

APLICAÇÃO DO CONTROLE VETORIAL E TEORIA PQ NO CONTROLE DE
AEROGERADORES CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

Júlio César de Carvalho Ferreira

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM
ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:

Prof. Luís Guilherme Barbosa Rolim, Dr.-Ing.

Prof. Edson Hirokazu Watanabe, D.Eng.

Prof. Sergio Gomes Junior, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

ABRIL DE 2005

FERREIRA, JÚLIO CÉSAR DE CARVALHO

Aplicação do Controle Vetorial e Teoria PQ
no Controle de Aerogeradores Conectados à Rede
Elétrica [Rio de Janeiro] 2005

IX, 76 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc.,
Engenharia Elétrica, 2005)

Dissertação – Universidade Federal do Rio de
Janeiro, COPPE

1. Energia Eólica
2. Teoria PQ
3. Sistema Híbrido Diesel – Eólico

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

*“O que a escultura é para o bloco de mármore,
é a educação para a alma humana.”*

Joseph Addison

(poeta inglês e escritor de ensaios morais e críticos)

Eu dedico este trabalho a minha Amada Juliana, guerreira incansável, companheira fiel, uma das mais belas razões do meu viver. Eu te amo.

Aos meus pais Péricles, Cristina e a minha irmã Beatriz.

A minha tia Maria Tereza.

Vocês são as principais razões para eu continuar nessa viagem fantástica chamada VIDA.

Amo Vocês.

AGRADECIMENTOS:

Agradeço a Deus, Senhor de todas as coisas, pelo dom da vida e por me guiar ao longo dela através de caminhos cheios de luz, paz e felicidade.

Ainda hoje, procuro palavras para agradecer aos meus pais Péricles e Cristina, por me trazerem à vida, pelas noites de sono perdidas me amando, cuidando de mim e da minha irmã, pelos esforços em nos dar educação, saúde, amor e carinho. No entanto, vejo que a forma de expressar a gratidão pelos meus pais e pela minha irmã Beatriz é com amor. Amo vocês incondicionalmente.

Da mesma forma eu poderia ficar horas, dias tentando expressar através de palavras o quanto a minha tia Maria Tereza é importante em minha vida. Porém seria impossível. Nutro um profundo carinho, amor e gratidão por ela, que sempre me orientou, sempre ofereceu seus ombros e ouvidos em momentos tristes e felizes da minha vida e sempre torceu por mim.

Desde que conheci Juliana, minha vida realmente se iluminou. A capacidade de transmitir paz e luz através de seu sorriso, sua paciência, carinho, confiança e amor me tornam mais feliz a cada dia e foram, sem sombra de dúvidas, fundamentais para a conclusão desse trabalho. Eu te amo Juliana e agradeço a você, sua mãe e seu irmão por todo o carinho a mim dedicado.

Ao amigo e orientador Prof. Luís Guilherme Barbosa Rolim, agradeço pela confiança, paciência, dedicação e apoio a este trabalho. Nossas discussões foram de extrema importância para o meu crescimento profissional.

Agradeço ao Prof. Edson Hirokazu Watanabe pelas muitas horas dedicadas a mim e ao meu trabalho. Agradeço por ampliar os meus conhecimentos e por me mostrar o quanto ainda tenho a aprender.

Serei eternamente grato ao Amigo e Prof. Maurício Aredes pela ajuda, carinho, atenção e confiança dedicadas a mim dentro e fora do Laboratório.

Ao Prof. Richard Magdalena Stephan, agradeço pela confiança e por acreditar no meu potencial. As horas dedicadas a mim e ao meu trabalho serão lembradas com carinho.

Agradeço aos Professores Edson Hirokazu Watanabe, Maurício Aredes, Richard Magdalena Stephan e Walter Issamu Suemitsu por me aceitarem na COPPE e acreditarem no meu potencial.

Agradeço a grande Família ELEPOT pelo carinho, ajuda, força e paciência dedicadas a mim.

Amizade é um bem extremamente valioso. Graças a Deus sempre tive amigos com quem pude compartilhar minhas dores, mágoas, felicidades e vitórias. Aos meus amigos, um dos maiores bens que possuo, gostaria de expressar minha gratidão e carinho.

Agradeço a CAPES/CNPq pelo apoio financeiro recebido.

Agradeço aos Engs^o Fredemar Rüncos e César Augusto Montejunas pelas informações, pela ajuda e atenção.

Sem vocês a concretização deste trabalho seria impossível. Podem estar certos de que lembrarei de todos o resto de minha vida.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

APLICAÇÃO DO CONTROLE VETORIAL E TEORIA PQ NO CONTROLE DE
AEROGERADORES CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

Júlio César de Carvalho Ferreira

Abril/2005

Orientador: Luís Guilherme Barbosa Rolim

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho consiste no desenvolvimento de modelos para simulação de geradores eólicos baseados em máquina de indução com rotor gaiola de esquilo conectados à rede fraca ou sistemas de geração diesel, em um programa de simulação de transitórios eletromagnéticos, PSCAD/EMTDC. Uma metodologia de controle não-convencional também foi desenvolvida para este tipo de sistema, baseado na teoria da potência instantânea (teoria-pq), e na técnica do controle orientado pelo fluxo do rotor. A consistência dos modelos desenvolvidos foi verificada por meio da análise dos resultados de simulação de um sistema completo controlado a partir da metodologia desenvolvida.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

APPLICATION OF VECTOR CONTROL AND PQ THEORY ON THE CONTROL
OF GRID-CONNECTED WIND GENERATORS

Júlio César de Carvalho Ferreira

April/2005

Advisor: Luís Guilherme Barbosa Rolim

Department: Electrical Engineering

This work consists on the development of models for simulation of wind generators based on squirrel cage rotor induction machines connected to a weak grid or a diesel generation system, using an electromagnetic transient simulator software, PSCAD/EMTDC®. A non-conventional control methodology was also developed for that kind of system, based on the instantaneous power theory (pq theory), combined with rotor flux oriented control technique. The consistency of the developed models was verified by analysis of the simulation results of the complete system controlled by the proposed methodology.

Sumário

Lista de Figuras	xi
Lista de Símbolos	xiv
Capítulo 1 Introdução	1
1.1 – Motivação	3
1.2 – Objetivos.....	4
1.3 – Estrutura da dissertação	4
Capítulo 2 Principais Fundamentos da Geração Eólica	6
2.1 Aerogeradores.....	7
2.1.1 Fundamentos e Principais Tipos de Turbinas.....	7
2.1.2 Rastreamento da Potência Máxima	11
2.1.3 Sistemas Típicos de Acionamento – Máquinas e Conversores	14
2.2 Sistema de Geração Eólica	19
2.2.1 – Sistemas Autônomos	19
2.2.2 – Aerogeradores Conectados à Rede	20
2.2.3 – Sistemas Híbridos (Diesel – Eólico).....	22
2.3 Problemas Típicos da Conexão com a Rede	24
2.3.1 – Consumo excessivo de potência reativa	25
2.3.2 – Flutuações de tensão	25
2.3.3 – Efeito <i>Flicker</i>	26
Capítulo 3 Modelagem do Sistema.....	28
3.1 – Gerador Diesel, Regulador de Velocidade e Excitatriz.....	29
3.2 – Gerador Síncrono.....	29
3.3 – Excitatriz.....	34
3.4 – Turbina Eólica e Acoplamento com o Aerogerador.....	34
3.5 – Sistema Híbrido – Rede Fraca	41
3.5.1 Modelo utilizado.....	43
3.6 – Sistema de Controle Proposto.....	45

3.6.1 – Transformação de Coordenadas	46
3.6.2 – Controle do Conversor do Lado do Gerador	49
3.6.3 – Controle do Conversor do Lado da Rede Elétrica.....	59
3.6.4 – Controle de Tensão do PCC	63
Capítulo 4 Simulação e Análise dos Resultados.....	65
4.1 – Turbina eólica com gerador de indução diretamente conectado	66
4.1.1 – Análise do Perfil de Tensão.....	70
4.2 – Turbina de velocidade variável com controle e passo fixo	78
4.2.1 – Compensação de Potência Reativa.....	84
4.3 – Comparação dos Resultados	87
Capítulo 5 Conclusões e Trabalhos Futuros	90
5.1 – Conclusões.....	90
5.2 – Trabalhos Futuros	91
Referências Bibliográficas	93

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Rotor de uma turbina eólica típica.	8
Figura 2.2 – Diagrama de velocidades e forças atuantes sobre as pás do rotor do aerogerador.....	9
Figura 2.3 – Curva de potência típica de uma turbina eólica	10
Figura 2.4 – Curva de coeficiente de potência - C_p	11
Figura 2.5 - Gráfico de C_p versus λ parametrizado pelo ângulo de passo β	12
Figura 2.6 – Conexão de uma turbina eólica à rede elétrica através de um GI.....	17
Figura 2.7 – Conexão de uma turbina eólica à rede através de transmissão em corrente contínua	17
Figura 2.8 – Conexão de uma turbina eólica à rede através de um GI com rotor bobinado	18
Figura 3.1 – Modelo do regulador de velocidade e gerador diesel.....	29
Figura 3.2 – Modelo do gerador síncrono e da excitatriz.....	30
Figura 3.3 – Caixa de diálogo para a parametrização da máquina síncrona.	31
Figura 3.4 – Caixa de diálogo para a parametrização da máquina síncrona.	32
Figura 3.5 – Caixa de diálogo para a parametrização da máquina síncrona.	33
Figura 3.6 – Diagrama em blocos da função de transferência do modelo da excitatriz. 34	
Figura 3.7 – Seção longitudinal de um tubo de corrente de ar	35
Figura 3.8 – Modelo da turbina eólica e sistema de rastreamento da potência máxima. 38	
Figura 3.9 – Caixa de diálogo do bloco “Non-Linear Transfer Characteristic”	39
Figura 3.10 – Modelo do gerador de indução do PSCAD/EMTDC.....	39
Figura 3.11 – Caixa de diálogo para configuração da máquina de indução.....	40
Figura 3.12 – Caixa de diálogo para parametrização da máquina de indução	41
Figura 3.13 – Diagrama unifilar do sistema de potência da Ilha de Fernando de Noronha.	42
Figura 3.14 – Modelo do sistema elétrico desenvolvido no PSCAD/EMTDC.....	44
Figura 3.15 – Diagrama em blocos do sistema de controle proposto.....	45
Figura 3.16 – Representação vetorial de transformada de coordenadas.....	46

Figura 3.17 – Diagrama vetorial das correntes.....	51
Figura 3.18 – Diagrama em blocos do modelo da máquina de indução nas coordenadas do fluxo.....	55
Figura 3.19 – Diagrama em blocos do estimador da posição angular do fluxo	56
Figura 3.20 – Diagrama em blocos do sistema de controle do conversor do lado do gerador.....	56
Figura 3.21 – Diagrama esquemático do controlador de corrente por histerese	58
Figura 3.22 – Diagrama em blocos do controle do conversor do lado da rede	61
Figura 3.23 – Controle de corrente vetorial.....	63
Figura 3.24 – Diagrama em blocos do controle de tensão no PCC.....	64
Figura 4.1 – Perfil da velocidade do vento.....	66
Figura 4.2 – Comportamento da potência ativa do gerador de indução e do diesel.....	67
Figura 4.3 – Velocidade angular elétrica da máquina de indução.....	68
Figura 4.4 – Relação entre C_p e λ	69
Figura 4.4 – Comportamento do coeficiente de torque C_T	70
Figura 4.5 – Tensão nos terminais do lado de baixa do gerador diesel.....	71
Figura 4.6 –Tensão na carga do alimentador 1.....	71
Figura 4.7 – Potência reativa do gerador diesel e do banco de capacitores.	72
Figura 4.8 – Potência reativa do gerador diesel e do banco de capacitores.	73
Figura 4.9 – Tensão RMS no ponto de conexão comum (PCC).....	73
Figura 4.10 – Tensão RMS na carga	74
Figura 4.11 – Potência reativa do gerador diesel e do gerador de indução	75
Figura 4.12 – Tensão nos terminais do gerador diesel e do gerador de indução.....	76
Figura 4.13 – Tensão RMS no ponto de conexão comum	76
Figura 4.14 – Tensão RMS na carga.	77
Figura 4.15 – Comparação entre a tensão no PCC dos casos 1 e 2.....	77
Figura 4.16 – Potência elétrica do gerador de indução.....	79
Figura 4.17 – Potência da turbina em função da velocidade do vento parametrizada por ω	80
Figura 4.18 – Velocidade de referência e velocidade angular do gerador de indução ...	81
Figura 4.19 – Comportamento do coeficiente de potência, C_p	82
Figura 4.20 – Tensão no elo de corrente contínua.....	83
Figura 4.21 – Potência ativa do gerador diesel e do conversor – valores base do gerador diesel.....	84

Figura 4.22 – Diagrama em blocos do controle de p^*	85
Figura 4.23 – Potência reativa do diesel, do conversor do aerogerador e do banco de capacitores	86
Figura 4.24 – Potência ativa e reativa do gerador diesel	86
Figura 4.25 – Energia produzida pelo aerogerador para as duas configurações adotadas.	87
Figura – 4.26 – Coeficiente de potência da turbina eólica para as duas configurações adotadas	88
Figura 4.27 – Tensão no ponto de conexão comum para as duas configurações da turbina eólica.	89

Lista de Símbolos

A	área	$[A] = \text{m}^2$
C_P	coeficiente de potência	$[C_P] = 1$
$E_{cinética}$	energia cinética	$[E_{cinética}] = \text{J}$
G_R	razão de multiplicação da caixa de engrenagens	$[G_R] = 1$
i_{Sd}	componente no eixo direto da corrente do estator	$[i_{Sd}] = \text{A}$
i_{Sq}	componente no eixo em quadratura da corrente do estator	$[i_{Sq}] = \text{A}$
i_S	corrente do estator	$[i_S] = \text{A}$
i_R	corrente do estator	$[i_R] = \text{A}$
i_{mR}	corrente de magnetização	$[i_{mR}] = \text{A}$
L_o	indutância mútua	$[L_o] = \text{H}$
L_S	indutância de dispersão do estator	$[L_S] = \text{H}$
L_R	indutância de dispersão do estator	$[L_R] = \text{H}$
m	massa	$[m] = \text{kg}$
P_o	potência mecânica extraída pela turbina eólica	$[P_o] = \text{W}$
P_{vento}	potência mecânica extraída do vento	$[P_{vento}] = \text{W}$
P	número de par de pólos	$[P] = 1$
p	potência real	$[p] = 1$
P_{sc}	potência de curto circuito	$[P_{sc}] = \text{W}$
P_{wt}	potência da geração eólica	$[P_{wt}] = \text{W}$
q	potência imaginária	$[q] = 1$
R_R	resistência do estator	$[R_R] = \Omega$
r	é o raio da pá da turbina eólica	$[r] = \text{m}$
S	potência aparente	$[S] = \text{VA}$
T_m	torque mecânico no eixo do gerador	$[T_m] = \text{Nm}$
T_{tur}	torque mecânico no eixo da turbina eólica	$[T_{tur}] = \text{Nm}$
T_E	torque elétrico	$[T_E] = \text{Nm}$
T_R	constante de tempo rotórica	$[T_R] = \text{H} / \Omega$
\underline{V}_{vento}	vetor velocidade do vento	$[\underline{V}_{vento}] = \text{m/s}$
\underline{V}_S	vetor velocidade tangencial da seção da pá	$[\underline{V}_S] = \text{m/s}$

V_{pcc}	tensão no ponto de conexão comum	$[V_{pcc}] = \text{V}$
V_{cc}	tensão no elo de corrente contínua	$[V_{cc}] = \text{V}$
v	velocidade	$[v] = \text{m/s}$
Z_{th}	impedância equivalente de Thévenin	$[Z_{th}] = \Omega$
α	ângulo de ataque	$[\alpha] = \text{rad}$
β	ângulo de passo	$[\beta] = \text{rad}$
ε	posição angular do eixo do rotor	$[\varepsilon] = \text{rad}$
λ	razão entre a velocidade tangencial da ponta da pá e a velocidade do vento	$[\lambda] = 1$
ρ	posição angular do fluxo enlaçado pelo campo	$[\rho] = \text{rad}$
σ	fator de dispersão magnética	$[\sigma] = 1$
σ_R	fator de dispersão magnética do rotor	$[\sigma_R] = 1$
σ_S	fator de dispersão magnética do estator	$[\sigma_S] = 1$
ψ_R	fluxo enlaçado pelo campo	$[\psi_R] = \text{Wb}$
ω_R	velocidade angular	$[\omega_R] = \text{rad/s}$
ω^*	velocidade angular de referência	$[\omega^*] = 1$
ω_{mR}	velocidade angular do fluxo do rotor	$[\omega_{mR}] = \text{rad}$

Capítulo 1

Introdução

O aquecimento global causado pela emissão de gases poluentes na atmosfera fez com que os governos, organizações não governamentais, comunidades preservacionistas e demais setores da sociedade voltassem suas atenções para fontes de energia renováveis. Além do aspecto ecológico, uma outra vantagem a ser destacada no uso de tais fontes é a possibilidade de levar energia às regiões mais afastadas, onde a conexão com a rede elétrica seria inviável por motivos físicos ou econômicos.

Entre as principais fontes de energia alternativa em estudo podemos citar: biomassa, biodiesel, energia solar e energia eólica. Dentre essas fontes, por motivos de custo e eficiência, pode-se destacar a energia eólica, cujo crescimento tem sido considerável no mundo inteiro.

A energia eólica já vem sendo utilizada pelo homem há muitos séculos. Os egípcios já usavam a energia do vento em atividades como navegação no rio Nilo em 5000 A.C. Em 200 A. C. moinhos de vento eram usados na China para o bombeamento de água e, séculos depois de cristo, moinhos de vento passaram a serem utilizados no mundo para a moagem de grãos.

O uso da energia eólica na produção de energia elétrica teve início em 1890 na Dinamarca [1]. Desde então as turbinas eólicas, como são comumente chamadas, têm passado por constante desenvolvimento, atrelado, entretanto, às variações do custo dos combustíveis. Quando o custo desses combustíveis aumenta, o interesse em fontes de energia renováveis cresce, ao passo que a queda no custo faz com que o interesse em tais fontes de energia diminua. Na década de 40, por exemplo, tem-se notícia de uma turbina eólica de 1,25 MW para uma velocidade do vento de cerca de 13 m/s. Esta

turbina, localizada em Vermont, EUA, chegou a fornecer energia à rede local por vários meses durante a II Guerra Mundial.

Após a II Guerra Mundial, com a queda no preço dos combustíveis fósseis, o interesse nos sistemas de geração de energia eólica sofreu uma grande queda. Entretanto, na década de 70 com a crise do petróleo, a geração de energia elétrica por meio de turbinas eólicas voltou a ser de interesse no mundo inteiro.

Em 1997, na cidade japonesa de Kioto, foi aprovado um documento chamado Protocolo de Kioto [2]. Neste documento, alguns países concordaram em adotar um compromisso de redução de suas emissões combinadas de gases de efeito estufa em pelo menos 5% em relação aos níveis de 1990 até o período entre 2008 e 2012. Uma das propostas deste Protocolo é a pesquisa, promoção, desenvolvimento e o aumento do uso de formas novas e renováveis de energia, de tecnologias de seqüestro de dióxido de carbono e de tecnologias ambientalmente seguras, que sejam avançadas e inovadoras.

No Brasil, programas como o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas), têm estimulado o crescimento do uso de turbinas eólicas. O PROINFA foi instituído pela lei nº 10.438 de 26 de Abril de 2002 e revisado pela lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003. O principal objetivo é a diversificação da matriz energética brasileira. Este programa promoverá a implantação de 3.300 MW de geração com início previsto para até 30 de dezembro de 2006 (este prazo foi recentemente adiado para 2008) [3]. Estima-se que até 2022 as fontes alternativas sejam responsáveis por 10% da geração de energia elétrica do país.

Desta forma, com o provável crescimento do parque gerador eólico no Brasil, torna-se necessária a realização de estudos para regulamentar e auxiliar a entrada da fonte de energia eólica na matriz energética brasileira.

Este trabalho apresenta um estudo sobre sistemas híbridos diesel-eólico. Os modelos desenvolvidos nesta dissertação para os geradores eólicos podem ser divididos em dois: turbina eólica com gerador de indução rotor gaiola de esquilo conectado diretamente à rede elétrica e turbina eólica de velocidade variável com controle de potência e passo fixo. A energia gerada por esta última turbina é entregue à rede elétrica

por meio de um gerador de indução com rotor gaiola de esquilo e dois conversores fonte de tensão na configuração “back-to-back”.

Geradores de indução com rotor bobinado e geradores síncronos são opções que podem ser utilizadas em geradores eólicos. Entretanto, o uso do gerador de indução com rotor gaiola de esquilo para os modelos desenvolvidos neste trabalho, foi motivado pela sua robustez, baixo custo e fácil manutenção.

Para o controle do conversor do modelo de turbina eólica de velocidade variável, foram empregadas técnicas de controle não convencionais como controle orientado pelo fluxo do rotor e teoria da potência real e imaginária instantânea ou teoria pq.

O sistema híbrido diesel-eólico modelado neste trabalho é baseado no sistema de mesmo tipo implantado na Ilha de Fernando de Noronha. Através do programa de simulação de transitórios eletromagnéticos, PSCAD/EMTDC, foram ajustados os parâmetros dos modelos desenvolvidos, e obtidos resultados de resposta dinâmicas simuladas para variações na velocidade do vento, buscando a validação da metodologia empregada.

1.1 – Motivação

Conforme descrito na seção anterior, o PROINFA tem estimulado o crescimento do uso de aerogeradores no Brasil. A conexão de sistemas de geração eólica com a rede elétrica pode dar origem a problemas de naturezas diversas, principalmente no caso da rede ser fraca no ponto de conexão. Por exemplo, distúrbios de qualidade (e.g. flicker etc.) e problemas de instabilidade de tensão podem ocorrer com a redução da razão entre a potência de curto-circuito do sistema e a potência da turbina [4, 5]. Assim, com o aumento do número de parques eólicos no país, tornou-se crescente a necessidade de estudos para a implantação de parques eólicos como, por exemplo, estudos de controle de tensão, reativos, curto-circuito e fluxo de carga em condições nominais e de contingências.

Outro motivo que permitiu a difusão do uso dessa fonte de energia foi o desenvolvimento de dispositivos de eletrônica de potência e de modernos e velozes microcontroladores. Técnicas como o controle orientado pelo campo do rotor [6, 7] e a teoria da potência instantânea [8, 9, 10], possibilitaram o desenvolvimento de sistemas de controle sofisticados. Tais sistemas de controle podem atuar rastreando o ponto de máxima eficiência, aumentando consideravelmente a eficiência das turbinas eólicas, e permitem que seja feita a compensação do fator de potência ou a regulação de tensão no ponto de conexão comum. Dessa forma, é possível aumentar a qualidade da energia produzida e diminuir, até mesmo em alguns casos evitar, distúrbios causados pela conexão e reconexão de turbinas eólicas no sistema elétrico.

1.2 – Objetivos

Os objetivos principais deste trabalho são:

- Desenvolver modelos para simulação de Geradores eólicos baseados em máquina de indução de gaiola de esquilo conectados à redes fracas ou sistemas de geração diesel, em um programa de simulação de transitórios eletromagnéticos (PSCAD/EMTDC);
- Desenvolver uma metodologia de controle não-convencional para este tipo de sistema, baseado na teoria p-q e controle vetorial;
- Verificar a consistência dos modelos desenvolvidos, pela análise dos resultados de simulação de um sistema completo controlado a partir da metodologia desenvolvida.

1.3 – Estrutura da dissertação

Os tópicos abordados neste trabalho são divididos nos seguintes capítulos.

O segundo capítulo apresenta uma descrição dos principais fundamentos da conversão da energia eólica em energia elétrica. Neste capítulo é feita uma revisão bibliográfica sobre o princípio de geração eólica, principais tipos de turbinas e acionamentos, rastreamento do ponto de eficiência máxima, sistemas híbridos e principais efeitos da conexão de turbinas eólicas na rede elétrica.

O terceiro capítulo apresenta uma descrição da modelagem da turbina eólica, do sistema híbrido e do gerador diesel. As estratégias baseadas na técnica do controle orientado pelo campo do rotor e na teoria da potência instantânea, ambas empregadas no controle do conversor back-to-back são descritas.

O quarto capítulo apresenta e analisa os resultados das simulações do sistema híbrido, feitos no programa PSCAD/EMTDC .

Por fim, no quinto capítulo são apresentadas as conclusões do trabalho e as considerações sobre os trabalhos futuros.

Capítulo 2

Principais Fundamentos da Geração Eólica

ESTE capítulo descreve os principais tipos de aerogeradores, detalhando o princípio de funcionamento e os fundamentos de conversão da energia eólica em energia elétrica. As características de construção de turbinas eólicas, as curvas de potência, os tipos de aerogeradores, a forma com que são conectados à rede e o controle utilizado, são aspectos importantes e devem ser levados em consideração no projeto de um sistema de geração eólica. Tais aspectos podem ser responsáveis pelo aumento da eficiência do processo de conversão e da qualidade da energia gerada. Os principais foram destacados e serão descritos neste capítulo. O acionamento dos aerogeradores pode ser feito de diversas formas, levando em consideração diferentes tipos de máquinas elétricas e conversores; mais uma vez, as principais formas de acionamento foram destacadas e serão detalhadas neste capítulo.

De acordo com PATEL [11] e SLOOTWEG e VRIES [12], as turbinas eólicas podem ser classificadas quanto à forma como são operadas e podem ser divididas em: turbinas com velocidade fixa e velocidade variável, sendo o segundo tipo o mais empregado atualmente, por apresentar uma série de vantagens sobre o primeiro. Uma dessas vantagens é a possibilidade do uso de um sistema de controle adequado que possa atuar rastreando a potência máxima da turbina, isto é, permitindo que a turbina opere próximo ao ponto ótimo, maximizando a sua eficiência. Esse processo de rastreamento também será discutido neste capítulo.

Segundo apresentado por HUNTER e ELLIOT [13], os sistemas de geração eólica podem ser classificados em: autônomo ou isolado, conectado à rede forte ou fraca, e como um sistema híbrido. Cada uma dessas classificações e os problemas típicos da conexão de aerogeradores com a rede elétrica serão descritos e detalhados neste capítulo.

