Application of Models of the Wind Energy Conversion System to Wind Power Dynamic Analysis", Power System Technology, International Conference on Proceedings. POWERCON'98, Vol. 2, August, 1998, pp. 1406 – 1411.

[115] ZAVADIL, R., MILLER, N, ELLIS, A, MULJADI, E., "Making Connections", IEEE Power & Energy Magazine, November/December, 2005, disponível em http://www.ieee.org/organizations/pes/public/2005/nov/index.html.