2.1 Aerogeradores

2.1.1 Fundamentos e Principais Tipos de Turbinas

Conforme PATEL [11] e RASILA [14], aerogeradores¹ são dispositivos responsáveis pela conversão da energia cinética dos ventos em energia elétrica. A energia cinética é capturada em um rotor, que por sua vez consiste de uma, duas ou mais pás mecanicamente acopladas a um gerador elétrico por meio de um sistema de engrenagens, mais conhecido como caixa multiplicadora, detalhada mais adiante. A forma com que a turbina eólica é conectada a rede elétrica, assim como os principais sistemas de acionamento serão discutidos mais adiante na seção 2.1.3. A Figura 2.1 mostra detalhadamente um aerogerador típico, identificando seus principais componentes.

A Figura 2.2 mostra a seção transversal de uma pá do rotor de uma turbina eólica em movimento. O deslocamento da pá é resultado da ação das forças aerodinâmicas, que têm origem quando o rotor da turbina movimenta-se numa corrente de vento. A velocidade absoluta do vento é representada pelo vetor \vec{V}_{vento} . No referencial da seção da pá, a velocidade do vento é vista como a soma vetorial de \vec{V}_{vento} com o vetor \vec{V}_s , que é a velocidade tangencial da seção da pá. O módulo de \vec{V}_s é dado pelo produto $r \cdot \omega_r$, onde ω_r é a velocidade angular e r é a distância radial da seção da pá ao eixo de rotação do rotor. A linha tracejada que interliga os pontos mais distantes da seção da pá é a “linha de comprimento” ou “linha de corda”. O ângulo entre \vec{V} e a “linha de corda” é o “ângulo de ataque” α e o ângulo entre \vec{V}_s e a “linha de corda” é o

¹ Denominação dada ao conjunto turbina eólica e gerador elétrico.

“ângulo de passo” β . O escoamento visto a partir da pá tem a direção de \vec{V} , e dele surgem duas forças: uma força perpendicular ao escoamento chamada força de sustentação \vec{L} e uma outra na mesma direção do escoamento chamada força de arrasto \vec{D} [15] [16]. A soma vetorial de \vec{D} com \vec{L} produz a força resultante \vec{F} .

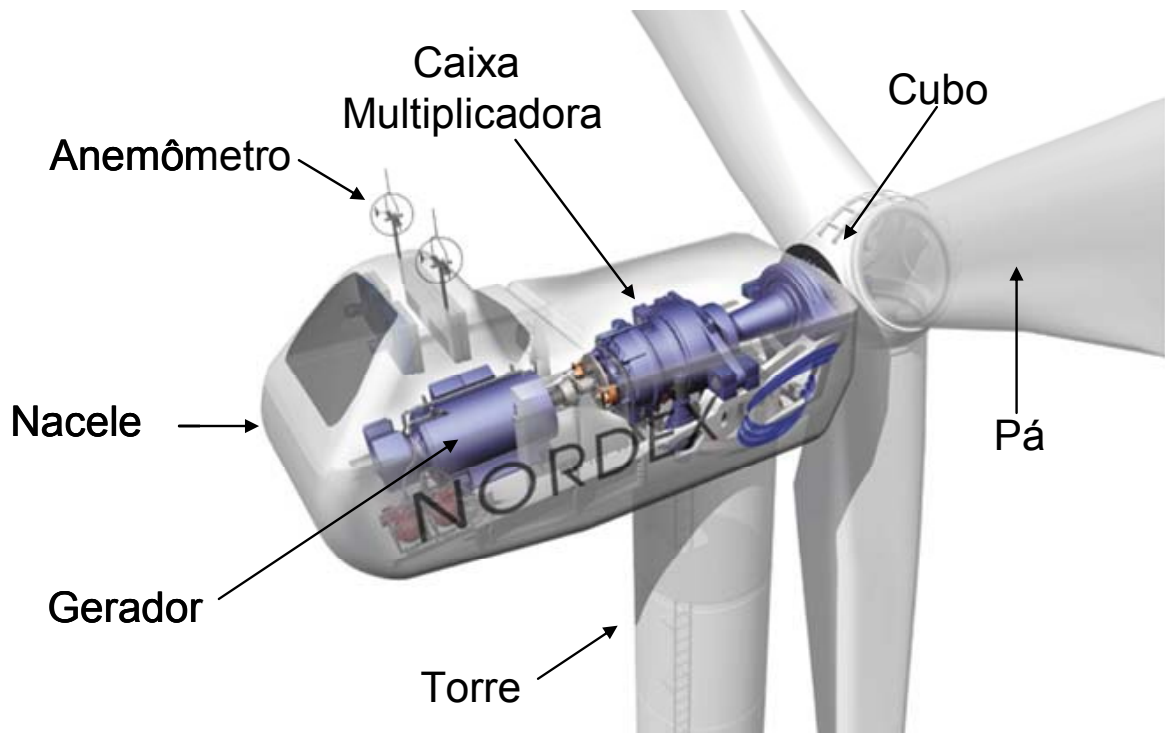


Figura 2.1 – Rotor de uma turbina eólica típica².

A intensidade das forças de sustentação está diretamente ligada ao ângulo de ataque α . A força de arrasto \vec{D} será máxima quando o ângulo de ataque estiver em torno de 90° e terá intensidade mínima quando este ângulo for 0° . A força de sustentação \vec{L} atingirá sua máxima intensidade quando o ângulo de ataque se aproximar de 15° . Após esse valor sua intensidade começa a reduzir ao passo que a força de arrasto começa a aumentar. Esse efeito, conhecido como estol, é utilizado para o controle da turbina e será visto com mais detalhes na seção 2.1.2.[15][16].

² Figura adaptada de http://www.energy.qld.gov.au/infosite/eg_using_wind_turbines.html.

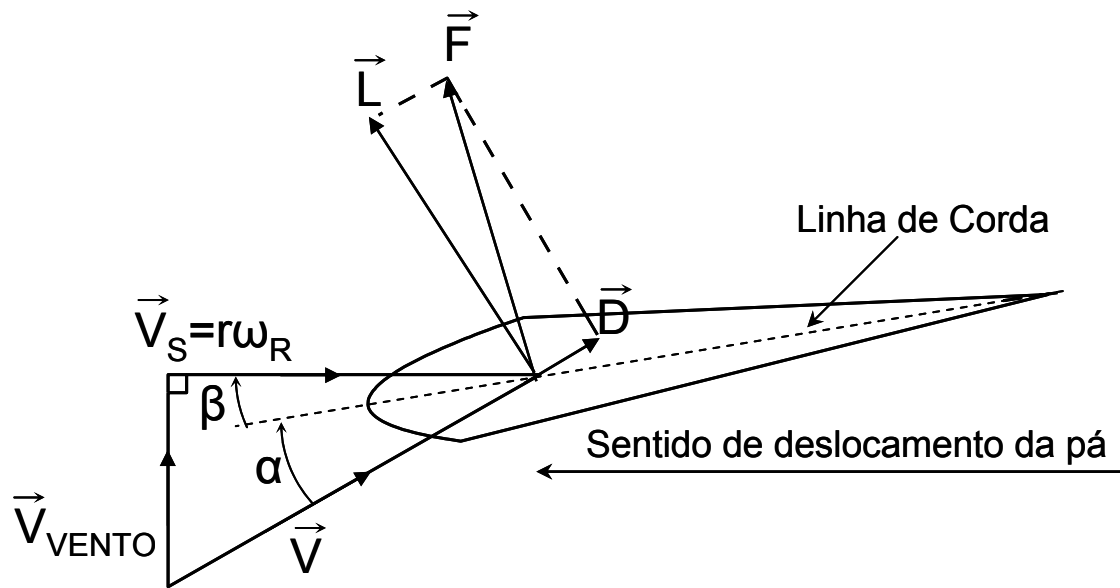


Figura 2.2 – Diagrama de velocidades e forças atuantes sobre as pás do rotor do aerogerador³

O torque gerado pela turbina depende de fatores como [11]: a densidade do ar, a área do rotor e a velocidade do vento. Segundo RASILA [14], quando o vento atinge a área do rotor da turbina, uma parte da sua energia cinética é convertida em energia rotacional do rotor e transmitida ao gerador elétrico por meio do sistema de engrenagens já mencionado. A conversão de parte da energia cinética dos ventos causa uma redução na sua velocidade após a passagem pelo aerogerador. Entretanto, no caso hipotético em que a velocidade do vento após a sua passagem pela turbina fosse nula, a parcela de energia cinética do vento convertida para forma rotacional no aerogerador seria máxima. Em um outro caso hipotético, em que a velocidade do vento fosse igual antes e após a passagem pelo aerogerador, nenhuma energia cinética estaria sendo extraída. Existe então um ponto de operação em que a conversão da energia cinética em energia mecânica alcança a sua eficiência máxima. Este ponto de operação pode ser determinado pela lei de Betz [16]. De acordo com a lei de Betz, pode-se idealmente converter no máximo 59% da energia cinética do vento em energia mecânica utilizando uma turbina eólica.

³ Figura adaptada de [14].

A viabilidade técnica da implementação de um sistema de geração eólica pode ser avaliada mediante o estudo dos recursos eólicos de uma certa região [11]. Esses recursos são geralmente mapeados em termos de velocidade dos ventos, densidade da potência eólica em Watts por metro quadrado da área varrida pelo rotor e do potencial da energia eólica em kWh/m² por ano.

Após o estudo de viabilidade, torna-se importante o dimensionamento adequado do aerogerador com relação à potência máxima gerada. Conforme será visto no capítulo 3, seção 3.5, a potência gerada por uma turbina eólica varia linearmente com a área formada pelas pás e pelo cubo da turbina eólica [11]. Entretanto, quanto maior a turbina, maior será o seu custo.

Algumas ferramentas podem ser utilizadas tanto no auxílio do dimensionamento da turbina, quanto no ajuste do controle do sistema de geração eólica. Uma dessas ferramentas é a curva de potência da turbina [16]. Essa curva caracteriza uma turbina eólica, exibindo a potência de saída da turbina correspondente a cada valor da velocidade do vento. Uma curva de potência típica pode ser observada na Figura 2.3.

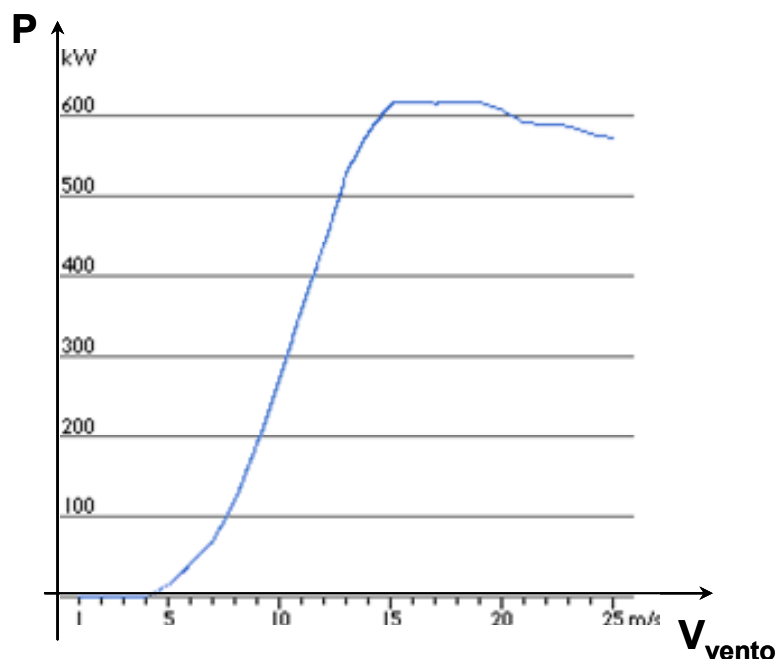


Figura 2.3 – Curva de potência típica de uma turbina eólica

Apesar de muito utilizada, essa curva pode apresentar incertezas em decorrência da forma como é obtida [16]. Sua obtenção é feita através de medições da velocidade do

vento que passa pela área do rotor. Porém, como a velocidade do vento varia constantemente, torna-se muito difícil a medição da velocidade da massa de ar no momento em que esta passa pela área varrida pelo rotor do aerogerador.

Assim, uma solução prática consiste em obter uma média da velocidade. Essa média pode ser obtida através dos valores da velocidade do vento antes e após a passagem pela turbina [11]. No entanto, tal medida pode vir a apresentar incertezas da ordem de 3% [16]. A energia convertida pelo aerogerador, conforme será visto no capítulo 3, varia com o cubo da velocidade do vento. Dessa forma, a potência de saída da turbina eólica pode sofrer variações em até 10%, com relação aos valores dados pela curva de potência.

Uma outra ferramenta é a curva de coeficiente de potência [16]. Essa curva é muito utilizada na avaliação do processo de conversão da energia cinética e no sistema de controle dos aerogeradores. A sua obtenção se dá através da divisão da curva de potência da turbina eólica pela correspondente curva da potência do vento. A Figura 2.4 mostra uma típica curva de coeficiente de potência.

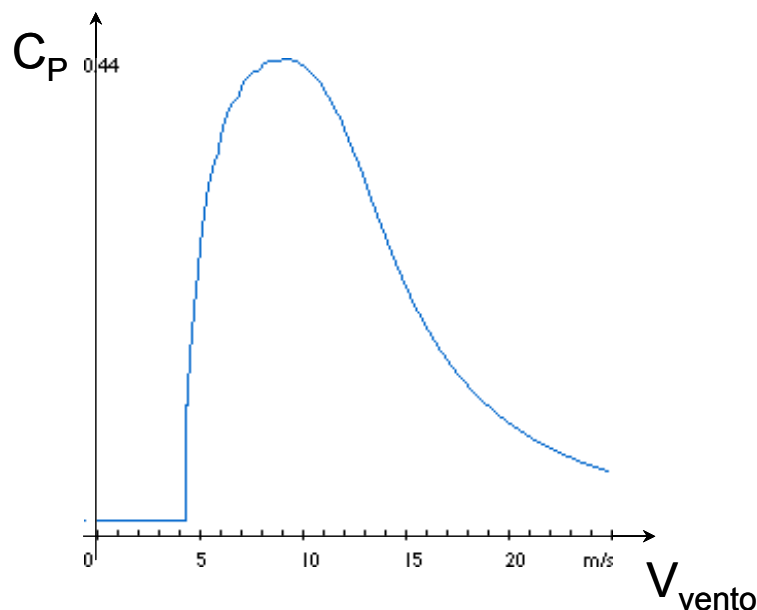


Figura 2.4 – Curva de coeficiente de potência - C_p

2.1.2 Rastreamento da Potência Máxima

O coeficiente de potência C_p representa a parcela de potência que é extraída do vento pela turbina. Conforme já mencionado, o valor máximo teórico de C_p é 0.59, segundo Betz [16].

Apesar de ser habitual que fabricantes de aerogeradores forneçam curvas de potência em função da velocidade absoluta do vento, o principal fator do processo de extração de potência do vento pelos modernos rotores aerodinâmicos é a razão de velocidades entre as pás do rotor e do vento. Em sistemas eólicos completos, como os descritos por curvas de fabricantes, esta informação fica implícita. Mas para que se possa projetar controladores para aerogeradores visando maximizar o aproveitamento da potência do vento, é preciso conhecer explicitamente esta relação. Para expressar a dependência de C_p com a velocidade do vento e outras características de um dado rotor, é útil quantificar a razão de velocidades λ conforme dado por [11, 14]:

$$\lambda = \frac{\omega_t R}{v_{vento}}, \quad (2.1)$$

onde $\omega_t R = \vec{V}_T$ é a velocidade tangencial da ponta da pá, R é a distância da ponta da pá ao eixo de rotação (raio do rotor) e v_{vento} é a velocidade do vento.

Na Figura 2.5 pode-se observar o gráfico de C_p versus λ parametrizado pelo ângulo de passo β .

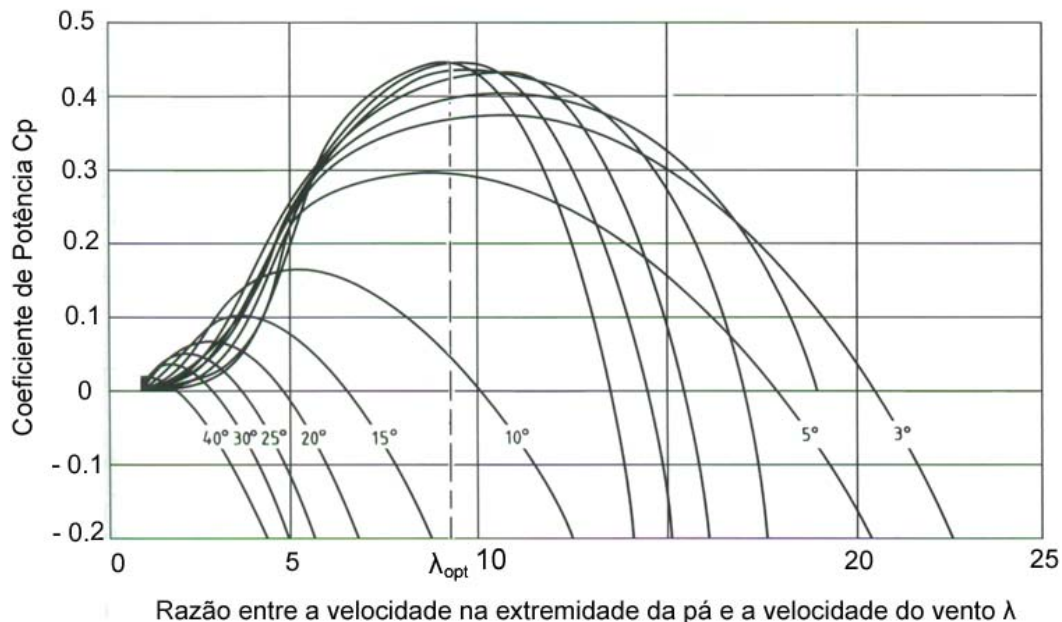


Figura 2.5 - Gráfico de C_p versus λ parametrizado pelo ângulo de passo β

A busca da eficiência máxima pode tornar-se irrelevante quando a turbina está operando em baixa ou alta velocidade. Quando a turbina opera em baixa velocidade, não existe muita energia cinética disponível. Quando a mesma opera em alta velocidade, é retirada de operação por motivos de segurança; logo, a maximização de sua eficiência torna-se importante quando a turbina pode operar em velocidades médias, onde a energia cinética pode ser melhor aproveitada.

Quando a turbina eólica opera próxima a λ_{opt} , o processo de conversão de energia alcança máxima eficiência. De acordo com (2.1), λ é dependente tanto da velocidade angular no eixo do rotor da turbina quanto da velocidade linear do vento.

Como em turbinas eólicas de velocidade fixa, detalhadas na seção 2.1.3, a velocidade do eixo do rotor deve ser mantida em torno de um valor fixo, o λ_{opt} pode ser alcançado mediante dois tipos de controle: controle do ângulo de passo β e controle por estol.

O controle de passo é um sistema ativo onde as pás giram em torno do seu próprio eixo longitudinal, mudando o ângulo de passo β a fim de controlar o ângulo de ataque α . Conforme mencionando anteriormente, este ângulo exerce influência direta sobre a intensidade das forças aerodinâmicas atuantes sobre as pás da turbina. Dessa forma, o controle de β permite que as forças de sustentação e de arrasto permaneçam em torno de um valor desejado.

O controle por estol é um sistema passivo. Esse tipo de controle é baseado na característica aerodinâmica da pá. No caso do ângulo de passo ser fixo, quando a velocidade do vento ultrapassa um determinado valor, o ângulo de ataque α aumenta, reduzindo a intensidade da força de sustentação e aumentando a força de arrasto, diminuindo a velocidade de rotação das pás. Esse fenômeno é conhecido como estol. A fim de evitar que este efeito ocorra simultaneamente em todas as posições radiais, a pá possui uma pequena torção longitudinal, permitindo que o efeito estol ocorra suavemente.

Uma outra concepção envolve o controle por estol e o de passo. Nessa estratégia, denominada estol ativo, o ângulo de passo do rotor é controlado até que a região de estol seja atingida.

O fato de admitir apenas os controles acima descritos é caracterizado como uma das desvantagens na utilização das turbinas de velocidade fixa, uma vez que há pouca margem para controlá-las de forma a mantê-las operando próximo a sua máxima eficiência.

No entanto, em turbinas com velocidade variável, detalhadas na seção 2.1.3, a velocidade do eixo do rotor pode ser controlada, ou seja, a turbina eólica pode operar sob diferentes velocidades do eixo do rotor. Dessa forma, λ_{opt} pode ser alcançado mediante o controle da velocidade do eixo do rotor da turbina eólica. Essa é uma das vantagens responsáveis pela difusão do uso desses tipos de turbinas; ao mesmo tempo em que sua operação torna-se possível diante de diferentes valores da velocidade do vento, a sua eficiência é mantida próxima do máximo.

O sistema de rastreamento da potência máxima é baseado no controle da velocidade angular do rotor da turbina eólica, representado por

$$\omega^* = \frac{\lambda_{OPT}}{R} v_{vento}, \quad (2.2)$$

onde λ_{opt} é o valor ótimo da relação entre a velocidade do vento e a velocidade na extremidade da pá da turbina, R é o raio da mesma e ω^* é a velocidade angular de referência que será utilizada no controle da turbina.

2.1.3 Sistemas Típicos de Acionamento – Máquinas e Conversores

As turbinas eólicas podem ser classificadas quanto à forma com que são conectadas à rede elétrica, e podem ser divididas em [11, 12, 13, 15, 16]: turbinas de velocidade fixa e de velocidade variável.

As turbinas eólicas de velocidade fixa são conectadas diretamente ao sistema de potência, na maioria das vezes por meio do estator de um gerador de indução. A velocidade angular do rotor dessas turbinas mantém-se em torno de um valor fixo, pela ação de um controle do passo das pás ou pela ocorrência planejada de efeito estol conforme as especificações de projeto do rotor. Dessa forma, essas turbinas precisam ser mecanicamente mais robustas, uma vez que as flutuações na velocidade do vento são transferidas diretamente ao eixo do rotor da turbina em forma de variações no torque. Segundo GREEN e WIND [17], dependendo da potência de curto circuito do sistema elétrico, as variações bruscas na velocidade do vento podem causar o surgimento do efeito *flicker* (seção 2.3.3). A principal consequência do efeito *flicker* é o incômodo causado ao olho humano pela cintilação luminosa.

Uma outra desvantagem na utilização desse tipo de turbina é a própria conexão com a rede. Segundo KRAUSE [18], a corrente de partida do gerador de indução pode alcançar um valor superior a seis vezes o nominal. Assim, em situações em que sejam necessárias desconexão e reconexão frequentes da turbina eólica a uma rede fraca, problemas de instabilidade poderão ocorrer.

Por motivo de proteção, a operação das turbinas de velocidade fixa, assim como as de velocidade variável, possui um limite inferior e um superior de velocidade [11, 16]. A exemplo da regulação de velocidade, a limitação também pode ser feita de duas formas [11, 14, 16]: controle de passo ou estol. No controle de estol, as pás são construídas de forma a diminuir a velocidade de rotação da turbina, caso a velocidade do vento aumente acima de um determinado valor. O controle de passo consiste em controlar a rotação das pás em torno de seu próprio eixo, de forma a controlar a velocidade de rotação da turbina.

As turbinas de velocidade amplamente variável precisam ser conectadas ao sistema elétrico por meio de conversores estáticos. Uma das vantagens deste tipo de conexão é que o aerogerador pode continuar operando mesmo que a velocidade do vento sofra variações. O uso de um sistema de controle adequado permite que a frequência da corrente gerada pelo aerogerador seja constante mesmo que a velocidade do rotor assumam diferentes valores.

Conforme apresentado por MARQUES *et al.* [15], o estresse mecânico nesse tipo de turbina sofre uma considerável redução devido à liberdade de aceleração do conjunto mecânico. Na presença de rajadas de vento, por exemplo, a energia é armazenada na inércia mecânica da turbina, reduzindo as oscilações de torque.

Uma outra consequência é o aumento da extração da energia do vento. Uma vez que a velocidade do rotor pode ser controlada, o valor de λ_{opt} pode ser alcançado. A existência de um conversor, juntamente com um sistema de controle e as características da turbina, permite que as potências ativa e reativa sejam controladas.

Os geradores elétricos mais utilizados junto a este tipo de turbina são basicamente de três tipos: gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo, gerador síncrono e gerador de indução com rotor bobinado.

A vantagem do gerador de indução com rotor gaiola de esquilo é o baixo custo de manutenção em virtude de sua construção simples e robusta. Embora a utilização da máquina de indução com rotor bobinado seja atualmente preferida por muitos fabricantes, há uma tendência a utilizar-se o gerador de indução com rotor gaiola de esquilo juntamente com conversor eletrônico em aplicações “offshore”, uma vez que evitam os problemas dos anéis coletores [19]. A Bonus Energy A/S implantou em setembro de 2004 um protótipo de uma turbina eólica deste tipo, com potência de 3,6 MW. Conforme apresentado por FERREIRA *et al.* [20], a energia reativa necessária ao funcionamento do gerador de gaiola pode ser fornecida pelo conversor. No capítulo 3, o controle desse tipo de gerador será descrito com mais detalhes. O diagrama esquemático da Figura 2.6 mostra um gerador de indução com rotor gaiola de esquilo conectado à rede elétrica por meio de um conversor Back-to-Back.

Segundo SOBRINK *et al.* [21], uma outra possibilidade que se mostra atrativa com uma configuração semelhante é a de se fazer a transmissão entre os geradores eólicos e o ponto de conexão com a rede elétrica em corrente contínua aproveitando-se o elo de tensão entre os conversores. Esta configuração assemelha-se à concepção “HVDC Light” e pode ser, por exemplo, apropriada para aplicações “offshore”, com

aerogeradores situados a poucas dezenas de quilômetros da costa e transmissão com cabo submarino. Este tipo de configuração é ilustrado na Figura 2.7.

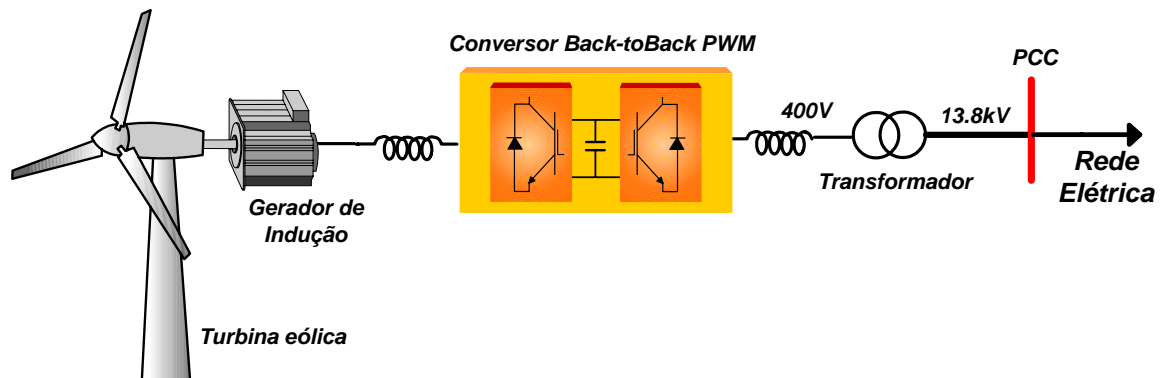


Figura 2.6 – Conexão de uma turbina eólica à rede elétrica através de um GI

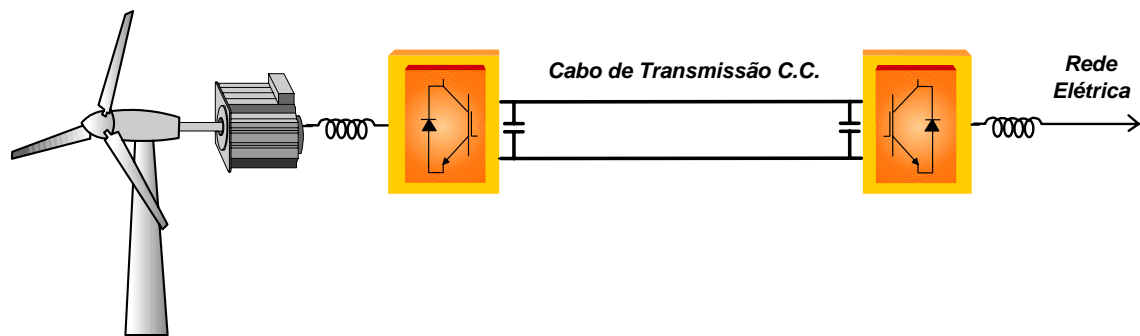


Figura 2.7 – Conexão de uma turbina eólica à rede através de transmissão em corrente contínua

O outro tipo de gerador utilizado é o de indução com rotor bobinado. O escorregamento e conseqüentemente o torque da máquina de indução com rotor bobinado pode ser controlado através do uso de resistores externos, mas nesse caso as perdas seriam excessivas. Alternativamente, o controle desse tipo de máquina pode ser executado por meio de conversores eletrônicos acoplados ao rotor. Dessa forma, o gerador de indução com rotor bobinado é alimentado tanto pelo estator como pelo rotor, conforme mostrado na Figura 2.8, daí a denominação deste sistema como “gerador de indução duplamente alimentado”.

A máquina de indução duplamente alimentada pode operar nos modos subsíncrono e supersíncrono, tipicamente sob uma faixa de operação de 30% em torno da velocidade síncrona; para tanto o conversor acoplado ao rotor deve ser bi-direcional

[22]. Quando o gerador se encontra no modo subsíncrono, $s > 0$, a potência flui da rede para o rotor através do conversor back-to-back. De outra forma, quando o gerador se encontra no modo supersíncrono, $s < 0$, a potência flui do rotor para a rede. Quando o escorregamento é nulo, o rotor precisa de corrente contínua. Nesse caso o gerador se comporta como uma máquina síncrona. Em todos os casos, é possível controlar a potência reativa do gerador através da tensão aplicada ao rotor.

Apesar do custo de construção desse tipo de gerador ser elevado, o conversor utilizado torna-se economicamente mais vantajoso, uma vez que a maior parte da energia flui pelo estator. Se a velocidade varia numa faixa de 30%, também apenas cerca de 30% da potência fluem pelo conversor ligado ao rotor, o que diminui consideravelmente o seu tamanho.

O gerador síncrono é uma outra opção utilizada no projeto de aerogeradores. O rotor desse tipo de máquina pode ser de imã permanente ou excitado por meio de corrente contínua. A velocidade das pás da turbina é menor que a velocidade nominal de operação do gerador síncrono. Assim, essa compatibilização é feita por meio de engrenagens ou aumentando-se o número de pólos da máquina síncrona. A conexão do gerador síncrono à rede é feita por meio de dois conversores back-to-back. Neste tipo de conexão toda a energia produzida pelo gerador flui pelos conversores. Dessa forma a potência de cada conversor deve ser a mesma do gerador síncrono, aumentando o custo desse sistema. Uma opção adotada, por exemplo, pela Wobben/Enercon para reduzir esse custo é a utilização de um retificador a diodos conectado aos terminais do gerador síncrono.

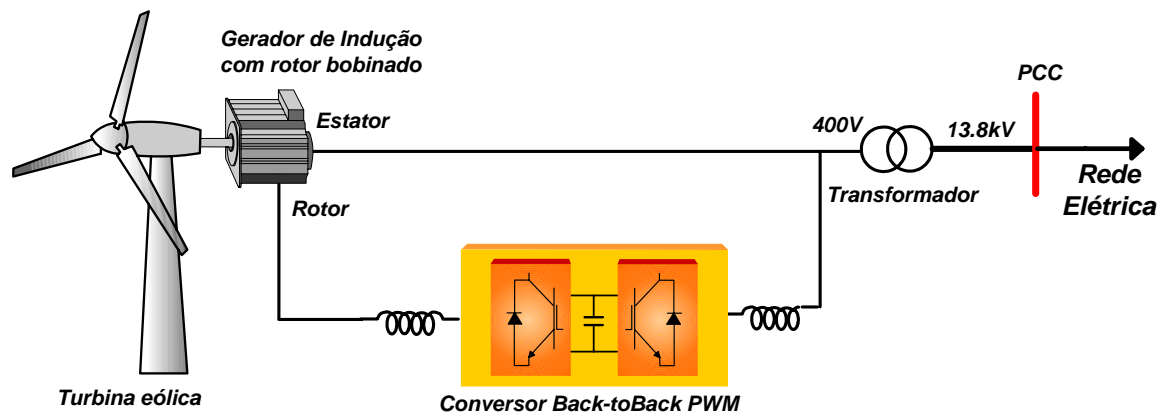


Figura 2.8 – Conexão de uma turbina eólica à rede através de um GI com rotor bobinado

Atualmente, os estudos do projeto do PROINFA têm priorizado o uso de geradores de indução diretamente conectados, geradores de indução duplamente alimentados e geradores síncronos com conexão por conversores de tensão. Apesar disso, geradores síncronos têm sido utilizados pela Wobben/Enercon, em usinas como por exemplo a Usina da Prainha, em Fortaleza (CE).

2.2 Sistemas de Geração Eólica

Os sistemas de geração eólica são classificados de acordo com a forma com que são empregados e com as características da rede. Tais sistemas podem ser divididos em: sistemas autônomos e sistemas conectados à rede [11].

2.2.1 – Sistemas Autônomos

Sistemas autônomos são caracterizados por operarem isoladamente do sistema elétrico, ou seja, são a principal fonte de energia.

Uma das dificuldades encontradas em sistemas com essas características é a regulação de tensão e frequência na carga. Por serem algumas vezes as únicas fontes de energia de um sistema, a performance dos aerogeradores é fortemente dependente não só das características dos ventos locais, mas também da carga. Tais fatores devem ser levados em consideração no projeto, evitando assim, que em determinados momentos, a carga seja maior que a potência gerada, ocasionado o desligamento da turbina ou de parte da carga.

Porém, algo que nem sempre pode ser evitado, é o momento em que a carga do sistema é menor que a potência gerada pela turbina eólica. Nesse caso, haverá um excesso de energia no sistema, sendo então necessária a presença de um dispositivo que possa armazenar ou consumir este excesso. Uma outra opção consiste em deixar de gerar energia elétrica. Com o emprego de turbinas de velocidade variável é mais fácil compatibilizar a geração com a carga.

2.2.2 – Aerogeradores Conectados à Rede

Uma das principais características desse sistema é a presença de uma outra fonte de energia no sistema elétrico, além do aerogerador.

A presença de uma fonte de energia “forte” que não a eólica facilita a regulação de tensão no ponto de conexão comum, PCC, embora não exclua problemas de instabilidade devido ao aumento do número de aerogeradores ou à entrada e saída operacional das turbinas no dia a dia. Um fator ligado diretamente a essa questão de instabilidade é a potência de curto-circuito da rede à qual a turbina está conectada.

2.2.2.1 – Razão de Curto – Circuito

A natureza dos problemas associados à interconexão entre a geração eólica e sistemas de potência é fortemente dependente da suscetibilidade da rede a variações na geração eólica. Essa característica pode ser quantificada mediante a determinação do índice denominado razão de curto circuito.

Segundo DATTA *et al.* [22], a razão de curto circuito é definida por:

$$RCC = \frac{P_{sc}}{P_{wt}}, \quad (2.3)$$

onde P_{sc} é a potência de curto circuito do sistema e P_{wt} é a potência da geração eólica.

A potência de curto circuito por sua vez, pode ser definida por:

$$P_{sc} = \frac{V_{pcc}^2}{Z_{th}}, \quad (2.4)$$

onde V_{pcc} é a tensão no barramento e Z_{th} é a impedância equivalente de Thévenin do sistema de potência, excluindo a geração eólica.

Uma vez conhecido o valor da razão de curto-circuito, de acordo com ROSAS *et al.* [5] e KUNDUR [23], é possível classificar a rede elétrica como sendo forte ou fraca.

Com o aumento da geração de energia eólica, a relação entre a potência de curto-circuito do sistema e a potência produzida pelo aerogerador diminui. Dessa forma, mesmo em redes consideradas fortes, a influência da geração eólica sobre a rede aumenta, assim como a possibilidade de ocorrência de problemas como instabilidades, má regulação de tensão e efeito *flicker*.

2.2.2.2 – Rede Forte

Segundo ROSAS *et al.* [5], o termo rede forte pode ser empregado para classificar sistemas de potência onde a relação de curto-circuito é maior que 20. Sistemas com essa de relação de curto-circuito são caracterizados por uma forte influência da rede elétrica na regulação de tensão do ponto de conexão comum (PCC). Nos casos em que a energia elétrica produzida pelo aerogerador seja maior que a carga local, o próprio sistema elétrico é capaz de consumir este excesso. Por outro lado, caso a demanda seja maior que a energia produzida pela turbina, o sistema elétrico é capaz de supri-la.

2.2.2.3 – Rede Fraca

O termo rede fraca pode ser empregado para classificar sistemas de potência em que a relação de curto-circuito é menor que 20 [5].

A regulação de tensão no ponto de acoplamento comum, PCC, ainda é feita pelo próprio sistema elétrico. Porém, como algumas vezes a potência gerada é comparável à potência de curto-circuito da rede, a rede torna-se muito mais suscetível aos problemas de instabilidades.

Em situações em que a demanda da carga local assume valores menores que a geração, ou no momento da conexão do aerogerador, a tensão pode assumir valores maiores que o permitido. Logo, em tais sistemas percebe-se a necessidade de um controle capaz de atuar na regulação de tensão.

2.2.3 – Sistemas Híbridos (Diesel – Eólico)

Conforme apresentado por RASILA [14], sistemas híbridos são caracterizados pela operação descentralizada, isto é, não conectada ao sistema elétrico central, e muitas vezes por serem encontrados em regiões afastadas, onde a presença de uma conexão à rede elétrica central é inviável, seja por motivos físicos ou econômicos. O sistema híbrido abordado neste trabalho possui como fonte principal um gerador diesel e como fonte secundária um aerogerador.

Geradores diesel são uma das fontes de energia mais comumente empregadas em regiões remotas. Em regiões onde a demanda da carga é pequena, a utilização de apenas um gerador diesel é viável. Entretanto, em comunidades onde a demanda da carga é grande, torna-se aconselhável a utilização de mais de um gerador; o mais eficiente opera como gerador principal e os outros funcionam como “*back-up*”, entrando em operação em situações de manutenção ou de falhas.

Algumas atenções devem ser dispensadas ao modo de operação do gerador diesel, buscando uma melhor performance. Assim, os fabricantes recomendam que o gerador diesel opere sobre um valor mínimo de 40% do valor da demanda da carga. Dessa forma, pode-se buscar um melhor rendimento com relação ao consumo de combustível e evitar o desgaste da máquina.

Uma das principais vantagens do gerador diesel é que, feita uma manutenção correta, este se torna bem confiável. Por outro lado, a maior desvantagem é o custo do combustível. Assim, o uso de aerogeradores juntamente com geradores diesel, tem como finalidade a diminuição do consumo de combustível e conseqüentemente o custo operacional, reduzindo ainda a emissão de gases poluentes.

Segundo HUNTER e ELLIOT [13], o projeto de um sistema híbrido deve levar em consideração alguns aspectos importantes para o bom desempenho do sistema. O mapeamento eólico do local juntamente com o estudo das características da carga são fatores fundamentais para o dimensionamento correto do aerogerador. A variação da velocidade dos ventos tem influência não somente sobre a potência elétrica produzida pela turbina eólica, mas também sobre a eficiência do gerador diesel. Nestes sistemas, o gerador diesel opera de forma complementar, isto é, a carga que este deve suprir é a carga da rede descontando a potência elétrica produzida pelo aerogerador. Em situações em que a velocidade dos ventos seja baixa, e conseqüentemente a potência elétrica produzida pelo aerogerador também, o gerador diesel opera produzindo a potência elétrica demandada pela carga. Entretanto, quando a velocidade dos ventos é alta o suficiente para permitir que o aerogerador opere próximo a sua capacidade máxima, a potência elétrica produzida pelo gerador diesel diminui, podendo até mesmo, em situações onde a potência produzida pela turbina eólica possa suprir exatamente a carga sem que haja excesso de energia, ser desligado. Nesses casos, porém, o gerador diesel pode operar abaixo da capacidade mínima recomendada pelo fabricante, o que acarretaria uma queda na eficiência e, dependendo da freqüência com que este seja ligado e desligado, uma diminuição de sua vida útil.

Quando se busca aumentar a qualidade de energia em sistemas híbridos, a variação da velocidade dos ventos é um fator que deve ser levado em consideração. A variação da velocidade dos ventos acarreta uma variação da potência elétrica produzida pela turbina eólica. Nesse caso, a menos que a potência de curto-circuito seja muito superior à potência da turbina eólica, podem ser observados efeitos como flutuações na tensão e variações na freqüência, no momento de acoplamento ou desacoplamento da turbina ao sistema elétrico. A fim de evitar e superar tais efeitos torna-se necessário então um sistema de controle adequado que seja capaz de evitar variações na freqüência e na tensão mesmo que haja mudanças na velocidade do vento. Este sistema de controle permitirá também que a turbina eólica opere sempre próximo ao ponto de máximo rendimento. Entretanto, existem situações em que este sistema de controle torna-se incapaz, por exemplo, casos em que a geração de energia elétrica produzida pela turbina eólica seja maior que a carga. A menos que exista uma carga auxiliar com a finalidade de consumir esse excesso de energia ou um sistema de armazenamento, o aerogerador

deve então ser desligado. Existem casos reais porém, em que o diesel pode operar, em um curto período de tempo, consumindo esse excesso de energia; mas tal operação não é recomendada pelos fabricantes, uma vez que diminui a eficiência do gerador diesel.

2.3 Problemas Típicos da Conexão com a Rede

De acordo com GREEN e WIND [17], o P1547 *Working Group within Standards Coordinating Committee 21* (SCC21) do *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE), começou em dezembro de 1998 a escrever um “Standard” contendo requisitos técnicos para a interconexão de fontes distribuídas com o sistema elétrico.

Mesmo que este assunto não seja abordado em detalhes, esta seção descreverá os principais problemas causados pela conexão de turbinas eólicas na rede elétrica. Segundo ROSAS *et al.* [5], a conexão de turbinas eólicas na rede elétrica pode causar distúrbios, que por sua vez, podem afetar significativamente a qualidade de energia do sistema. Os principais são:

- Consumo excessivo de potência reativa
- Flutuações de tensão
- Efeito *flicker*

Estes distúrbios, de acordo com AMORA e BEZERRA [4], podem surgir quando a quantidade de energia produzida pela turbina eólica aumenta, pois a razão de curto circuito diminui. Conforme mencionado na seção 2.2.2.1, razão de curto circuito é um parâmetro importante para a análise dos fenômenos causados pela conexão de turbinas eólicas na rede elétrica. Sua redução fragiliza a rede elétrica frente à turbina eólica no ponto de conexão.

A forma como a turbina eólica é conectada à rede também pode exercer determinada influência sobre tais distúrbios. O uso de turbina eólica de velocidade variável permite que o consumo de potência reativa do lado da rede seja evitado, pois a

energia reativa necessária à operação do gerador de indução passa a ser fornecida pelo conversor. Ao mesmo tempo, este tipo de turbina permite o conversor do lado da rede injetar potência reativa de forma independente e com um controle adequado atuar diretamente na regulação de tensão. Conforme será descrito na seção 2.3.3, um outro distúrbio que pode ser minimizado é o efeito *flicker*.

2.3.1 – Consumo excessivo de potência reativa

O uso de geradores de indução em turbinas eólicas conectadas diretamente à rede acarreta no consumo contínuo de energia reativa necessária à operação do gerador. Esse consumo pode ser reduzido mediante o uso de um banco de capacitores. No entanto, um outro problema encontrado no uso de geradores de indução conectados diretamente à rede é a corrente de partida, que, de acordo com KRAUSE [18], pode alcançar um valor superior a seis vezes a corrente nominal. Tal fenômeno pode ser minimizado com o uso de um equipamento de partida suave adequado, como apresentado por ROSAS *et al.* [5].

O consumo excessivo de energia reativa pode, conforme CHOMPOO-INWAI *et al.* [24], causar problemas de tensão, tais como:

- Transitório – afundamento momentâneo (SAG), instabilidade dinâmica;
- Permanente – má regulação de tensão.

2.3.2 – Flutuações de tensão

Alguns fatores exercem considerável influência na regulação de tensão do sistema de potência. São eles [25]:

- Variações na velocidade do vento;
- Conexão e reconexão do aerogerador à rede elétrica;

- Perfil dos ventos locais;
- Razão de curto circuito;
- Tipo de conexão da turbina eólica à rede elétrica;
- Controle de tensão.

Como apresentado por SMITH *et al.* [25], em redes fracas, ou com baixa razão de curto circuito, a variação na geração de energia ativa e reativa, decorrente de mudanças na velocidade do vento, assim como a conexão e reconexão de turbinas eólicas ao sistema, podem causar flutuações na tensão da rede elétrica.

2.3.3 – Efeito *Flicker*

Variações cíclicas na potência de saída das turbinas eólicas podem resultar em flutuações na magnitude da tensão em frequências inferiores à da rede. Estas variações podem ter como efeito a ocorrência de cintilações nos circuitos de iluminação, fenômeno conhecido como “flicker”. Este tipo de variação na potência de saída das turbinas eólicas pode ser causado basicamente pela passagem das pás do aerogerador pela torre da turbina, resultando em oscilações de torque [25]. De acordo com SMITH *et al.* [25], o efeito *flicker* ocorre normalmente em redes fracas, com baixa razão de curto circuito.

A passagem das pás do aerogerador pela torre ou as variações na velocidade do vento causam oscilações de torque e conseqüente flutuação na tensão do aerogerador. Segundo THIRINGER *et al.* [26] a emissão de flicker é menor em turbinas eólicas de velocidade variável do que em turbinas de velocidade fixa. O uso do conversor estático em turbinas de velocidade variável permite que as flutuações na potência mecânica sejam suavizadas pela mudança gradual na velocidade do rotor da turbina, reduzindo o efeito flicker. Além disso, pode ser empregado um controle adequado no conversor do lado do gerador, de forma que a potência reativa seja utilizada para regular a tensão no ponto de acoplamento.

Conforme apresentado por THIRINGER *et al.* [26], a conexão e reconexão de geradores eólicos de velocidade fixa à rede exercem certa influência na geração de *flicker*. Nesses dois momentos, o fluxo de corrente para a turbina eólica pode ser alto, acarretando em uma queda da tensão na rede.

No entanto, a geração de *flicker* não se deve somente aos fatores mencionados nos parágrafos anteriores. Esse efeito pode ser causado também devido à própria rede à qual a turbina eólica está conectada. Segundo THIRINGER *et al.* [26], quando a rede elétrica contém flutuações de tensão, a turbina eólica produz uma potência de saída que contém flutuações na mesma frequência.

A geração de *flicker* de geradores eólicos conectados à rede elétrica é descrita em [25], onde é definida a expressão que representa a contribuição de cada gerador no total de *flicker* em um parque eólico.

$$F_T = \sqrt{\sum_{i=1}^N f_{ind}^2}, \quad (2.5)$$

onde F_T é a contribuição total de flicker, f_{ind} é o contribuição de flicker de uma única turbina.

Caso as N turbinas sejam do mesmo tipo, (2.5) pode ser simplificada:

$$F_T = \sqrt{N} f_{ind}. \quad (2.6)$$

Capítulo 3

Modelagem do Sistema

Neste capítulo os detalhes a respeito da modelagem da turbina eólica, sistema híbrido e do grupo gerador diesel serão descritos.

A fim de tornar o estudo mais vinculado à realidade, a modelagem do grupo gerador diesel, da turbina eólica e do sistema híbrido foi feita com base nos dispositivos de mesmo tipo implantados na Ilha de Fernando de Noronha [28, 29]. Os parâmetros utilizados na configuração das máquinas elétricas são dados de catálogo.

O grupo gerador diesel foi modelado através de uma função de transferência de primeira ordem com atraso [30, 31, 32]. Para o gerador síncrono do grupo gerador diesel, utilizou-se o modelo existente no programa PSCAD/EMTDC. A excitatriz é responsável pelo controle de tensão da máquina síncrona. Para este estudo foi utilizado o modelo da excitatriz AC1A, recomendado por [33] [34]. As equações que descrevem o modelo da turbina eólica são detalhadamente descritas na seção 3.5. Essas equações foram deduzidas com base em PATEL [11]. O gerador acoplado a essa turbina é um gerador de indução com rotor gaiola de esquilo e, assim como o gerador síncrono, o modelo utilizado é existente no programa PSCAD/EMTDC.

O gerador de indução é conectado à rede através de um par de conversores estáticos em configuração back-to-back. O controle do conversor pelo lado do gerador é responsável por manter a turbina eólica operando sempre próximo ao ponto de máxima eficiência. O controle do conversor do lado da rede é feito de acordo com a teoria de potência real e imaginária instantânea (Teoria pq). As duas estratégias de controle serão detalhadas neste capítulo.

3.1 – Gerador Diesel, Regulador de Velocidade e Excitatriz

O grupo gerador diesel foi modelado no programa PSCAD/EMTDC. O modelo deste grupo é formado por um gerador síncrono, uma excitatriz, o regulador de velocidade e o modelo da máquina diesel [30, 31, 32].

O regulador de velocidade e o diesel foram modelados dinamicamente por uma função de transferência de primeira ordem e por um controlador proporcional/integral, como mostrado na Figura 3.1.

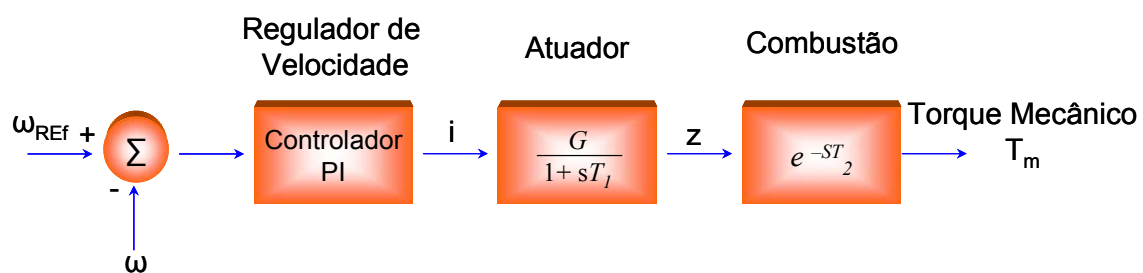


Figura 3.1 – Modelo do regulador de velocidade e gerador diesel

A velocidade angular ω do rotor do gerador síncrono é comparada com a velocidade de referência ω_{REF} . A diferença é entregue a um controlador proporcional/integral com um filtro passa baixas, que representam o regulador de velocidade. O sinal i de saída deste regulador representa o fluxo requerido de combustível. O sinal z , que representa a aceleração do motor diesel, é proporcional ao fluxo de combustível i , porém com um atraso devido à constante de tempo T_1 do atuador. Assim, o torque mecânico T_m do gerador diesel é proporcional à aceleração z , porém com um atraso devido à constante de tempo T_2 do processo de combustão. O sinal T_m é então aplicado ao gerador síncrono, que por sua vez é responsável pela conversão da energia mecânica em elétrica.

3.2 – Gerador Síncrono

Complementando o modelo do grupo gerador/diesel, apresenta-se o gerador síncrono e o seu respectivo controle de tensão.

3.2 – Gerador Síncrono

O modelo utilizado para o gerador síncrono é o existente no programa PSCAD/EMTDC, mostrado com o modelo da excitatriz na Figura 3.2.

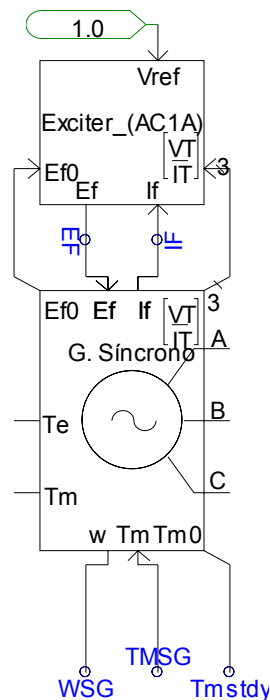


Figura 3.2 – Modelo do gerador síncrono e da excitatriz

A Figura 3.3 mostra a caixa de diálogo de parametrização do modelo da máquina síncrona. Nesta caixa pode-se configurar:

- Nome identificador da máquina;
- Número de bobinas no eixo de quadratura;
- Tipo de dado de entrada para a parametrização da máquina (parâmetros transientes e sub-transientes ou parâmetros do circuito equivalente);
- Habilitar ou desabilitar a interface com o modelo multi-massas;
- Configurar a resistência da armadura como um elemento resistivo ou constante de tempo;
- Habilitar ou desabilitar a saturação no eixo direto do modelo,
- Escolher entre potência, corrente ou valores nulos para o ajuste das condições iniciais.

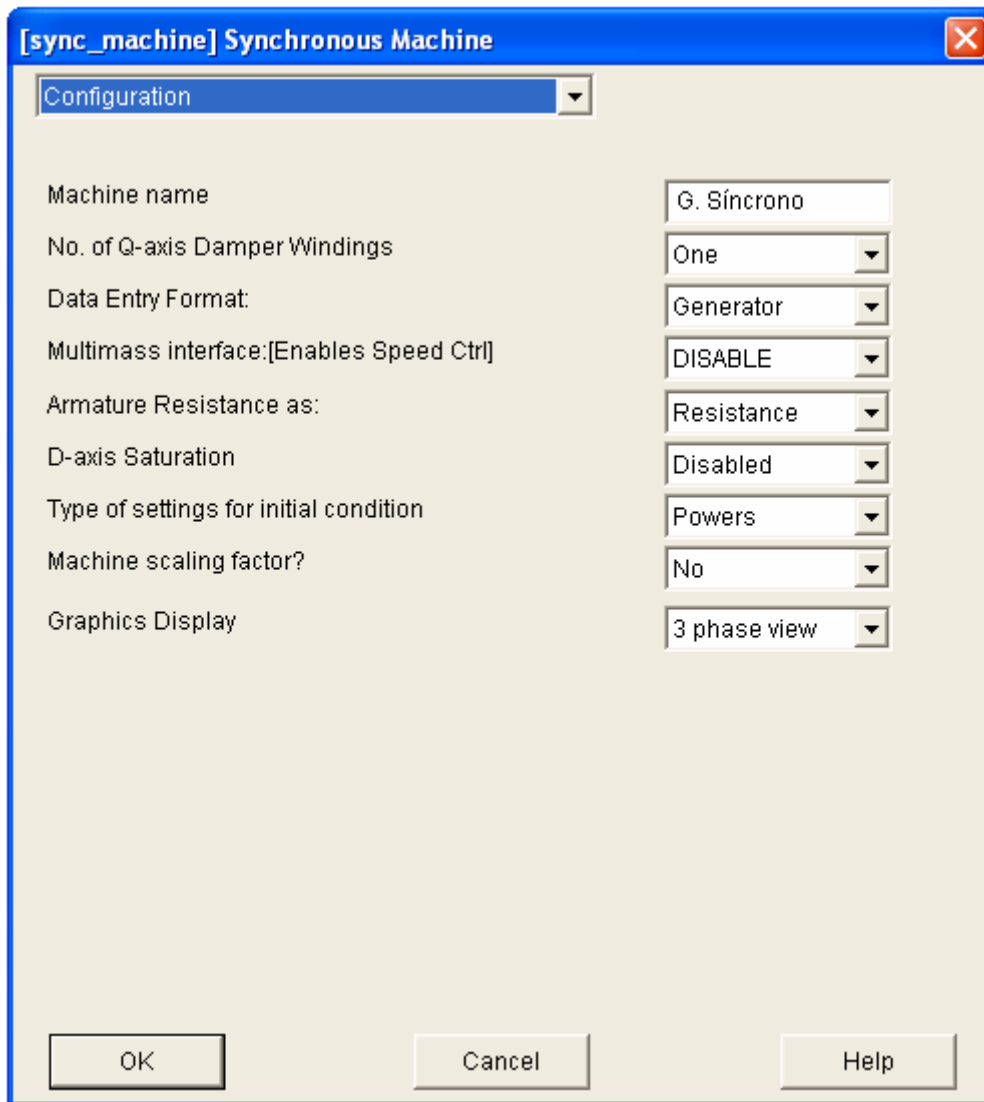


Figura 3.3 – Caixa de diálogo para a parametrização da máquina síncrona.

Para o modelo adotado, a potência real positiva indica que a máquina está gerando potência elétrica. Torque mecânico positivo indica que potência mecânica está sendo entregue ao gerador. Potência reativa positiva indica que o gerador síncrono está entregando potência reativa à carga.

A caixa de diálogo da Figura 3.4 é responsável pela parametrização dos dados básicos da máquina: tensão, corrente e frequência angular nominais, e constante de inércia entre outros.

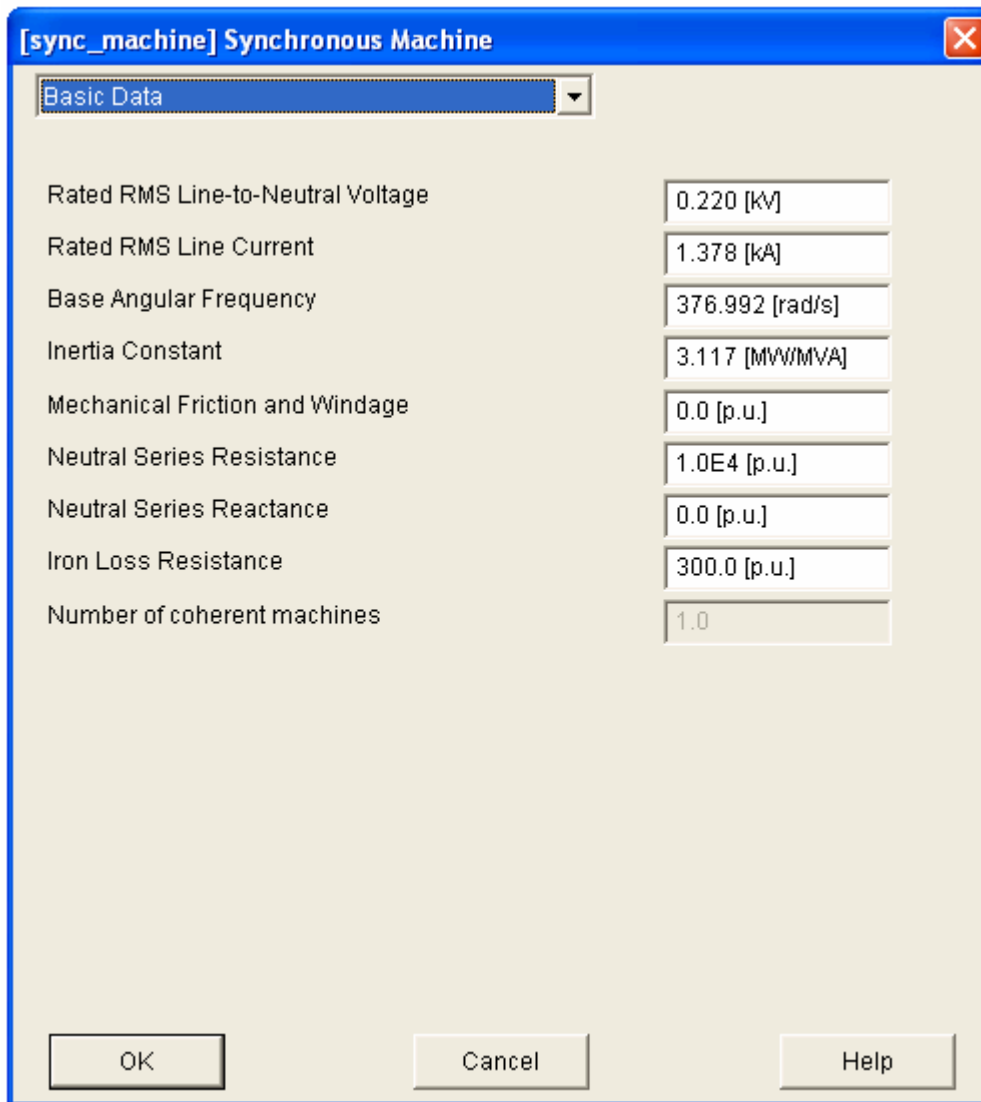


Figura 3.4 – Caixa de diálogo para a parametrização da máquina síncrona.

O tipo de dado de entrada escolhido para a parametrização da máquina foi aquele que leva em consideração os parâmetros transientes e sub-transientes. Tais parâmetros podem ser configurados através da caixa de diálogo da Figura 3.5. Esses parâmetros estão listados no Apêndice A.

Parameter	Value
Armature Resistance [Ra]	0.0051716 [p.u.]
Armature Time Constant [Ta]	0.332 [sec]
Potier Reactance [Xp]	0.163 [p.u.]
D: Unsaturated Reactance [Xd]	1.014 [p.u.]
D: Unsaturated Transient Reactance [Xd']	0.314 [p.u.]
D: Unsat. Transient Time (Open) [Tdo]	6.55 [sec]
D: Unsat. Sub-Trans. Reactance [Xd'']	0.28 [p.u.]
D: Unsat. Sub-Trans. Time (Open) [Tdo'']	0.039 [sec]
D: Real Transfer Admit (Armat-Field)	1.0E+2 [p.u.]
D: Imag Transfer Admit (Armat-Field)	1.0E+2 [p.u.]
Q: Unsaturated Reactance [Xq]	0.77 [p.u.]
Q: Unsaturated Transient Reactance [Xq']	0.228 [p.u.]
Q: Unsat. Transient Time (Open) [Tqo]	0.85 [sec]
Q: Unsat. Sub-Trans. Reactance [Xq'']	0.375 [p.u.]
Q: Unsat. Sub-Trans. Time (Open) [Tqo'']	0.071 [sec]
Air Gap Factor	1.0

Figura 3.5 – Caixa de diálogo para a parametrização da máquina síncrona.

No programa PSCAD/EMTDC, o processo de inicialização das máquinas elétricas requer um certo cuidado. Geralmente a inicialização de um sistema elétrico é feito com algumas simples seqüências de partida, como por exemplo, um rampeamento de uma fonte de tensão. Conseqüentemente, tais sistemas alcançam o regime permanente em menos de um segundo. Entretanto, a inicialização de uma máquina elétrica, seguindo os mesmos procedimentos, poderia levar dezenas de segundos devido à inércia e demais efeitos elétricos e mecânicos. A utilização de mais de uma máquina no sistema poderia aumentar ainda mais o tempo necessário para que o regime permanente seja alcançado. Assim, um procedimento especial para a inicialização das máquinas elétricas é utilizado no programa PSCAD/EMTDC. Este procedimento consiste em inicializar o modelo da máquina síncrona a partir do tempo $t=0$ s como uma

velocidade em decorrência da extração da energia cinética dos ventos. Esse efeito forma o tubo de corrente de ar, mostrado em seção longitudinal na Figura 3.7, cujo volume após o rotor sofre um aumento, inversamente proporcional à redução da velocidade.

Conforme apresentado em PATEL [11], a energia cinética da massa de ar se movendo com velocidade v é dada por:

$$E_{cinética} = \frac{1}{2}mv^2 \text{ [J]}, \quad (3.1)$$

onde m é a massa de ar, e v é a velocidade do vento.

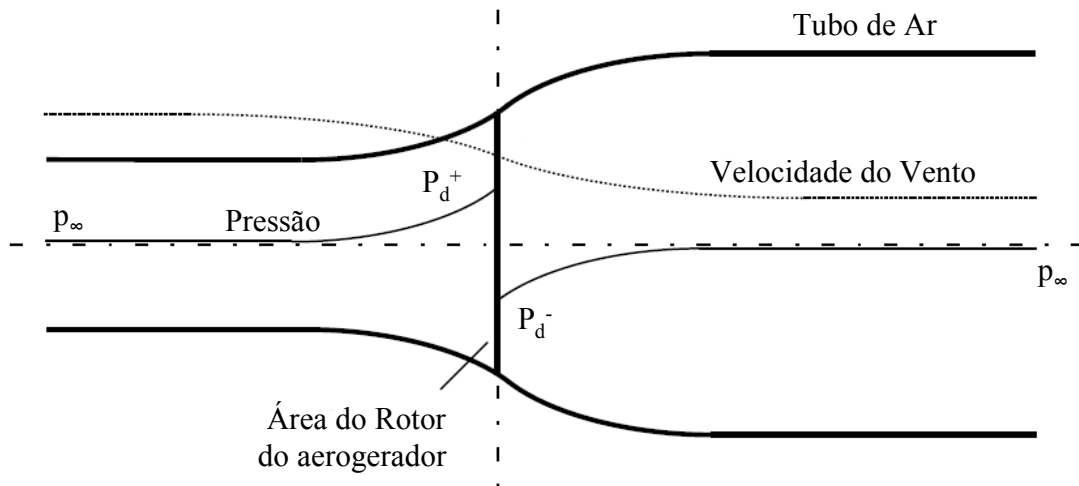


Figura 3.7 – Seção longitudinal de um tubo de corrente de ar⁴

A potência do vento é dada pelo fluxo de energia cinética por segundo, dado por:

$$P_{vento} = \frac{1}{2}(\text{fluxo de massa por segundo})v^2 \text{ [W]}. \quad (3.2)$$

Uma vez que o fluxo de massa de ar por segundo é dado por ρAv , obtemos:

$$P_{vento} = \frac{1}{2}(\rho Av)v^2 = \frac{1}{2}\rho Av^3 \text{ [W]} \quad (3.3)$$

⁴ Figura adaptada de [14]

De acordo com [10], a potência extraída pela turbina eólica é a diferença entre a potência do vento antes e depois da passagem pelo seu rotor:

$$P_o = \frac{1}{2}(\text{fluxo de massa por segundo})\{v^2 - v_o^2\} \text{ [W]}, \quad (3.4)$$

onde P_o é a potência mecânica extraída pelo rotor da turbina, v e v_o são as velocidades antes e após a passagem pela turbina, respectivamente.

Uma vez que a velocidade do vento apresenta descontinuidade ao passar pela área do rotor do aerogerador, o fluxo de massa de ar através das pás do aerogerador é obtido utilizando o valor médio da velocidade. Assim:

$$\text{fluxo de massa de ar} = \rho A \frac{v+v_o}{2} \quad (3.5)$$

Substituindo (3.5) em (3.4), obtém-se a potência mecânica extraída pelo rotor da turbina eólica:

$$P_o = \frac{1}{2} \left[\rho A \frac{v+v_o}{2} \right] (v^2 - v_o^2) \quad (3.6)$$

Rearranjando algebricamente (3.6) tem-se:

$$P_o = \frac{1}{2} \rho A v^3 \frac{(1 + \frac{v_o}{v}) \left[1 - \left(\frac{v_o}{v} \right)^2 \right]}{2} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \text{ [W]}, \quad (3.7)$$

Onde C_p , conforme apresentado em PATEL [11], é o coeficiente de potência do rotor e pode atingir um máximo valor teórico de 0.59, quando o mecanismo predominante de produção de torque na turbina é o de sustentação (ver seção 2.1.1). O fator C_p representa a fração da potência do vento antes da passagem pela turbina, que é capturada pelo rotor.

O torque mecânico é a razão entre a potência mecânica produzida e a velocidade ω_t no eixo da turbina eólica. Essa relação é dada por (3.8):

$$T_{tur} = \frac{\frac{1}{2} A \rho v^3 C_p}{\omega_t} \quad (3.8)$$

Manipulando-se algebricamente (2.1):

$$\omega_t = \frac{\lambda v}{r} \quad (3.9)$$

Substituindo (3.9) em (3.8), chega-se à expressão do torque mecânico em função de λ , dado por:

$$T_{tur} = \frac{1}{2} \frac{\pi r^3 \rho v^2 C_p}{\lambda}. \quad (3.10)$$

As velocidades típicas de rotação para turbinas de grande porte são baixas, da ordem de 10 rpm.

Como a rotação nominal de máquinas de CA é inversamente proporcional à quantidade de pólos, é natural pensar que geradores para aplicações eólicas devem ter muitos pólos. De fato, fabricantes de sistemas eólicos com geradores síncronos costumam utilizar geradores com grande número de pólos (maior que 50), acoplados diretamente ao eixo da turbina (exemplo Enercon/Wobben).

No entanto, há dificuldades técnico-econômicas para fabricação de máquinas de indução rotor gaiola de esquilo com elevada quantidade de pólos (mais que 30), razão pela qual faz-se necessária a utilização de caixas multiplicadoras para compatibilizar a baixa rotação do eixo da turbina eólica com a rotação, em geral, mais alta do eixo do gerador assíncrono de poucos pólos.

De acordo com (3.11), apesar de multiplicar a velocidade da turbina eólica, a caixa de multiplicação reduz à razão de $1/G_R$ o torque mecânico.

$$T_m = \frac{T_{tur}}{G_R} \quad (3.11)$$

Logo, o torque mecânico entregue ao gerador elétrico é dado por:

$$T_m = \frac{1}{2} \frac{\pi r^3 \rho v_{wind}^2 C_p}{\lambda G_R}. \quad (3.12)$$

A Figura 3.8 mostra o diagrama em blocos do modelo na forma como foi desenvolvido no PSCAD/EMTDC. Nesta figura pode-se observar o sistema de

3.4 – Turbina Eólica e Acoplamento com o Aerogerador

rastreamento da potência máxima e o modelo da turbina eólica com destaque para a curva C_p versus λ .

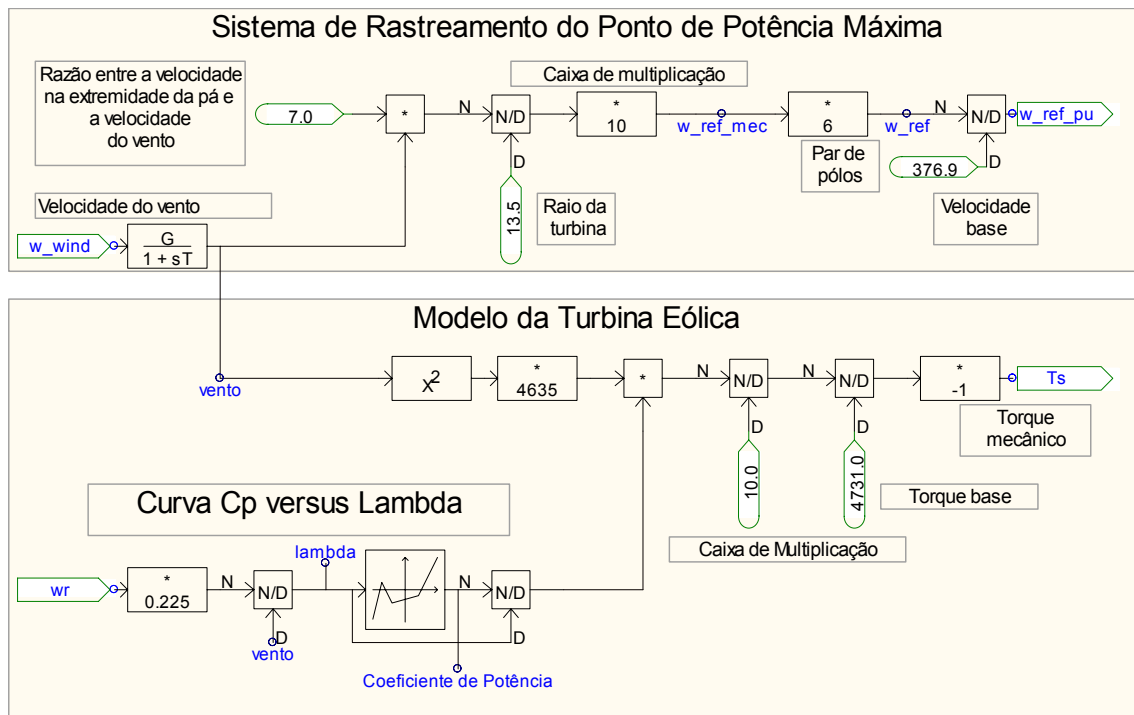


Figura 3.8 – Modelo da turbina eólica e sistema de rastreamento da potência máxima.

Para a modelagem da curva não linear C_p versus λ foi utilizado o bloco “Non-Linear Transfer Characteristic” já existente no PSCAD/EMTDC. Para cada valor do eixo das abscissas deve ser fornecido um valor do eixo das coordenadas. O valor entre dois pontos será calculado pelo método de interpolação linear. A caixa de diálogo usada para a configuração dos pontos de entrada e saída é mostrada na Figura 3.9.

O gerador elétrico que constitui o modelo do aerogerador é a máquina de indução com rotor gaiola de esquilo. O modelo da máquina utilizado foi o já existente no PSCAD/EMTDC e pode ser visto na Figura 3.10. Este modelo pode ser operado tanto com controle de velocidade como com controle de torque. Quando o modo de controle de velocidade é selecionado, a máquina de indução gira a uma velocidade especificada na entrada W . Por outro lado, quando o modo de controle de torque é selecionado, a máquina gira a uma velocidade baseada na inércia da máquina, amortecimento mecânico, torque de entrada e torque de saída. Normalmente a máquina é inicializada no modo de controle de velocidade e então chaveada para controle de torque quando a máquina alcança o estado de regime permanente.

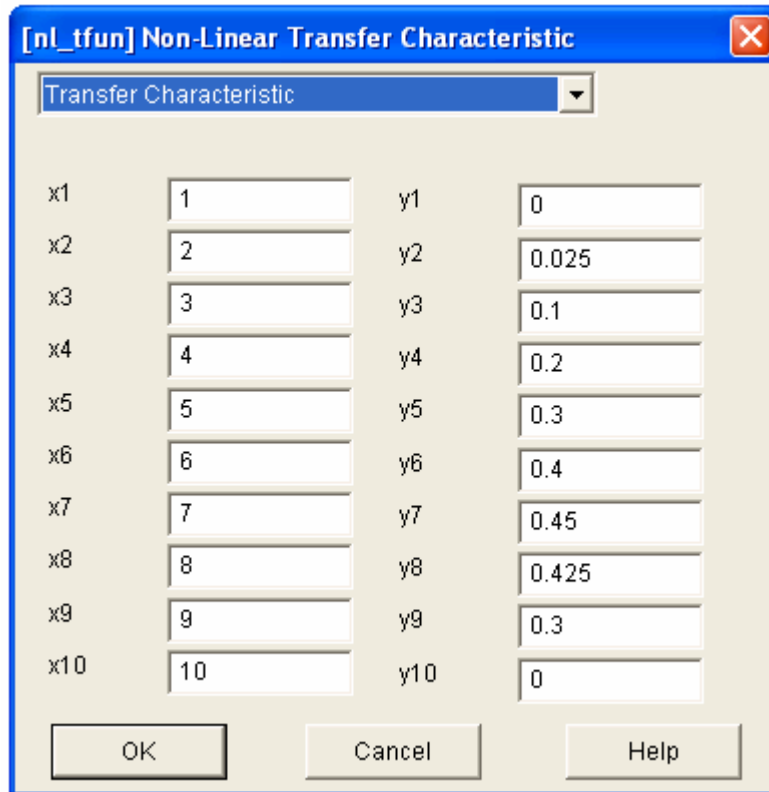


Figura 3.9 – Caixa de diálogo do bloco “Non-Linear Transfer Characteristic”.

A Figura 3.11 mostra a caixa de diálogo de configuração de dados básicos da máquina de indução.

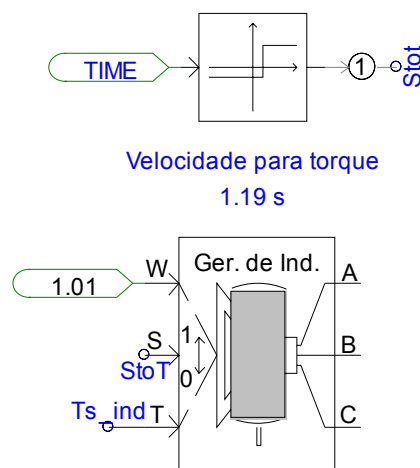


Figura 3.10 – Modelo do gerador de indução do PSCAD/EMTDC

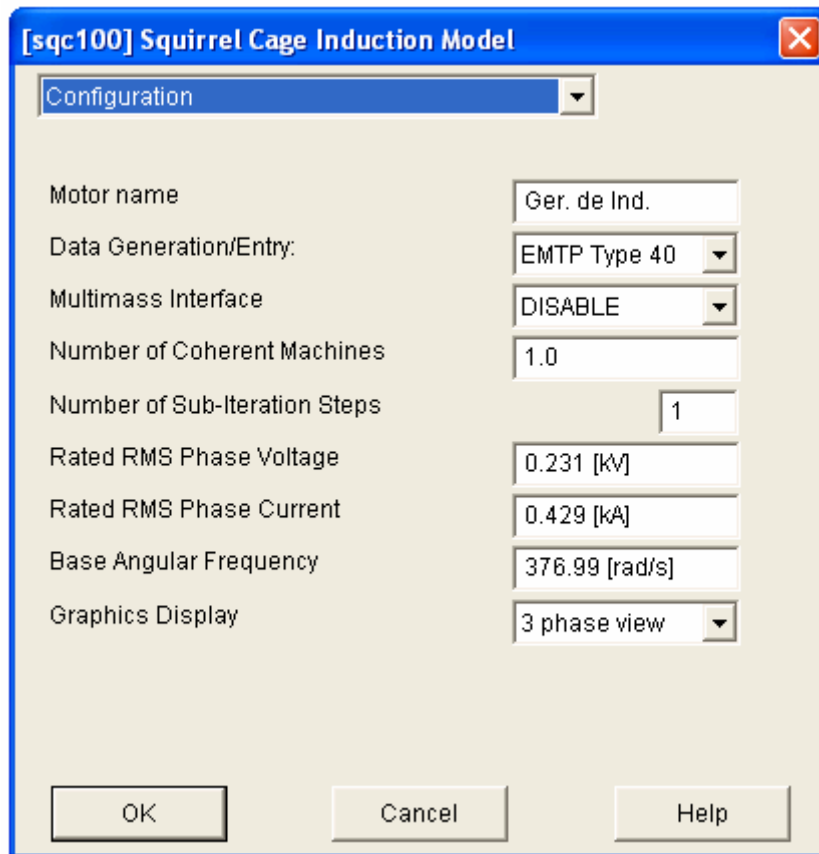


Figura 3.11 – Caixa de diálogo para configuração da máquina de indução

A caixa da Figura 3.11 é responsável entre outros pela configuração da tensão, corrente e frequência angular nominal e tipo de dado para a parametrização da máquina. Os tipos de dados permitidos são:

- Parâmetros típicos – potência da máquina,
- Parâmetros do circuito equivalente e
- Dados de placa.

Na caixa de diálogo da Figura 3.12 é possível parametrizar a máquina de indução com os dados de placa como fator de potência, eficiência, escorregamento, corrente e torque de partida, torque máximo, número de pólos, momento polar de inércia e amortecimento mecânico entre outros.

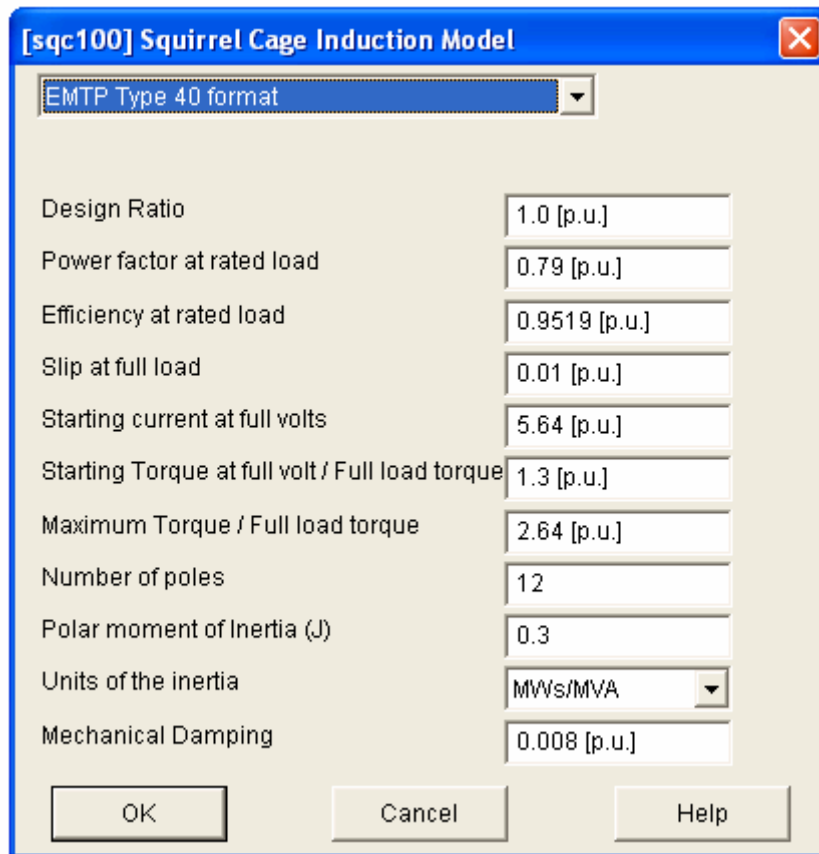


Figura 3.12 – Caixa de diálogo para parametrização da máquina de indução

3.5 – Sistema Híbrido – Rede Fraca

O sistema elétrico em foco neste estudo é um sistema híbrido diesel-eólico, no qual o sub-sistema de distribuição apresenta características de uma rede fraca. Conforme mencionado na seção 2.2.2, rede fraca é uma classificação dada a um sistema elétrico cuja razão entre a potência de curto circuito e a potência do gerador principal é menor que 20 [15].

O sistema elétrico modelado é baseado no existente no arquipélago de Fernando de Noronha, Pernambuco e mostrado na Figura 3.13. Este arquipélago está localizado no oceano Atlântico a 345 km da costa do Brasil. Sua maior parte é um Parque Nacional com áreas restritas. A principal ilha do arquipélago recebe o mesmo nome e possui uma população fixa de 2000 pessoas, podendo ter ainda 500 turistas durante a alta temporada.

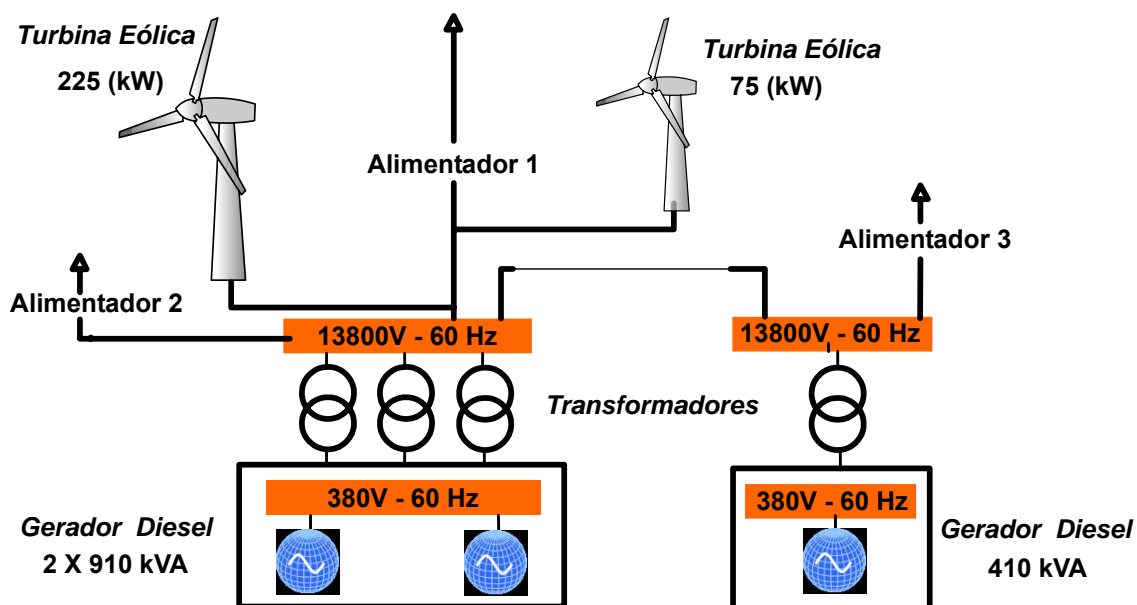


Figura 3.13 – Diagrama unifilar do sistema de potência da Ilha de Fernando de Noronha.

A tabela 3.1 mostra a capacidade e extensão dos alimentadores do sistema da Figura 3.13.

Alimentador	Capacidade (kVA)	Extensão AT (m)	Extensão BT (m)
1	975	5.420	6.150
2	405	3.340	4.080
3	615	3.480	5.560

Tabela 3.1 – Capacidade e extensão dos alimentadores do sistema da Figura 3.10

Conforme apresentado por FEITOSA *et al.* [28] e ROSAS *et al.* [29], a rede elétrica da ilha possui como fonte principal de energia um sistema de geração a óleo diesel. Esse sistema é composto por dois grupos geradores diesel. Um deles possui dois geradores de 910 kVA e o outro grupo possui um gerador de 450 kVA que é usado somente como unidade de emergência.

A ilha possui também duas unidades de geração eólica. Uma delas é uma turbina de 75 kW que está fora de serviço desde 2000 devido a problemas de manutenção. A outra é uma turbina do tipo Vestas V 27 com dois geradores de indução de 225/50 kW.

No entanto, devido a problemas de instabilidade, a potência da turbina foi reduzida a 150 kW.

3.5.1 Modelo utilizado

O modelo de rede fraca utilizado neste trabalho, mostrado na Figura 3.14, é baseado no sistema elétrico de Fernando de Noronha, porém, com algumas simplificações. Com relação aos dois geradores pertencentes ao grupo gerador diesel principal, utilizou-se somente um de 910 kVA. As tensões do sistema foram mantidas nos mesmos valores utilizados na Ilha; o gerador diesel possui como tensão de saída 380V CA com 60 Hz de frequência. Este gerador é conectado ao sistema de distribuição por meio de um transformador de 380/13.8 kV CA.

O sistema de distribuição é composto por três alimentadores em 13.8 kV e possui poucos quilômetros de extensão. Aqui, mais uma simplificação: como o alimentador 1 atende à maior parte da carga da Ilha, somente este foi considerado na simulação.

A turbina eólica também sofreu algumas modificações. Em vez de utilizar dois geradores de 225kW e 50 kW, utilizou-se apenas um único gerador de 225kW. A escolha desse gerador está associada ao fato de que o objetivo do controle proposto é permitir que a turbina eólica opere próxima a sua máxima eficiência, extraindo o máximo de energia cinética possível para cada velocidade do vento. Desta forma, é possível analisar o comportamento do sistema elétrico decorrente da operação da turbina eólica em máximo rendimento.

No entanto, uma outra vertente desse trabalho foi realizar o estudo da turbina eólica operando com sua capacidade máxima, porém como uma turbina de velocidade fixa. Neste caso, utilizaram-se dois bancos de capacitores, um de 75 kvar no lado de alta tensão e outro de 300 kvar no lado de baixa tensão. A escolha desses bancos de capacitores visa a auxiliar no fornecimento da energia reativa necessária para o funcionamento do gerador de indução.

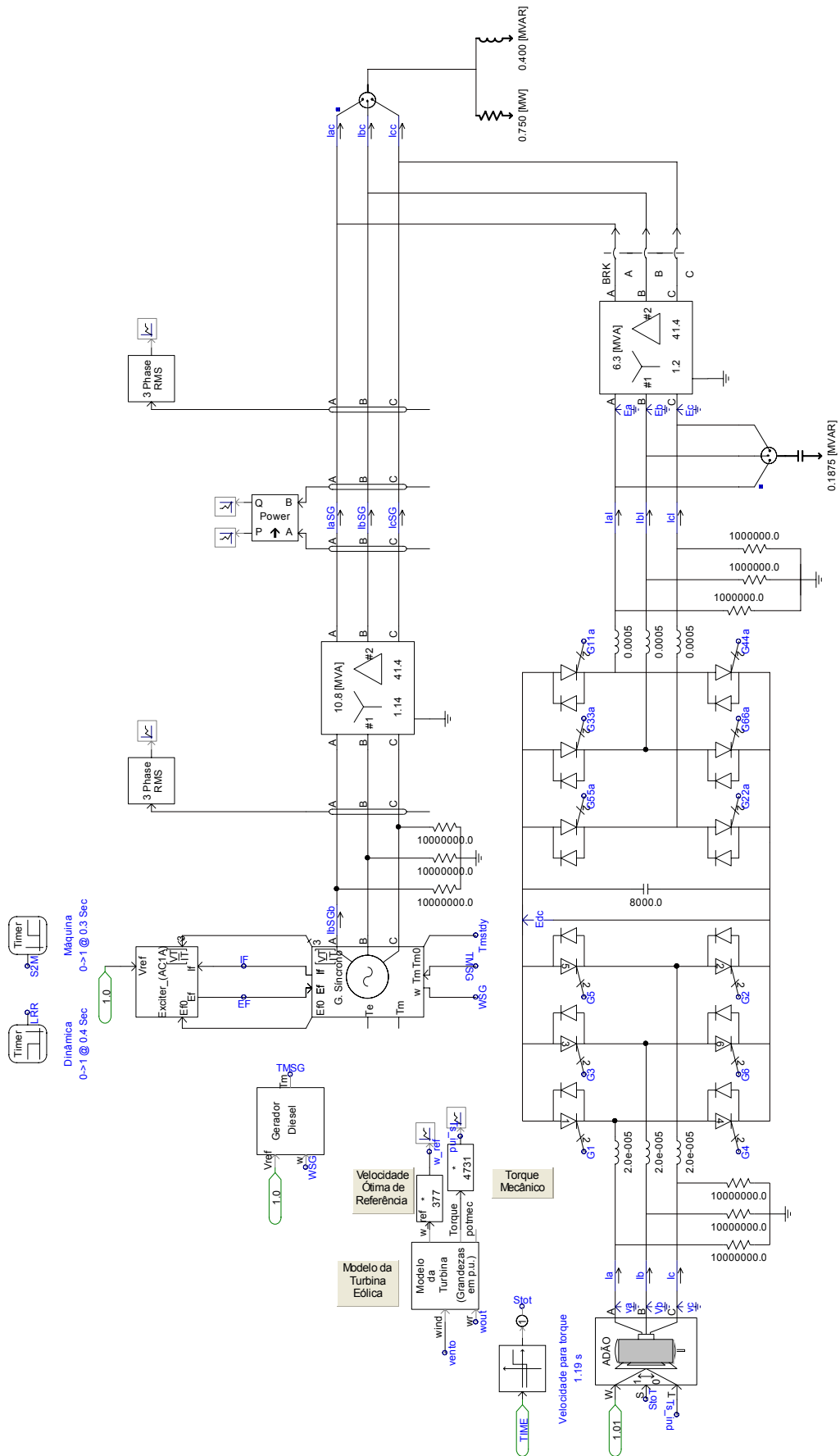


Figura 3.14 – Modelo do sistema elétrico desenvolvido no PSCAD/EMTDC

Para ambos os casos, foram utilizados dados referentes à carga máxima do sistema, que foi registrada em 2001 e seu valor era de 750 kW com uma carga reativa de 400kvar.

3.6 – Sistema de Controle Proposto

A conexão de turbinas eólicas de velocidade fixa em uma rede fraca pode acarretar problemas de instabilidade, uma vez que a corrente de partida do gerador de indução pode ser muitas vezes superior ao valor da corrente nominal (ver seção 2.2.3). Assim, a utilização de turbinas eólicas de velocidade variável tem a finalidade de não somente superar esta desvantagem, mas também permitir que a turbina possa operar extraíndo o máximo possível de energia cinética do fluxo da massa de ar. A turbina eólica de velocidade variável é conectada ao sistema elétrico através de um conversor PWM back-to-back e um gerador de indução com rotor de gaiola de esquilo.

O sistema de controle proposto neste trabalho é dividido em dois: o controle do conversor do lado do gerador e o controle do conversor do lado da rede. A Figura 3.15 mostra o diagrama em blocos deste controle.

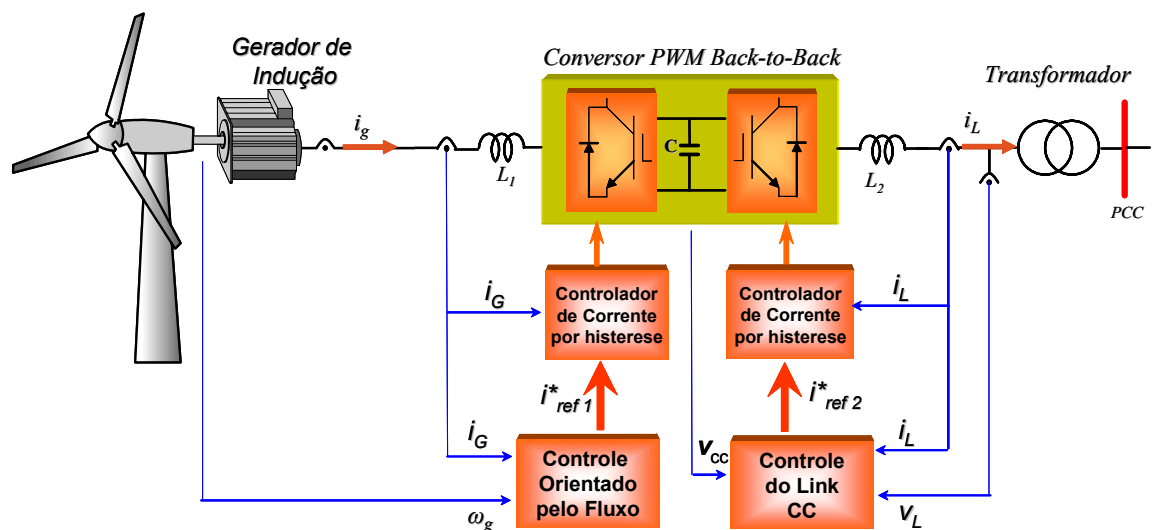


Figura 3.15 – Diagrama em blocos do sistema de controle proposto

Na seção 3.6.1 serão discutidas transformações de coordenadas, ferramenta necessária para reduzir a complexidade das equações diferenciais das máquinas elétricas, e particularmente a transformada de Clarke, aplicada ao controle do conversor do lado da rede. Nas seções 3.6.2 e 3.6.3, serão discutidas as estratégias de controle de cada um dos conversores e o objetivo de cada uma delas.

3.6.1 – Transformação de Coordenadas

De acordo com KRAUSE [18], a transformação de coordenadas consiste na redefinição de um vetor, definido originalmente em um sistema de coordenadas, em um outro sistema, que por sua vez, pode apresentar uma velocidade angular em relação ao sistema original, como pode ser observado na Figura 3.16. Nesta figura, o vetor \underline{i}_s , definido no referencial fixo (x,y) , é redefinido no eixo de coordenadas (x',y') , que apresenta uma velocidade angular em relação ao referencial fixo. Dessa forma, como será visto mais adiante, o vetor \underline{i}_s pode ser representado pela soma dos vetores \underline{i}_a e \underline{i}_b , no referencial (x,y) ou dos vetores \underline{i}_{sd} e \underline{i}_{sq} , ambos no referencial (x',y') , chegando então matematicamente a:

$$i_{sd} = \text{Re}[\underline{i}_s e^{-j\rho}] = i_s \cos \delta \quad (3.13)$$

$$i_{sq} = \text{Im}[\underline{i}_s e^{-j\rho}] = i_s \sin \delta \quad (3.14)$$

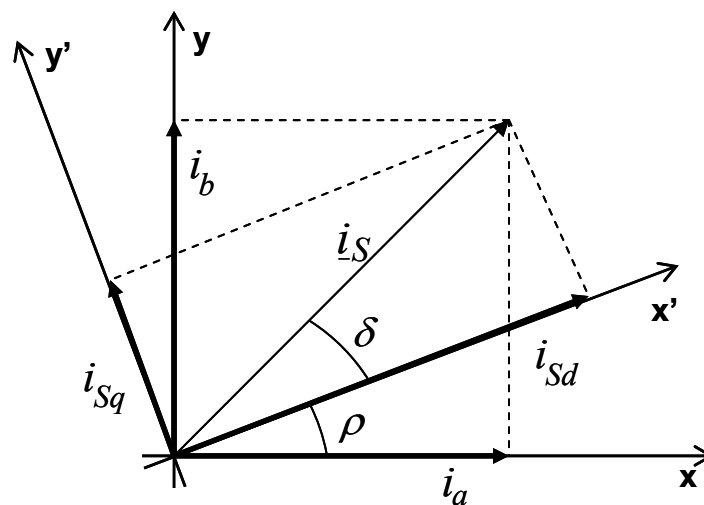


Figura 3.16 – Representação vetorial de transformada de coordenadas

No estudo de máquinas elétricas, essa mudança de variáveis é frequentemente usada a fim de reduzir a complexidade das equações diferenciais, pois é capaz de eliminar as indutâncias variáveis no tempo. A seguir, será descrito brevemente um histórico, conforme apresentado por KRAUSE [18], a respeito da aplicação dessa técnica.

Na década de 20, R. H. Park formulou uma mudança de variáveis que substituiu aquelas associadas aos enrolamentos do estator de uma máquina síncrona, tais como tensão, corrente e fluxo, por variáveis associadas aos enrolamentos fictícios girando em sincronismo com o rotor, ou seja, uma redefinição das variáveis do estator em um eixo de coordenadas fixa no rotor.

Na década de 30, H. C. Stanley empregou uma mudança de variáveis para máquinas de indução, que eliminava as indutâncias variantes no tempo através da transformação dessas variáveis associadas aos enrolamentos do rotor em variáveis associadas a um eixo de coordenadas fictício estacionário, ou seja, fixo no estator. G. Kron, por sua vez, empregou uma técnica parecida com as mencionadas nos parágrafos anteriores em máquinas de indução simétricas. Nessa técnica as indutâncias variantes no tempo são eliminadas pela transformação das variáveis do estator e do rotor em um eixo de coordenadas girando em sincronismo com o campo magnético do rotor.

Brereton empregou uma mudança de variáveis que eliminava as indutâncias variantes no tempo de uma máquina de indução simétrica, através da transformação das variáveis do estator em variáveis definidas em um eixo de referência fixo no rotor. Tal técnica pode ser vista como a transformação empregada por Park, aplicada agora em máquinas de indução.

Em 1963, apesar dos trabalhos de Park, Stanley, Kron e Brereton terem sido feitos cada um para uma aplicação específica, Krause e Thomas observaram que todas as mudanças de variáveis aplicadas a máquinas de indução poderiam ser representadas por uma única transformada geral. Tal transformada é capaz de redefinir as variáveis do estator ou do rotor em um sistema de coordenadas que pode permanecer estacionário ou em determinada velocidade angular, em outras palavras, transforma as variáveis

trifásicas de um circuito de elementos estacionários em um eixo de referência arbitrário e pode ser representado por:

$$\begin{bmatrix} i_q \\ i_d \\ i_o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \sin \theta & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

A transformada inversa é dada pela equação 3.16.

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta & 1 \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_q \\ i_d \\ i_o \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Essa técnica envolvendo mudança de variáveis é usada, por exemplo, em programas de estudo de estabilidade dinâmica e de transientes de grandes sistemas de potência, onde as variáveis dos componentes do sistema, tais como capacitor, indutor, transformador, linha de transmissão, máquinas elétricas, são representadas em um eixo de referência girante em velocidade síncrona.

Um caso particular da transformação de coordenadas mencionada nos parágrafos anteriores é a transformada de Clarke, dada por:

$$\begin{bmatrix} i_o \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Essa transformada consiste em redefinir variáveis trifásicas como tensão e corrente, em uma sistema de coordenadas estacionárias e ortogonais. A transformada inversa de Clarke é dada por:

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & 1 & 0 \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_o \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

3.6.2 – Controle do Conversor do Lado do Gerador

O objetivo do controle do conversor do lado do gerador é controlar a velocidade do gerador de indução de forma a permitir que a turbina eólica opere sempre próximo ao seu ponto de máxima eficiência. Neste ponto, a turbina eólica opera extraindo o máximo possível da energia cinética do vento. Quando a velocidade do vento sofre variações, o controle atua ajustando a velocidade do gerador, fazendo com que a razão entre a velocidade da extremidade da pá e a velocidade do vento λ seja constante e o mais próximo possível ao valor máximo ideal.

A estratégia de controle deste conversor é baseada na técnica de controle orientado pelo fluxo enlaçado pelo campo do rotor [6,7]. Com esta técnica, o controle do torque e do fluxo são feitos independentemente.

3.6.2.1 Controle Orientado pelo Campo

A fim de alcançar a alta performance dinâmica e remover as restrições impostas pela não linearidade da máquina de indução, é necessário retornar às equações do modelo dinâmico da máquina de indução baseado nas tensões e correntes instantâneas.

Desse conjunto de equações, destacam-se as que representam as interações entre as correntes do estator e do rotor resultando em fluxo e torque.

A técnica de controle orientado pelo fluxo enlaçado do rotor baseia-se na transformação algébrica que converte a estrutura dinâmica de uma máquina CA em uma estrutura de controle desacoplada como se fosse excitada separadamente com controle independente de fluxo e torque.

Através de uma transformação de coordenadas, as correntes trifásicas do estator, definidas no eixo de coordenadas fixas do estator, são redefinidas no eixo de coordenadas do fluxo enlaçado pelo rotor. Obtêm-se assim as componentes da corrente do estator no eixo direto e em quadratura i_{sd} e i_{sq} , respectivamente. De posse dessas componentes, o fluxo e o torque podem ser controlados independentemente.

Esta técnica pode ser melhor compreendida através das equações que seguem.

O modelo da máquina de indução segundo LEONHARD [6], fornece a equação do torque elétrico na seguinte forma:

$$T_E = \frac{2}{3} L_o \text{Im} \{ \underline{i}_S (\underline{i}_R e^{j\varepsilon})^* \}, \quad (3.19)$$

Onde L_o é a indutância mútua, \underline{i}_S é o vetor corrente do estator nas coordenadas do estator, \underline{i}_R é o vetor corrente do rotor nas coordenadas do rotor e ε a posição angular do eixo do rotor.

A Figura 3.5 exhibe o diagrama vetorial das correntes. Nesta figura estão representados também os eixos do rotor, do fluxo enlaçado pelo rotor e do estator, sendo este, fixo. A posição angular do eixo do rotor e do fluxo, em relação ao eixo do estator, são respectivamente ε e ρ . A derivada destes dois ângulos em relação ao tempo, fornece respectivamente a velocidade angular ω do eixo do rotor e ω_{mR} do eixo do fluxo enlaçado pelo rotor. Em regime permanente o eixo de referência do fluxo do rotor gira com a mesma frequência que a do fluxo girante produzido pelo estator e com um escorregamento em relação ao eixo do rotor. Transitoriamente eles podem girar em frequências diferentes, mas a defasagem entre eles não pode ultrapassar 90°.

O vetor \underline{i}_s está originalmente definido no eixo fixo do estator. Dessa forma a multiplicação do vetor \underline{i}_s por $e^{j\rho}$ é responsável pela sua redefinição no eixo do fluxo, onde pode ser decomposto em duas componentes: a componente i_{sd} na direção do eixo e i_{sq} perpendicular a este, conforme Figura 3.17.

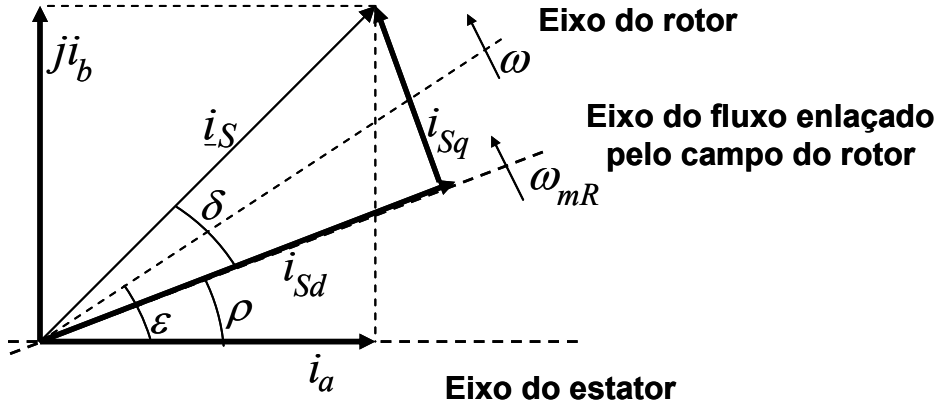


Figura 3.17 – Diagrama vetorial das correntes

A interação entre as correntes do rotor e do estator resultam no fluxo ψ_R enlaçado pelo rotor. Definindo:

$$\underline{i}_{mR}(t) = \frac{\psi_R(t)}{L_o}, \quad (3.20)$$

onde \underline{i}_{mR} é o vetor corrente de magnetização. Se o fluxo ψ_R for definido no sistema de coordenadas fixo no estator, será dado por:

$$\underline{\psi}_R = \psi_R(t)e^{j\varepsilon} = L_o \underline{i}_{mR}(t) = L_o \underline{i}_{mR}(t)e^{j\rho(t)} = L_o[\underline{i}_S(t) + (1 + \sigma_R)\underline{i}_R e^{j\varepsilon}], \quad (3.21)$$

onde $\underline{i}_R e^{j\varepsilon}$ e \underline{i}_S são respectivamente os vetores corrente do rotor e corrente do estator definidos nas coordenadas do estator, L_o é a indutância mútua e σ_R é o fator de dispersão magnética do rotor. A escolha das coordenadas do estator como referência foi feita baseando-se no fato de que em máquinas de indução com rotor gaiola de esquilo, a corrente do rotor não pode ser medida facilmente.

Da equação 3.21 tem-se que:

$$\underline{i}_{mR} = \underline{i}_S + (1 + \sigma_R)\underline{i}_R e^{j\varepsilon}. \quad (3.22)$$

Substituindo-se a equação 3.22 na equação 3.19, tem-se que:

$$T_E(t) = \frac{2}{3} \frac{L_o}{(1 + \sigma_R)} \text{Im} \{ \underline{i}_S \underline{i}_{mR}^* - \underline{i}_S \underline{i}_S^* \}. \quad (3.23)$$

Segundo LEONHARD [6], temos:

$$\sigma = 1 - \frac{1}{(1 + \sigma_S)(1 + \sigma_R)}, \quad (3.24)$$

$$L_S = (1 + \sigma_S)L_o. \quad (3.25)$$

Multiplicando o denominador e o numerador (3.23) por $(1 + \sigma_S)$, considerando que o produto $\underline{i}_S \underline{i}_S^*$ é nulo, e por fim substituindo (3.24) e (3.25) em (3.23), tem-se:

$$T_E(t) = \frac{2}{3} (1 + \sigma) L_S \text{Im} \{ \underline{i}_S \underline{i}_{mR}^* \}. \quad (3.26)$$

De acordo com (3.21), o vetor corrente de magnetização pode ser definido através de (3.27):

$$\underline{i}_{mR}(t) = i_{mR}(t) e^{j\rho(t)}. \quad (3.27)$$

Substituindo (3.27) em (3.23), obtém-se:

$$T_E(t) = \frac{2}{3} (1 - \sigma) L_S i_{mR} \text{Im} [\underline{i}_S e^{-j\rho}]. \quad (3.28)$$

O vetor $\underline{i}_S e^{-j\rho}$ representa o vetor corrente do estator definido no eixo de coordenadas girante em sincronismo com o fluxo enlaçado pelo campo do rotor ou pelo vetor corrente de magnetização \underline{i}_{mR} , e conforme pode ser observado na Figura 3.5, pode ser representado por:

$$\underline{i}_S e^{-j\rho} = i_S e^{j\delta} = i_{sd} + j i_{sq}. \quad (3.29)$$

Por meio de (3.29) e da Figura 3.5, observa-se que o vetor $i_S e^{-j\rho}$ consiste de duas componente ortogonais, definidas como:

$$i_{sd} = \text{Re}[\underline{i}_S e^{-j\rho}] = i_S \cos \delta, \quad (3.30)$$

$$i_{sq} = \text{Im}[\underline{i}_S e^{-j\rho}] = i_S \sin \delta. \quad (3.31)$$

As componentes i_{sd} e i_{sq} estão, respectivamente, na mesma direção e na direção perpendicular ao vetor corrente de magnetização. Uma vez que o vetor corrente do estator i_s e o vetor corrente de magnetização i_{mr} girem em sincronismo, em regime permanente as componentes i_{sd} e i_{sq} são constantes.

Substituindo a parte imaginária de (3.28) pela componente da corrente em quadratura i_{sq} , tem-se:

$$T_E(t) = ki_{mr}i_{sq}, \quad (3.32)$$

onde $k = \frac{2}{3}(1-\sigma)L_S$.

Observando (3.32), pode-se notar a sua semelhança com a expressão do torque elétrico de uma máquina CC, onde i_{mr} corresponde ao fluxo principal e i_{sq} corresponde à corrente de armadura. Conforme descrito anteriormente, a componente da corrente no eixo direto i_{sd} , definida nas coordenadas do fluxo do rotor, controla a componente da corrente de magnetização i_{mr} , e pode ser comparada com a tensão de campo de uma máquina CC. Essas semelhanças fazem com que o emprego da técnica do controle orientado pelo fluxo do campo enlaçado pelo rotor, permita que a máquina CA possa ser vista pelo controle como uma máquina CC, podendo-se aplicar estratégias de controle análogas às que se usam com esse tipo de máquina.

A fim de melhor entender a relação entre i_{sd} e i_{mr} , assim como a técnica de controle e estimação da posição angular do fluxo do rotor convém descrever brevemente o modelo da máquina de indução nas coordenadas do fluxo enlaçado pelo rotor.

Nas coordenadas do rotor, a equação de tensão do respectivo circuito é dada por:

$$R_R \underline{i}_R + L_o \frac{d}{dt} [(1 + \sigma_R) \underline{i}_R + \underline{i}_S e^{-j\epsilon}] = 0. \quad (3.33)$$

Passando (3.21) para o referencial do rotor e substituindo em (3.33) tem-se:

$$R_R \underline{i}_R + L_o \frac{d}{dt} [\underline{i}_{mR} e^{-j\epsilon}] = 0 \quad (3.34)$$

Resolvendo a parcela derivativa $\frac{di_{mR}}{dt} e^{-j\varepsilon}$ e substituindo $T_R = \frac{L_R}{R_R}$, obtém-se:

$$T_R \frac{di_{mR}}{dt} + (1 - j\omega T_R) i_{mR} = i_S \quad , \quad (3.35)$$

onde $\omega = \frac{d\varepsilon}{dt}$.

Os vetores de (3.35) estão definidos na coordenada do estator. A multiplicação dessa equação por $e^{-j\rho}$, significa definir esses vetores na coordenada do fluxo enlaçado pelo rotor, e pode ser observada em:

$$T_R \frac{di_{mR}}{dt} + j\omega_{mR} T_R i_{mR} + (1 - j\omega T_R) i_{mR} = i_S e^{-j\rho} \quad . \quad (3.36)$$

Dividindo tal equação em partes imaginária e real, tem-se:

$$T_R \frac{di_{mR}}{dt} + i_{mR} = i_{Sd} \quad (3.37)$$

$$\frac{d\rho}{dt} = \omega_{mR} = \omega + \frac{i_{sq}}{T_R i_{mR}} = \omega + \omega_2 \quad (3.38)$$

As equações (3.32), (3.37) e (3.38), juntamente com:

$$J \frac{d\omega}{dt} = m_M(t) - m_L(t) \quad , \quad (3.39)$$

$$\frac{d\varepsilon}{dt} = \omega \quad , \quad (3.40)$$

constituem o modelo de uma máquina de indução nas coordenadas do fluxo enlaçado pelo rotor, e podem ser representadas pelo diagrama em blocos da Figura 3.18.

A posição angular do fluxo enlaçado pelo rotor ρ , é de suma importância para a aplicação desta técnica, conforme pode ser notado por meio das equações anteriormente citadas nesta seção. A sua obtenção pode ser feita várias formas. Uma delas consiste em usar sensores de efeito Hall, colocando-os no entreferro da máquina de indução. Tal método, no entanto, apresenta uma série de desvantagens. Não obstante a dificuldade de sua colocação, estes sensores são dispositivos mecanicamente frágeis e não apresentariam um desempenho satisfatório sob condições de severas vibrações e

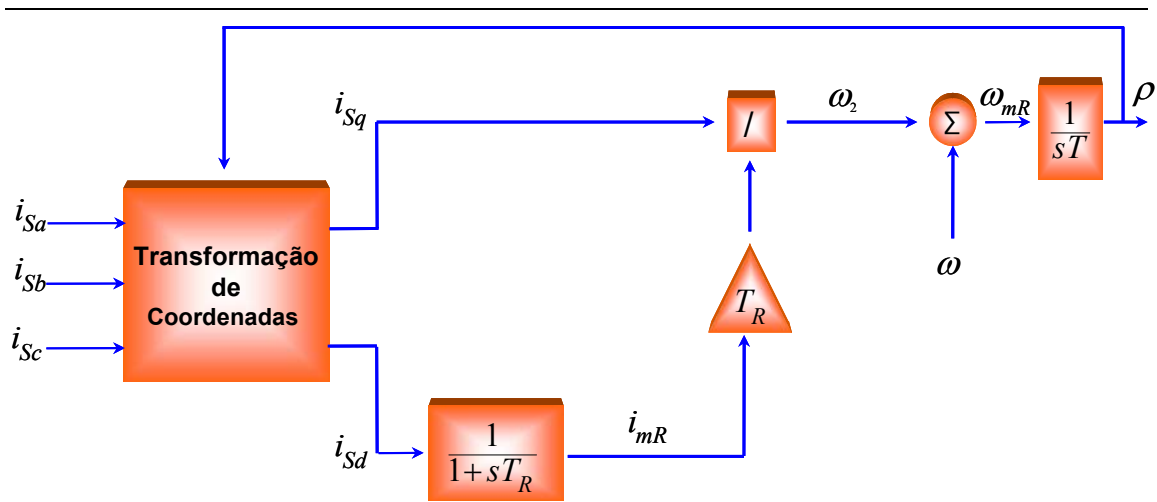


Figura 3.19 – Diagrama em blocos do estimador da posição angular do fluxo

A Figura 3.20 mostra o diagrama em blocos do controle do gerador de indução, usando a técnica do controle orientado pelo fluxo enlaçado pelo campo do rotor.

Para alcançar a alta performance dinâmica do controle, a corrente de magnetização i_{mr} e conseqüentemente a magnitude do fluxo deve ser mantida no seu valor máximo. Dessa forma o torque pode ser controlado somente através da corrente em quadratura i_{sq} .

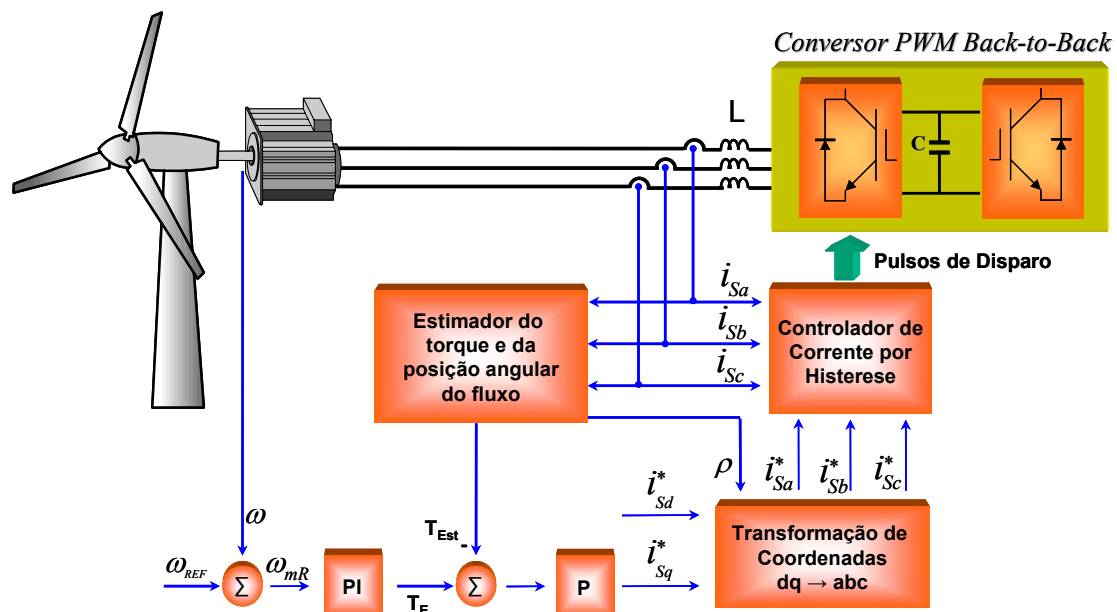


Figura 3.20 – Diagrama em blocos do sistema de controle do conversor do lado do gerador

À medida que a velocidade do vento sofre variações uma nova velocidade angular de referência para o eixo do rotor, denominada ω_{REF} , é calculada. Sob tal velocidade a máquina de indução é capaz de operar próximo à máxima eficiência.

$$\omega_{REF} = \frac{PG_R \lambda_{OPT}}{R} v_{vento} , \quad (3.41)$$

onde λ_{OPT} é a razão ótima entre a velocidade do vento e a velocidade na extremidade da pá da turbina, R é o raio da mesma, G_R é o ganho que representa a caixa de multiplicação e P é número de pares de pólos.

A velocidade ω_{REF} é comparada com a velocidade angular medida do gerador de indução. O sinal proveniente dessa comparação é aplicado a um controlador PI, responsável pela regulação da malha de velocidade. A saída do regulador PI é o sinal de torque, que ao ser comparado com o torque elétrico estimado do gerador de indução, é aplicado a um outro regulador proporcional, responsável pela regulação da malha de torque. A saída do regulador proporcional é o sinal que representa a componente da corrente de referência i_{sq}^* . A outra componente de referência, a componente de eixo direto i_{sd}^* , é uma constante, cujo valor corresponde ao valor da corrente de magnetização da máquina de indução. De posse dessas duas componentes, elas sofrem uma transformação de coordenadas dada por (3.18). As correntes trifásicas, i_{sa}^* , i_{sb}^* , i_{sc}^* são então aplicadas a um controlador de corrente por histerese, cujos sinais de saída são os responsáveis pelo chaveamento do conversor do lado do gerador de indução.

O diagrama esquemático do controlador de corrente por histerese é mostrado na Figura 3.21, na forma como é implementado no PSCAD.

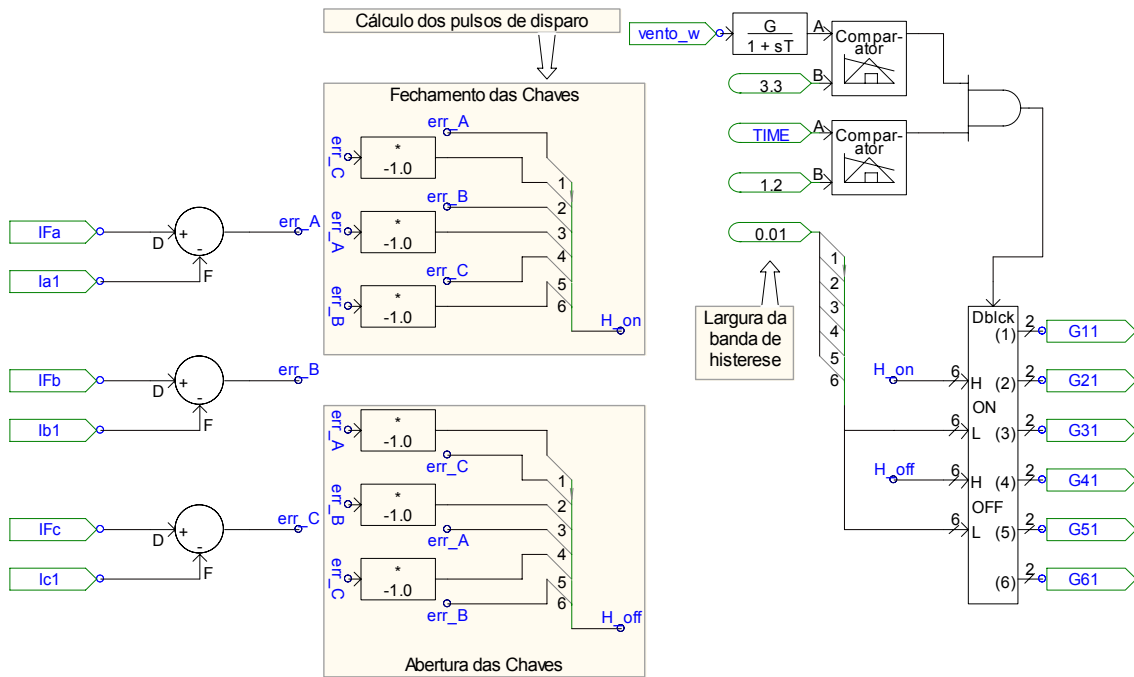


Figura 3.21 – Diagrama esquemático do controlador de corrente por histerese

As correntes trifásicas de referência, i_{Sa}^* , i_{Sb}^* , i_{Sc}^* , (I_{Fa} , I_{Fb} e I_{Fc} na Figura 3.21) são comparadas com as correntes medidas nos terminais do inversor (I_{a1} , I_{b1} e I_{c1}). Dois vetores com sinais algébricos opostos são formados com os sinais de erro e comparados com o valor correspondente à largura da banda de histerese no bloco “Interpolated Firing Pulses”. Neste bloco, as comparações de um dos vetores geram comandos para ligar e as comparações do outro vetor geram comandos para desligar as respectivas saídas, fazendo interpolações para ajustar o passo de simulação de modo a encontrar os momentos exatos de comutação. As saídas deste bloco são usadas então para controlar diretamente as chaves do inversor.

Na saída do regulador proporcional da Figura 3.20 que controla o torque elétrico, é utilizado um limitador para valores maiores que zero, de forma a fazer com que o sinal de saída excursions somente em torno de valores negativos. Esses valores negativos são convencionados de acordo com o sentido utilizado nos medidores de corrente no estator da máquina de indução.

A velocidade de referência do gerador é obtida a partir da definição de λ (razão entre a velocidade da extremidade da pá e a velocidade do vento). Quando a velocidade do vento varia, o rastreador da potência máxima fornece o novo valor de referência para

a velocidade angular do gerador de indução, que satisfaz à definição do valor ótimo de λ . Esse valor da velocidade de referência é então aplicado como entrada à malha de controle de velocidade.

3.6.3 – Controle do Conversor do Lado da Rede Elétrica

O controle do conversor do lado da rede elétrica é responsável pelo controle do fluxo de energia para o sistema elétrico. A estratégia de controle empregada [35] é baseada na teoria das potências real e imaginária instantâneas ou, como também é conhecida, teoria pq [8, 9, 10]. Essa teoria será discutida com mais detalhes na próxima seção.

3.6.3.1 – Teoria da Potência Instantânea (Teoria - pq)

AKAGI *et al* [8] propuseram novos conceitos de potência instantânea real e imaginária que são válidos para estados permanentes ou transientes e quando a tensão ou corrente apresentam formas de onda genéricas, isto é, não necessariamente senoidais.

Conforme mencionado na seção 3.7.1 a transformada de Clarke ou $\alpha\beta 0$ consiste na redefinição de tensões ou correntes em um sistema de coordenadas estacionário. Conforme apresentado por WATANABE *et al.* [9] e AREDES [10], utilizando a transformada de Clarke, a potência real instantânea em um sistema trifásico a três fios é dada por:

$$p_{3\phi}(t) = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c = v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta = p(t). \quad (3.42)$$

Akagi *et al* [26] sugeriram a seguinte definição para a potência imaginária q :

$$q(t) = v_\alpha i_\beta - v_\beta i_\alpha. \quad (3.43)$$

Reescrevendo (3.43) nas coordenadas abc, tem-se:

$$q = \frac{-[(v_a - v_b)i_c + (v_b - v_c)i_a + (v_c - v_a)i_b]}{\sqrt{3}}. \quad (3.44)$$

Conforme WATANABE *et al.* [9] e AREDES [10], essa expressão é conhecida e usada em medidas de circuitos para potência reativa trifásica, considerando apenas a componente fundamental. No entanto, no novo conceito proposto por AKAGI *et al.* [8], a variável q considera toda as frequências dos componentes em corrente e tensão.

Colocando (3.42) e (3.44) na forma matricial, tem-se:

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ -v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix}. \quad (3.45)$$

Manipulando algebricamente a equação 3.48, as componentes $\alpha\beta$ das correntes podem ser obtidas em função da potência real p e da potência imaginária q :

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \begin{bmatrix} v_\alpha & -v_\beta \\ v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix}. \quad (3.46)$$

Separando p e q :

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \left\{ \begin{bmatrix} v_\alpha & -v_\beta \\ v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_\alpha & -v_\beta \\ v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ q \end{bmatrix} \right\}. \quad (3.47)$$

Conforme [7, 8], a potência real p e a potência imaginária q podem ser separadas em duas parcelas:

$$\bar{p} = \bar{p} + \tilde{p}, \quad (3.48)$$

$$\bar{q} = \bar{q} + \tilde{q}, \quad (3.49)$$

onde \bar{p} e \tilde{p} são o valor médio e a componente oscilante da potência real respectivamente, enquanto \bar{q} representa o valor médio da potência imaginária e \tilde{q} a sua componente oscilante.

A grande vantagem na utilização da teoria pq é a capacidade de se tratar potência real e potência imaginária separadamente, havendo a possibilidade de compensação das parcelas médias das duas potências bem como das parcelas oscilantes.

O diagrama em blocos do controle do conversor do lado da rede elétrica pode ser observado na Figura 3.22.

A tensão V_{cc} sobre o capacitor é comparada com um valor de referência V_{REF} . O erro obtido é injetado em um controlador composto por um ganho proporcional e um filtro passa - baixa. O sinal p^* de saída deste controlador representa a potência real a ser injetada na rede elétrica pelo conversor toda vez que for maior que zero.

Quando a tensão sobre o capacitor é maior que a referência, significa que há um superávit de energia armazenada no capacitor. Assim, o sinal de referência $p^* > 0$ é gerado de tal forma que o conversor do lado da rede passa a injetar potência na rede elétrica, descarregando o capacitor do elo de corrente contínua.

Por outro lado, quando a tensão sobre o capacitor for menor que a referência, p^* será mantido igual a zero enquanto o capacitor é carregado pelo conversor do lado do gerador de indução ou pelos diodos do conversor do lado da rede.

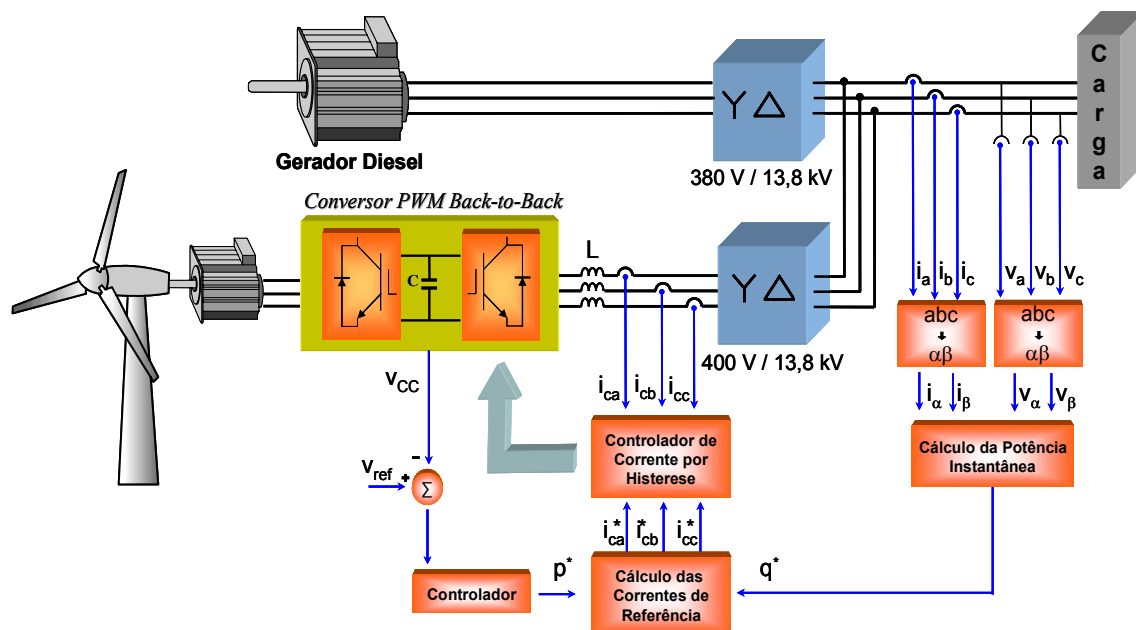


Figura 3.22 – Diagrama em blocos do controle do conversor do lado da rede

Dependendo da forma como o sinal q^* que representa a potência imaginária é obtido, o conversor pode ser capaz de compensar fator de potência do sistema ou atuar na regulação da tensão do ponto de acoplamento comum. O método utilizado para obter q^* quando o objetivo é a regulação de tensão será discutido na próxima seção.

Quando o objetivo é a compensação do fator de potência, o sinal q^* que representa a potência imaginária pode ser obtido através de (3.43), repetida aqui por questão de conveniência:

$$q^* = v_\alpha i_\beta - v_\beta i_\alpha, \quad (3.50)$$

onde v_α , v_β e i_α , i_β são as componentes $\alpha\beta$ da tensão e corrente na carga respectivamente.

Uma vez obtidos p^* e q^* estes sinais são introduzidos em (3.46), aqui repetida, a fim de se obter as correntes de referência para o conversor:

$$\begin{bmatrix} i_\alpha^* \\ i_\beta^* \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \begin{bmatrix} v_\alpha & -v_\beta \\ v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p^* \\ q^* \end{bmatrix} \quad (3.51)$$

Em seguida, de posse das componentes $\alpha\beta$ das correntes de referência, utiliza-se a transformada inversa de Clarke (3.43), gerando finalmente as correntes de referência nas coordenadas abc i_{ca}^* , i_{cb}^* , i_{cc}^* , que serão entregues ao controlador de corrente, cujas saídas representam os pulsos de chaveamento do conversor. O controlador utilizado é mostrado na Figura 3.23. As correntes de referência passam por uma transformação de coordenadas, sendo então representadas por suas componentes, d e q , no sistema de coordenadas girante em sincronismo com a frequência angular da rede. Essa frequência angular é obtida por meio de um PLL trifásico (“Phase-Locked Loop”). As correntes trifásicas medidas nos terminais do inversor passam pela mesma transformação de coordenadas. As componentes no eixo direto e em quadratura das correntes medidas e de referência são comparadas. Os sinais de erro são aplicados em dois controladores proporcional/integral, cujas saídas representam as componentes no eixo direto e em quadratura da tensão, que por sua vez, passa por uma transformação inversa de coordenadas, produzindo assim as componentes trifásicas da tensão. Essas componentes trifásicas são comparadas com um sinal triangular utilizando a mesma técnica de disparo de pulsos interpolados através do bloco “Interpolated Firing Pulses” utilizada no controle de corrente por histerese.

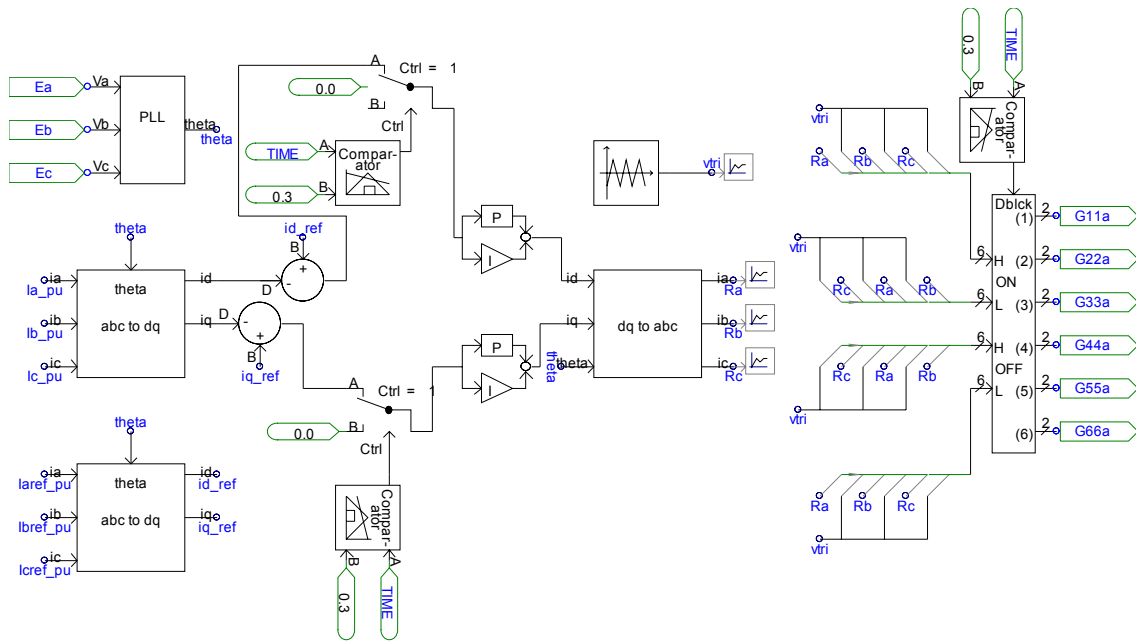


Figura 3.23 – Controle de corrente vetorial

Convém salientar que o sinal q^* que representa a potência imaginária deve obedecer à capacidade máxima do conversor, tendo seu valor máximo dado por:

$$Q_{\max} = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (3.52)$$

3.6.4 – Controle de Tensão do PCC

Em redes elétricas, principalmente durante o período da noite, pode ocorrer uma queda na carga do sistema elétrico. Durante esse período e devido à injeção de reativos, pode ocorrer um aumento na tensão no ponto de conexão comum, PCC. Esse aumento, dependendo da potência da turbina ou da carga, pode ocorrer também nos instantes em que a turbina eólica é conectada ou desconectada da rede. Em casos como esses, surge a necessidade de um controle adequado que mantenha a tensão nos níveis estabelecidos. A estratégia de controle é semelhante à descrita na seção 3.7.2. A diferença está na obtenção do sinal q^* que representa a potência imaginária a ser sintetizada pelo conversor.

A Figura 3.24 mostra o diagrama em blocos do controle de tensão no PCC.

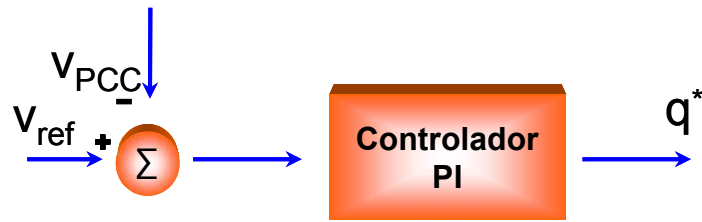


Figura 3.24 – Diagrama em blocos do controle de tensão no PCC

O valor agregado da tensão no PCC é dado por:

$$V_{pcc} = \sqrt{v_a^2(t) + v_b^2(t) + v_c^2(t)} , \quad (3.53)$$

onde v_a , v_b e v_c são as tensões de fase da carga. Esta tensão é comparada com um valor de referência e a saída desse comparador é aplicada em um controlador PI, cujo sinal de saída representa a potência imaginária q^* . O sinal p^* é obtido da mesma forma que detalhado na seção 3.7.2. Essas duas referências q^* e p^* juntamente com (3.51), geram as correntes de referência para o controle do chaveamento do conversor.

Capítulo 4

Simulação e Análise dos Resultados

Buscando a validação dos métodos apresentados neste trabalho, o comportamento dinâmico do sistema híbrido diesel-eólico foi analisado utilizando o programa PSCAD/EMTDC. Neste estudo, os transitórios iniciais foram desprezados, isto é, o estudo tem início a partir do momento em que o gerador diesel esteja suprindo toda a carga, o gerador de indução alcança o estado de regime permanente e o sistema de controle da turbina eólica esteja inicializado. Para este estudo foram consideradas determinadas condições críticas, representadas através da escolha adequada de um perfil para a variação da velocidade do vento.

No que refere à simulação, alguns aspectos precisam ser previamente esclarecidos. Conforme já mencionado capítulo 2, o sistema híbrido modelado neste trabalho é baseado em um sistema implantado na ilha de Fernando de Noronha. Tal sistema é composto por um grupo gerador diesel de 910 kVA e uma turbina eólica de 225 kW, baseada no modelo comercial V 27 da Vestas, ambos conectados a um sistema de distribuição com poucos quilômetros de extensão. O valor da carga utilizado neste estudo corresponde ao máximo registrado na Ilha de Fernando de Noronha em 2001: 750 kW e 400 kvar. Duas configurações básicas para o aerogerador foram consideradas: turbina de velocidade variável com passo fixo conectada à rede através de conversores estáticos e turbina com gerador conectado diretamente à rede.

O programa Matlab foi utilizado para apresentar algumas curvas de considerável relevância no auxílio do esclarecimento de certos aspectos da teoria empregada na modelagem e controle do sistema de geração eólica.

Como convenção, será utilizado o sinal positivo para a potência quando a energia flui dos geradores com sentido à rede, conseqüentemente o sinal negativo será utilizado quando a energia flui da rede em sentido aos geradores.

Na seção 4.3 será feita uma comparação entre as duas configurações básicas para o aerogerador.

4.1 – Turbina eólica com gerador de indução diretamente conectado

Neste primeiro caso, uma turbina eólica foi conectada diretamente a uma rede fraca por meio de um gerador de indução com rotor gaiola de esquilo. A tensão nominal nos terminais do gerador de indução é 400V, e sua potência nominal é de 225 kW, sendo gerada a uma velocidade do vento em torno de 12 m/s. A principal fonte de energia do sistema é um gerador diesel de 910 kVA. O perfil da velocidade do vento escolhido para os testes está mostrado na Figura 4.1.

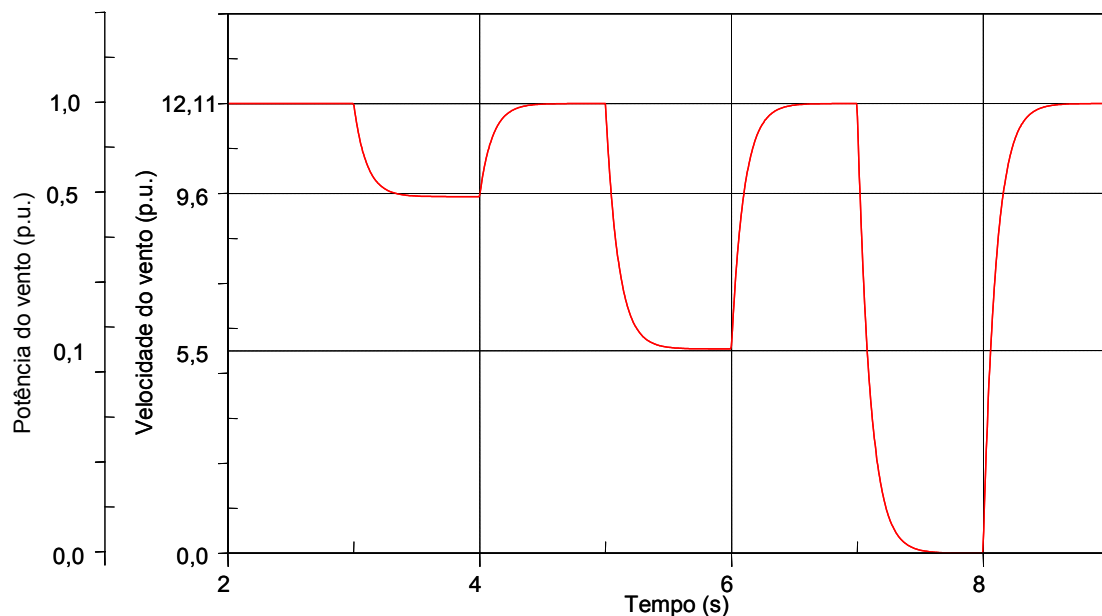


Figura 4.1 – Perfil da velocidade do vento

A potência mecânica da turbina eólica é definida por (3.7).

O perfil de velocidade do vento apresenta variações de forma a permitir a observação do comportamento da turbina eólica sob situações críticas, ou seja, de forma que a potência do vento sofresse uma redução de 50%, 90 % e 100%, sendo que neste último caso a turbina seria desconectada do sistema. De acordo com (3.7) a potência mecânica é proporcional ao cubo da velocidade do vento. Assim, para uma turbina de velocidade variável com controle de passo fixo, uma queda de 21 % na velocidade do vento corresponde a uma redução de 50 % da potência da turbina. Da mesma forma uma queda de mais de 46% na velocidade do vento corresponde a uma redução de 90% na potência da turbina.

O gráfico da Figura 4.2 mostra o comportamento da potência ativa do gerador de indução e do gerador diesel de acordo com o perfil do vento. A potência ativa do gerador diesel se comporta de forma complementar à potência ativa do gerador de indução. A potência nominal do gerador diesel, 910 kVA, foi adotada como valor base.

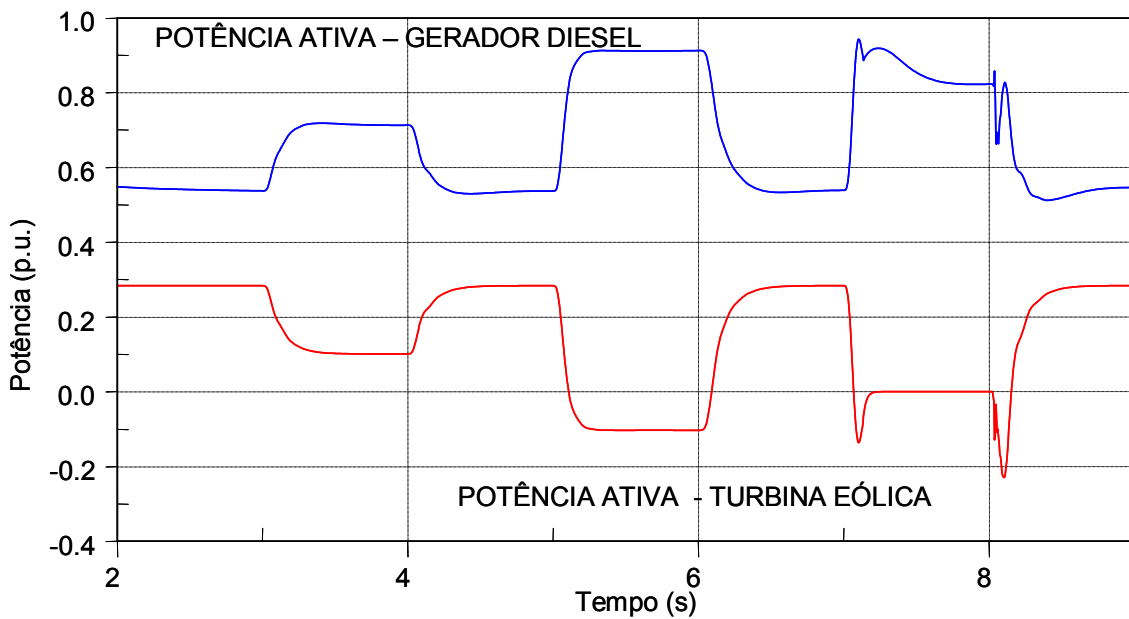


Figura 4.2 – Comportamento da potência ativa do gerador de indução e do diesel

A Figura 4.3 mostra a velocidade angular elétrica da máquina de indução para o perfil de vento adotado e mostrado na Figura 4.1.

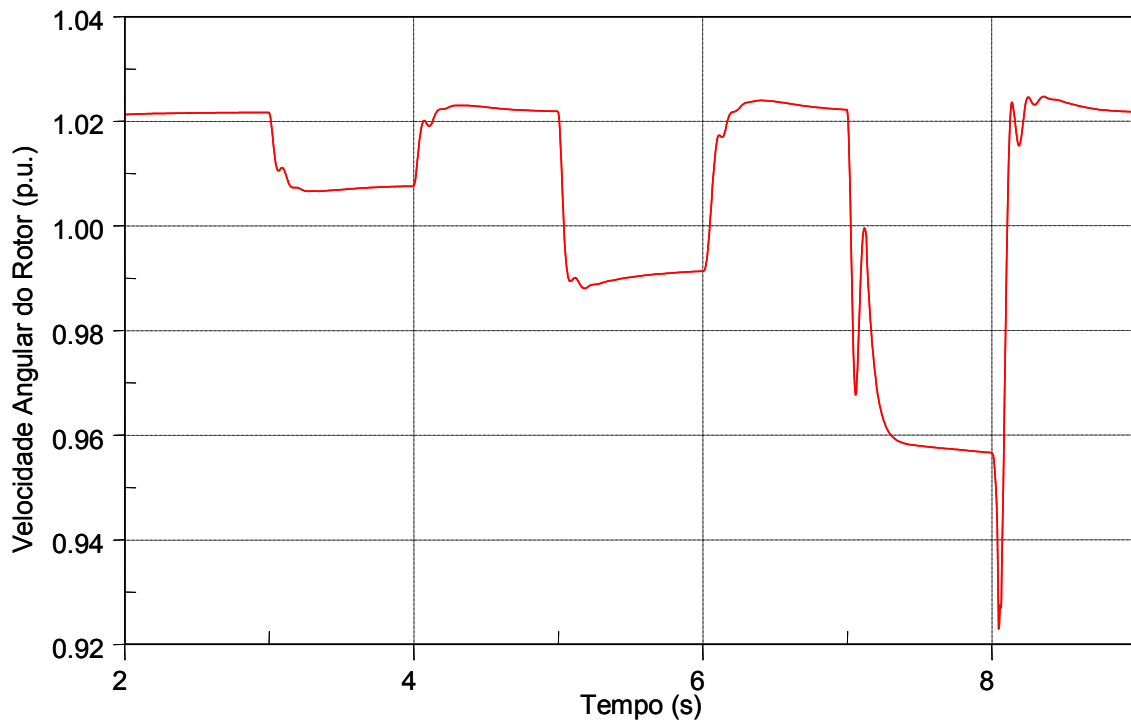
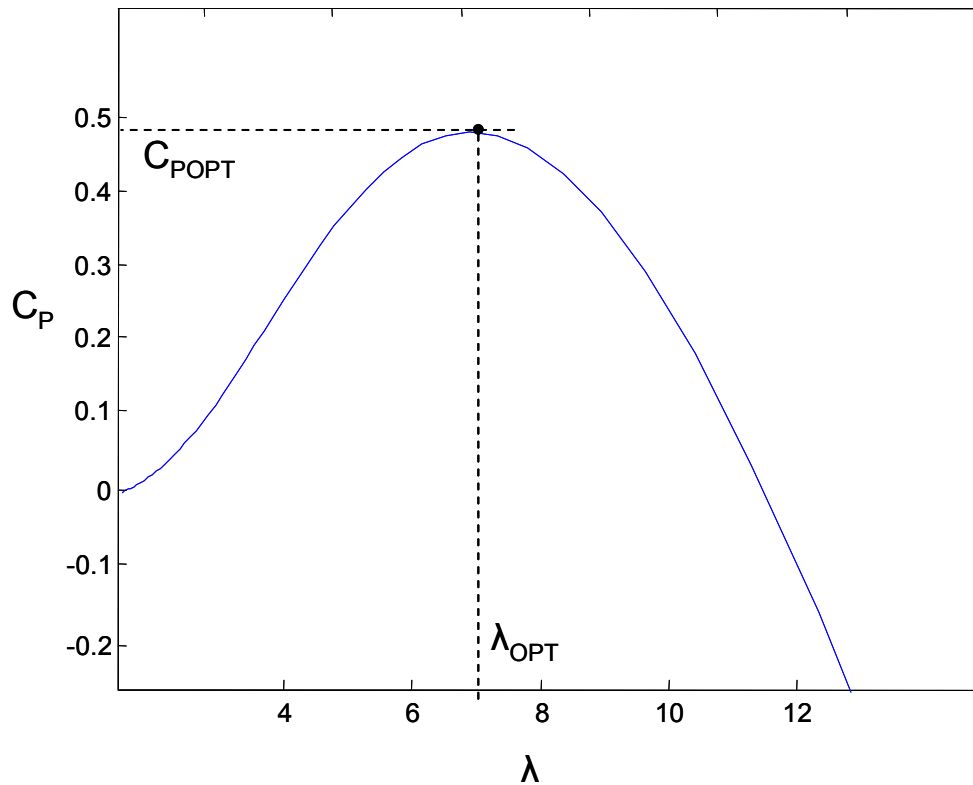


Figura 4.3 – Velocidade angular elétrica da máquina de indução

Como se pode observar nas Figuras 4.2 e 4.3, em determinados instantes a máquina de indução passa a operar como motor. Esse comportamento pode ser explicado através do coeficiente de potência da turbina eólica. A curva da Figura 4.4 mostra a relação entre o coeficiente de potência C_p e λ , razão entre a velocidade da extremidade da pá da turbina eólica e a velocidade do vento, para uma turbina eólica típica. Esta curva mostra também o ponto de máxima eficiência, definido por C_{pOPT} e λ_{OPT} . Os valores de C_{pOPT} e λ_{OPT} , para as configurações estabelecidas para este tipo de turbina, são 0,48 e 7 respectivamente. A definição de λ é dada por:

$$\lambda = \frac{\omega_t r}{v} \quad (4.1)$$

Devido à ausência de um sistema de rastreamento da potência máxima, durante a variação da velocidade do vento o ponto de operação de uma turbina eólica pode ser deslocado ao longo da curva C_p versus λ , ilustrada na Figura 4.4, diminuindo consideravelmente o rendimento do aerogerador.

Figura 4.4 – Relação entre C_p e λ

O comportamento de C_p , observado através da Figura 4.5, mostra o deslocamento do ponto de operação da turbina eólica para o perfil de vento escolhido. Neste gráfico, C_p assume em determinados instantes valores negativos. Para o intervalo entre 5,0 s e 6,0 s, particularmente, o fato de C_p assumir valores negativos justifica a operação da máquina de indução como motor. O comportamento de C_p na Figura 4.5 pode ser explicado através de (4.1) e da Figura 4.4. Quando a velocidade do vento é reduzida demasiadamente, a razão entre a velocidade da extremidade da pá da turbina e a velocidade do vento, λ , aumenta drasticamente, e conforme pode ser observado na Figura 4.4 para grandes valores de λ , C_p assume valores negativos. Convém observar que a partir de 7,0 s, a velocidade do vento cai a zero. Quando a velocidade do vento atinge valores menores que 3,0 s a turbina eólica sai de operação. Isso justifica o fato do gerador de indução não operar como motor durante a maior parte do intervalo entre 7s e 8s, uma vez que este se encontra desconectado da rede.

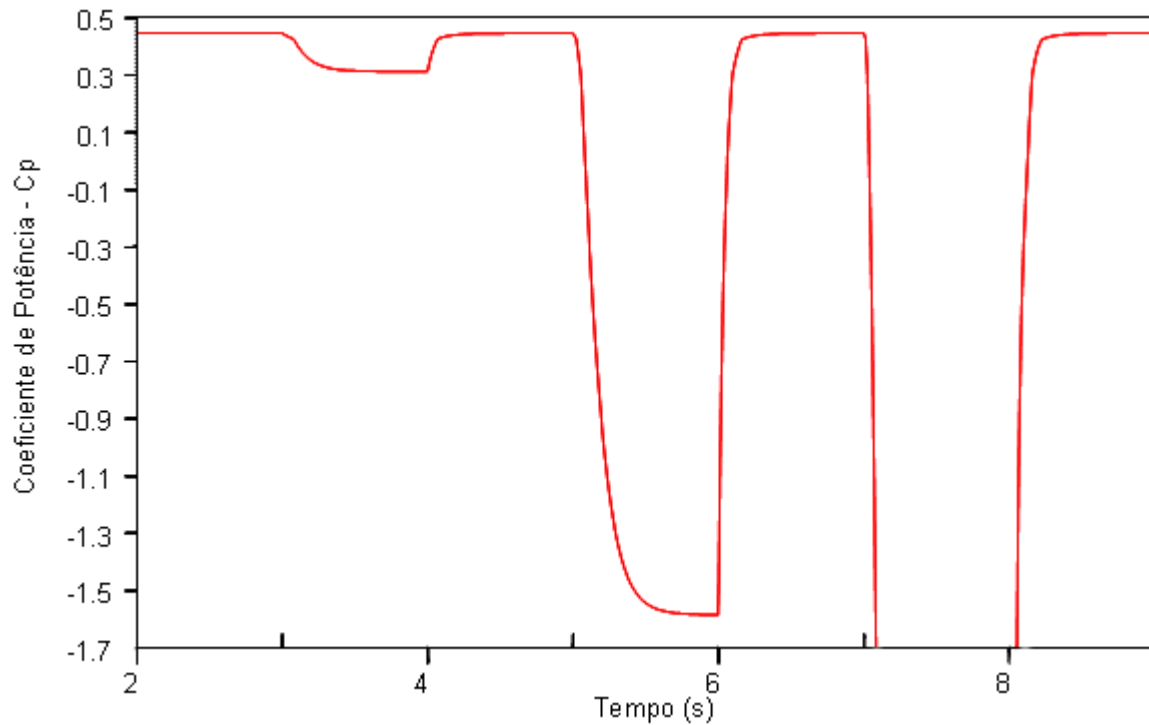


Figura 4.4 – Comportamento do coeficiente de torque C_T

4.1.1 – Análise do Perfil de Tensão

A análise do perfil de tensão foi feita para três casos, cada qual com uma determinada configuração para os bancos de capacitores. No caso base somente o gerador diesel é considerado no sistema, isto é, a turbina eólica está desconectada da rede elétrica

A Figura 4.5 mostra a tensão RMS nos terminais do lado de baixa do gerador diesel. A tensão nominal do gerador diesel, 380V, foi adotada como valor base. Uma vez que o sistema encontra-se em estado de regime permanente, como era esperado, a tensão encontra-se estabilizada em 1,0 p.u. .

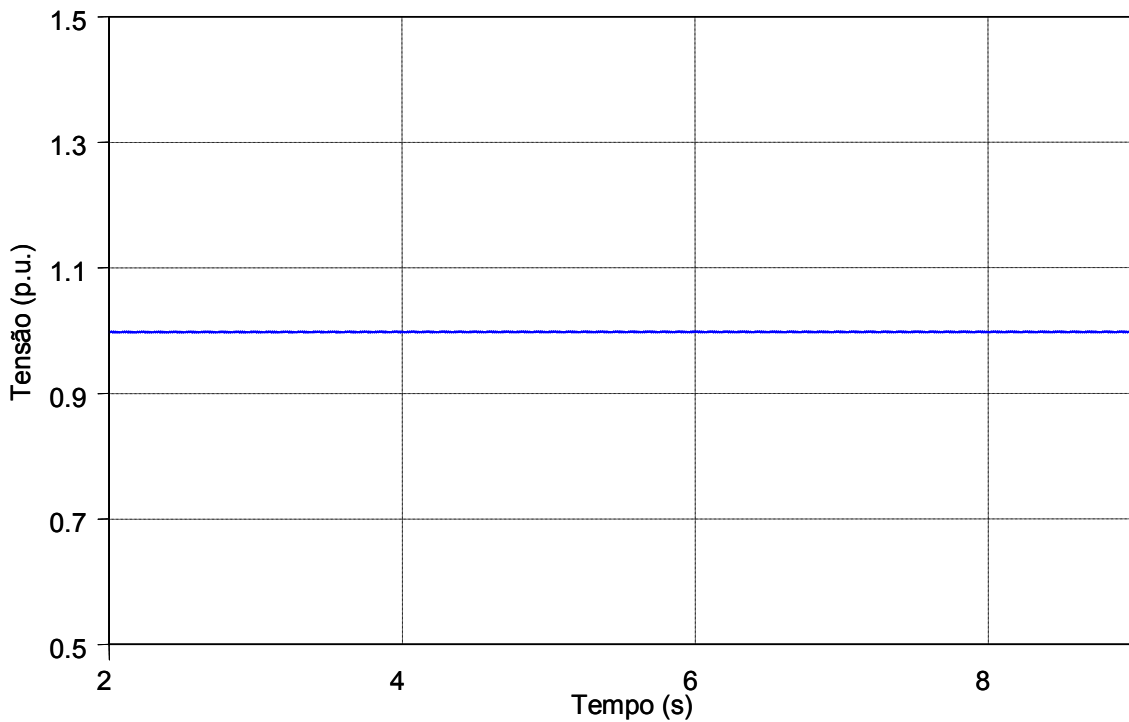


Figura 4.5 – Tensão nos terminais do lado de baixa do gerador diesel.

A Figura 4.6 mostra a tensão RMS na carga do sistema de distribuição localizada a cerca de 11 Km do gerador diesel. Esta tensão apresenta uma queda de 1,4 % com relação à tensão do gerador.

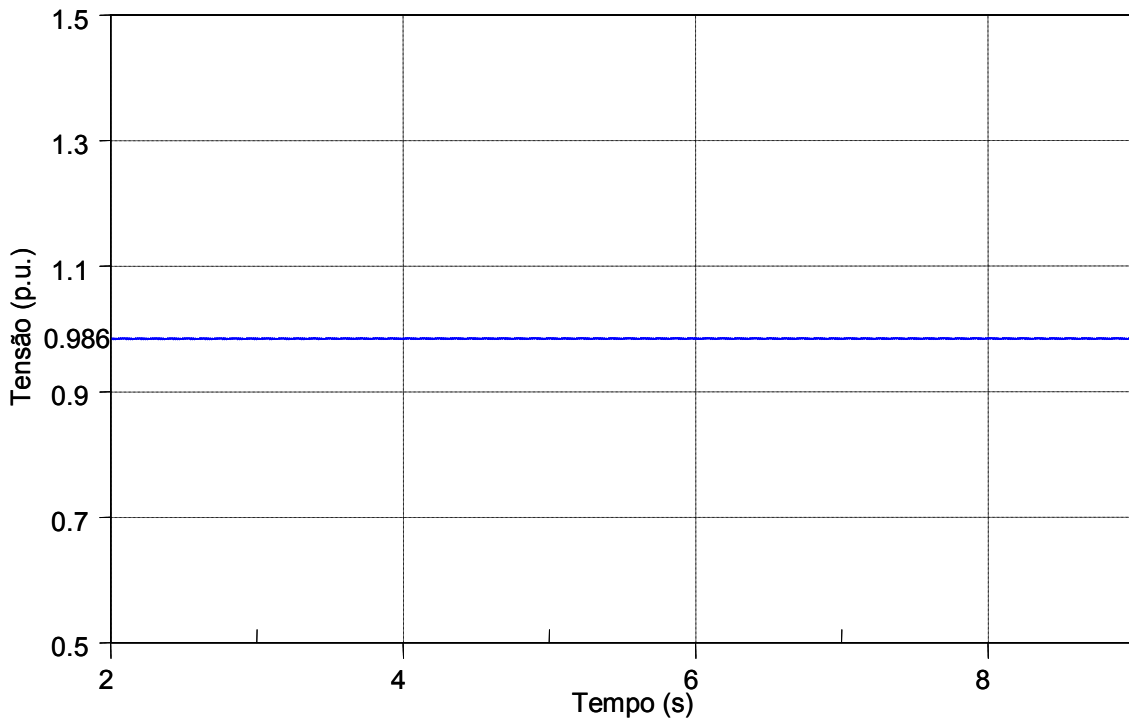


Figura 4.6 – Tensão na carga do alimentador 1

No caso 1, o aerogerador encontra-se conectado ao sistema elétrico. Para a análise do perfil de tensão, nesse caso, levou-se em consideração a conexão de um banco de capacitores de 375 kvar aos terminais do gerador diesel.

A Figura 4.7 mostra a potência reativa do gerador diesel e do gerador de indução. A potência nominal do gerador diesel, 910 kVA, foi adotada como valor base.

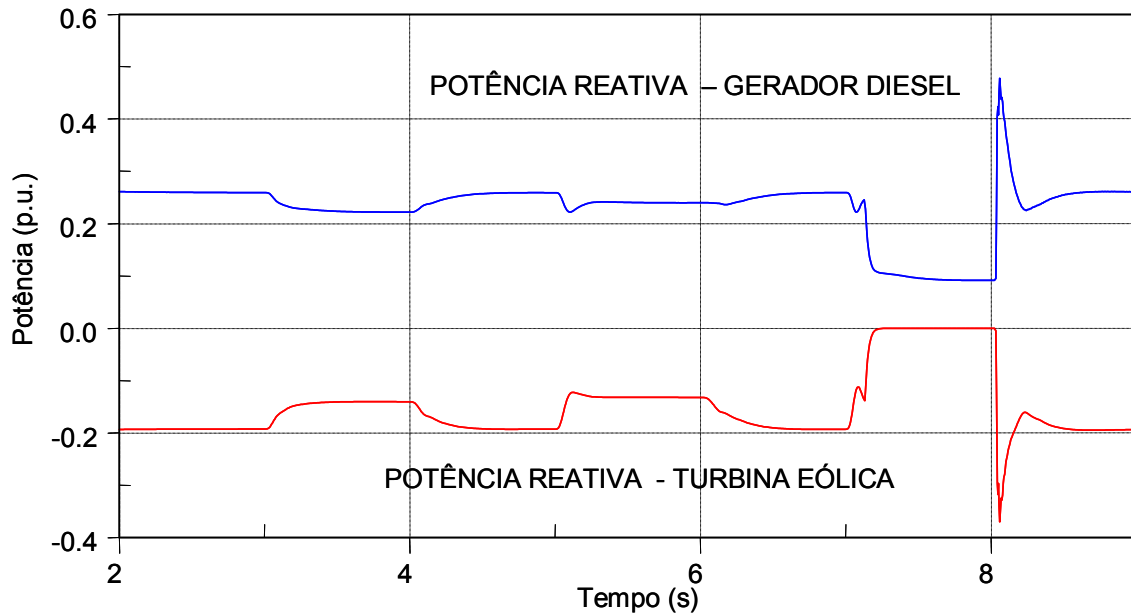


Figura 4.7 – Potência reativa do gerador diesel e do banco de capacitores.

A potência reativa necessária à operação do gerador de indução, bem como a exigida pelo sistema elétrico, é fornecida pelo gerador diesel e pelo banco de capacitores conectado aos seus terminais. Em 7,0 s, o aerogerador é desconectado do sistema, fazendo com que o gerador diesel reduza a potência reativa fornecida ao sistema, como pode ser observado na Figura 4.8. Em 8,0 s o aerogerador é novamente conectado a rede elétrica, implicando no consumo excessivo de potência reativa, fazendo com que o gerador diesel aumente o fornecimento de potência reativa.

A Figura 4.8 mostra as tensões nos terminais do gerador de indução e do gerador diesel. O valor base adotado foi de 380 V.

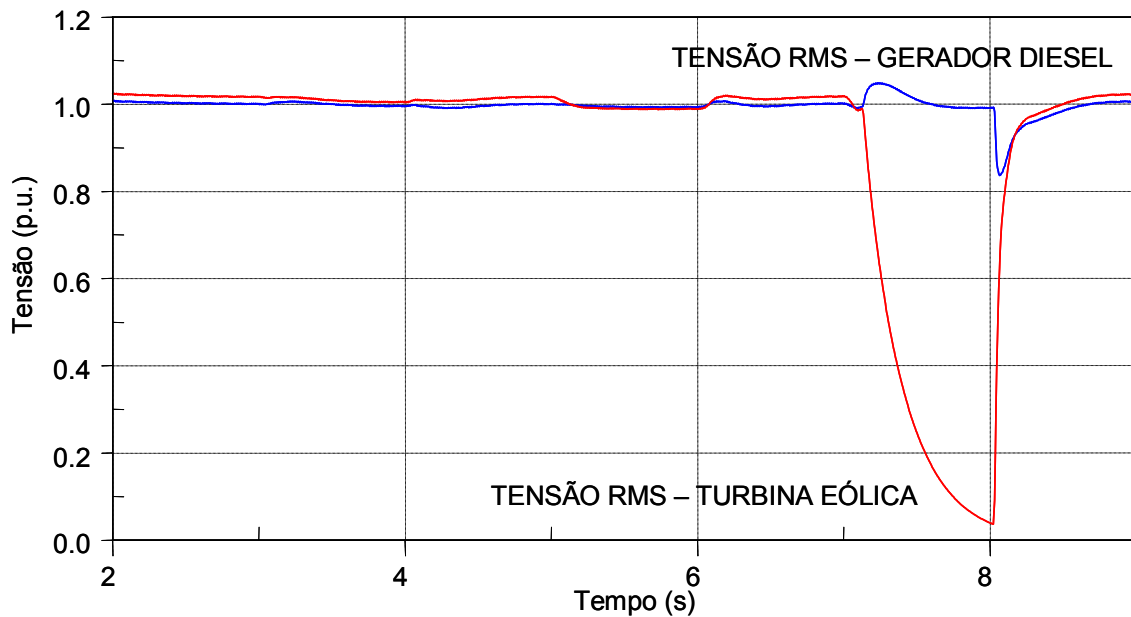


Figura 4.8 – Potência reativa do gerador diesel e do banco de capacitores.

Em 7,0 s, a velocidade do vento cai a zero. Para valores da velocidade menores que 3,0 m/s, a turbina eólica é desconectada da rede elétrica. Dessa forma a tensão nos terminais da turbina eólica cai a zero, conforme pode ser observado na Figura 4.8. As Figuras 4.9 e 4.10 mostram a tensão RMS no ponto de conexão comum (PCC) e nos terminais da carga, respectivamente.

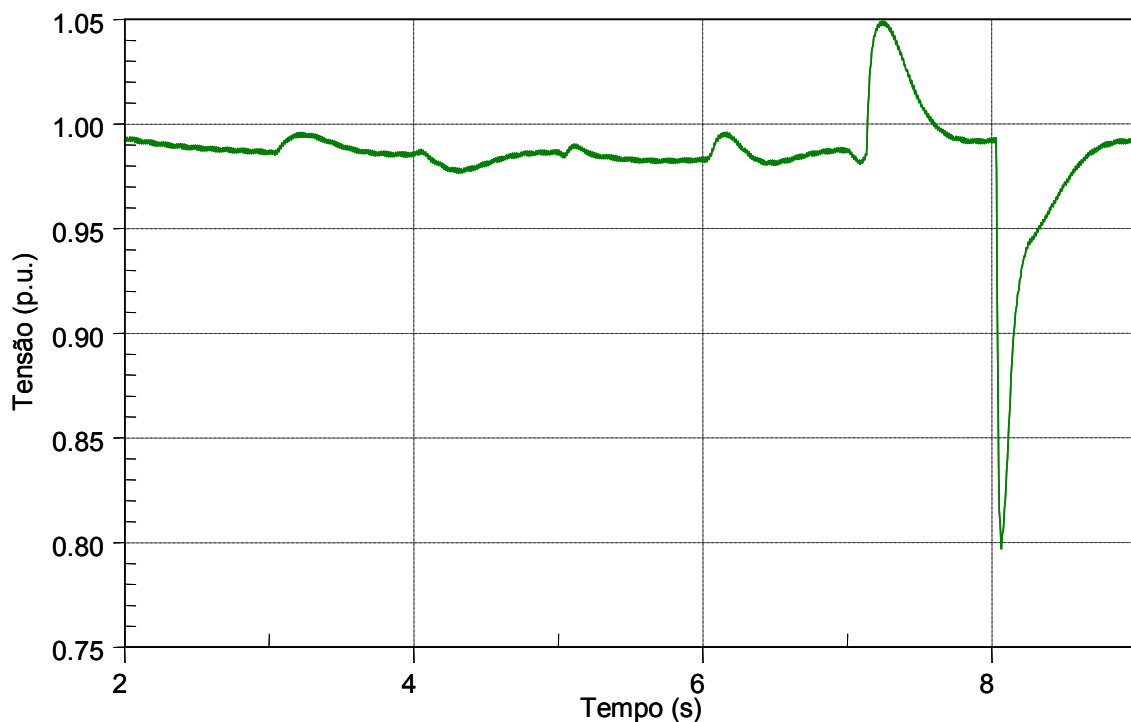


Figura 4.9 – Tensão RMS no ponto de conexão comum (PCC)

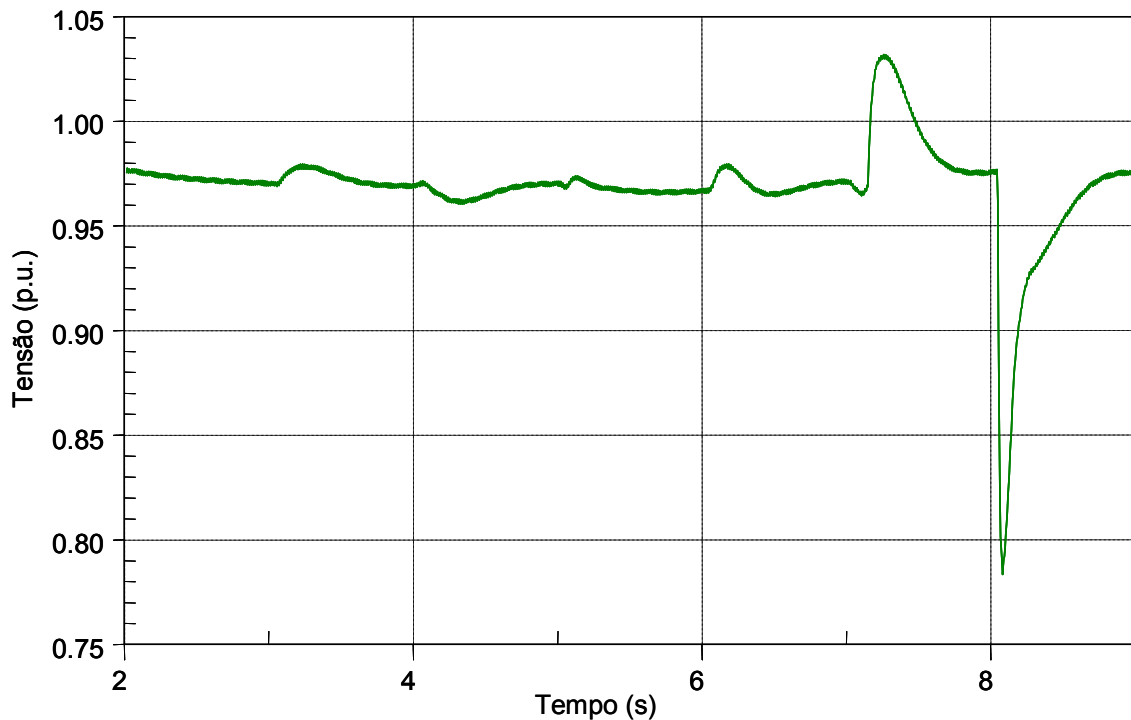


Figura 4.10 – Tensão RMS na carga

Como pode-se observar nas Figuras 4.9 e 4.10, a tensão na carga sofre um queda de cerca de 1% devido ao comprimento do alimentador 1. O aumento da tensão em 7,0 s, observada nos dois gráficos ocorre devido à desconexão do gerador de indução da rede elétrica, uma vez que nesse momento existe um excesso de energia reativa no sistema, que permanece até que o gerador diesel reduza a sua potência reativa. Em 8,0 s, o gerador diesel é reconectado à rede elétrica. O consumo excessivo de energia reativa necessário à partida do gerador de indução, observada na Figura 4.7, provoca uma queda de tensão de cerca de 20%. Instantes depois, quando o consumo de energia reativa do gerador de indução diminui, a tensão no sistema volta ao valor nominal, entrando novamente em regime permanente.

Para o caso 2, dois bancos de capacitores são considerados: um de 185 kvar conectado aos terminais do gerador diesel e outro de mesma potência conectado aos terminais do gerador de indução.

A Figura 4.11 mostra a potência reativa do gerador diesel e do gerador de indução. Novamente, a potência nominal do gerador diesel, 910 kVA, foi adotada como valor base.

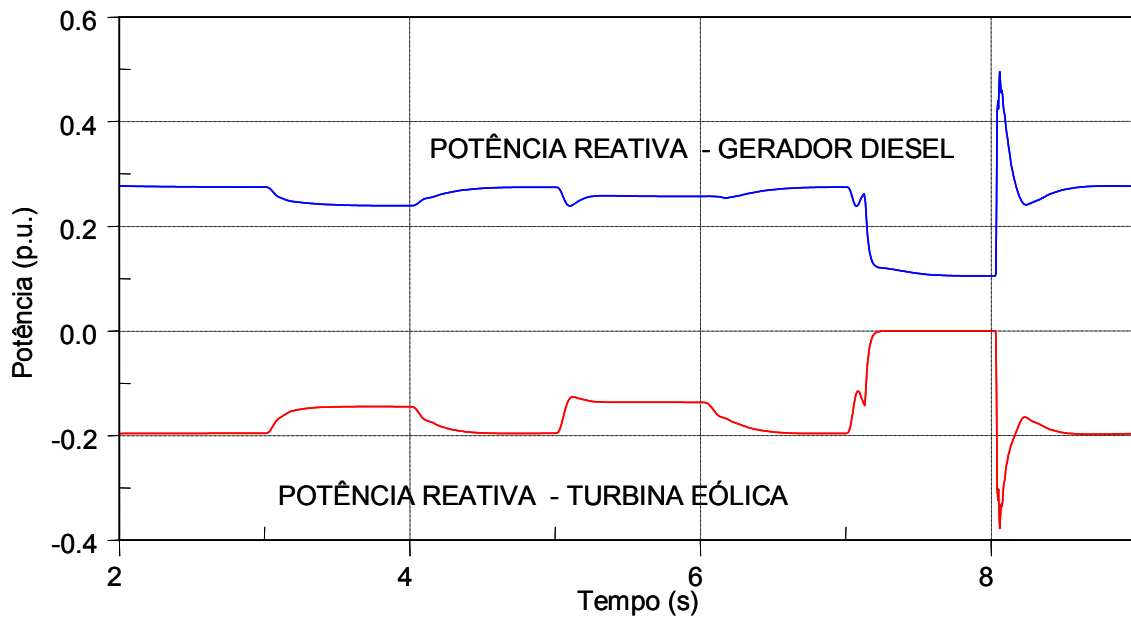


Figura 4.11 – Potência reativa do gerador diesel e do gerador de indução

A maior parte da potência reativa necessária a operação do gerador de indução é fornecida pelo banco de capacitores de 185 kvar conectado aos seus terminais. Assim, o restante da potência reativa indutiva do sistema é fornecido pelo gerador diesel e pelo banco de capacitores conectado aos seus terminais.

Em 7,0 s, devido à queda da velocidade do vento, o aerogerador é desconectado da rede elétrica, fazendo com que a potência reativa do gerador diesel sofra uma redução, como pode ser observado na Figura 4.11. A desconexão do aerogerador da rede elétrica explica a queda de tensão nos terminais do gerador de indução, observada na Figura 4.12.

No momento em que o aerogerador é desconectado da rede elétrica, há um excesso de energia reativa no sistema, causando um aumento na tensão ao longo da rede elétrica, como pode ser observado nas Figuras 4.12, 4.13 e 4.14.

Conforme explicado anteriormente na análise do caso 1, quando o aerogerador é reconectado à rede elétrica, o consumo de reativo do gerador de indução é excessivo. Isso explica a queda de tensão em cerca de 20 % ao longo da rede, como também pode ser observado nas Figuras 4.12, 4.13 e 4.14.

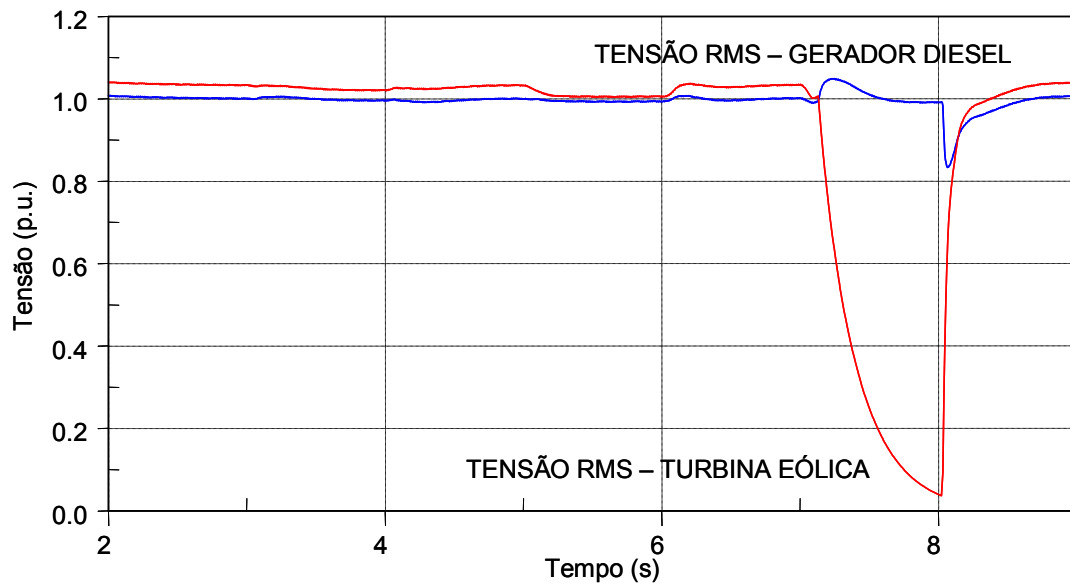


Figura 4.12 – Tensão nos terminais do gerador diesel e do gerador de indução.

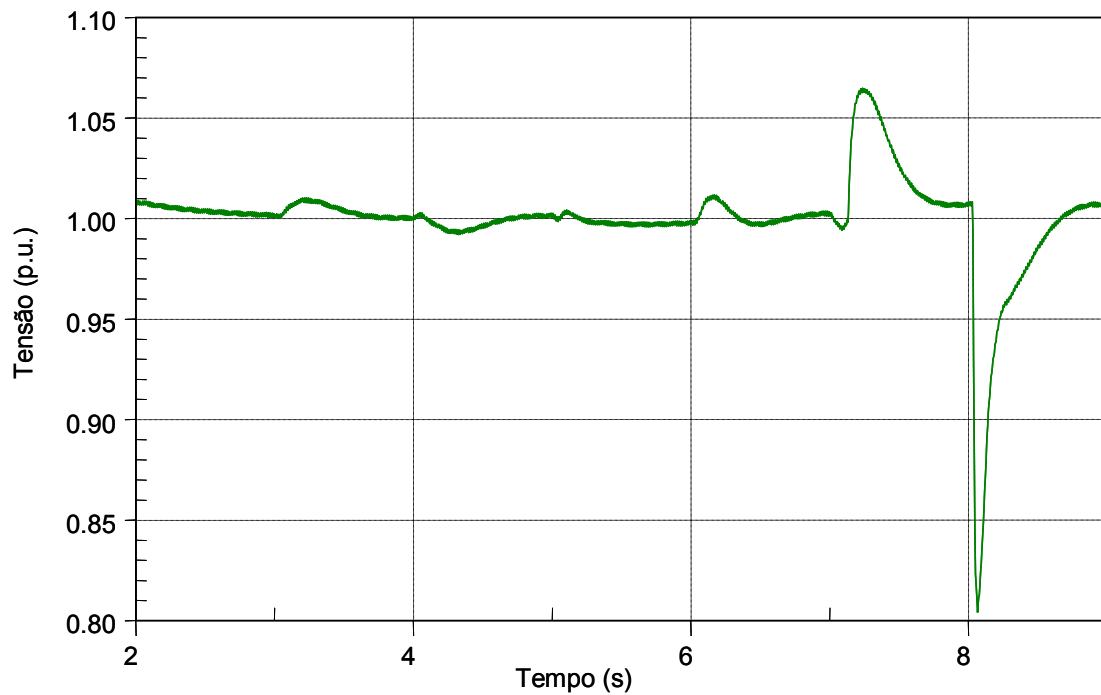


Figura 4.13 – Tensão RMS no ponto de conexão comum

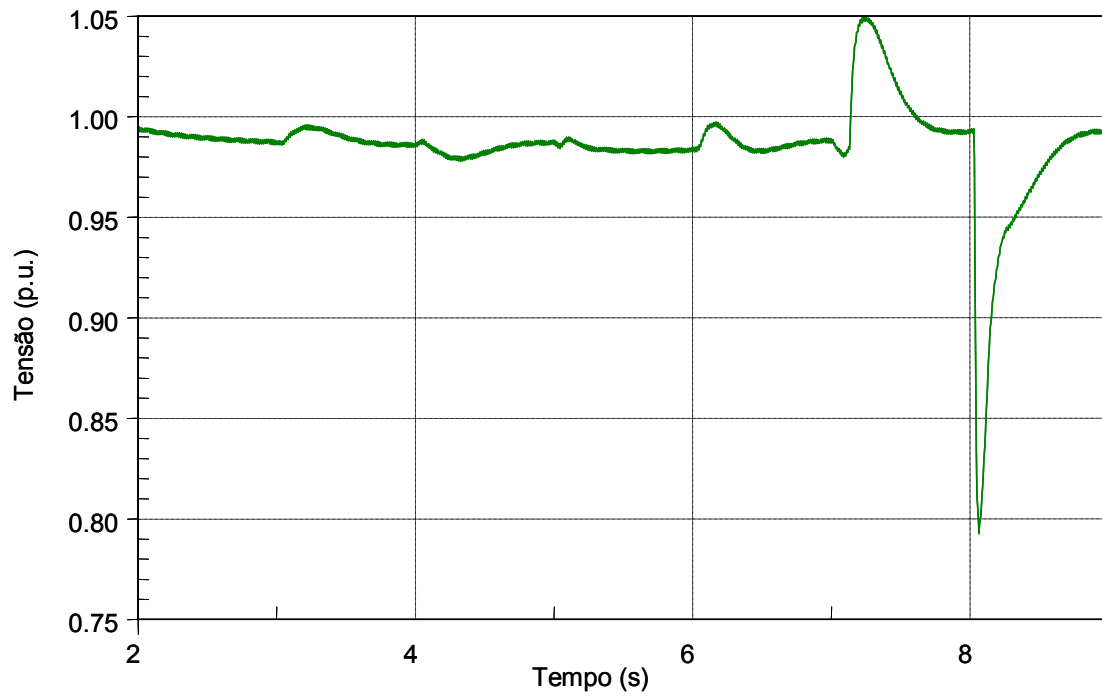


Figura 4.14 – Tensão RMS na carga.

O gráfico da Figura 4.15 mostra as tensões no ponto de conexão comum para os casos 1 e 2.

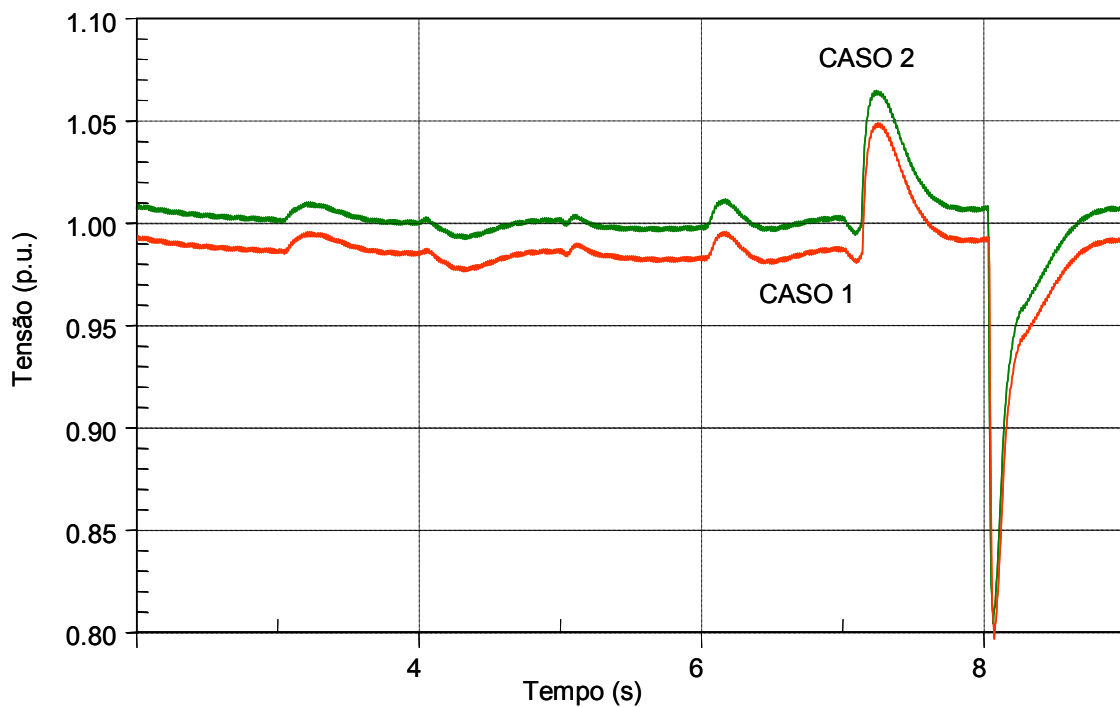


Figura 4.15 – Comparação entre a tensão no PCC dos casos 1 e 2.

Como se pode observar, a tensão para o caso 2, onde os bancos de capacitores são igualmente distribuídos entre a turbina eólica e o gerador diesel, mantém-se em

torno do valor nominal, ao passo que a tensão para o caso 1, onde 100% do banco de capacitores encontra-se nos terminais do gerador diesel, mantém-se abaixo do valor nominal.

4.2 – Turbina de velocidade variável com controle e passo fixo

A turbina de velocidade variável é conectada à rede elétrica por meio de um gerador de indução e um conversor “back-to-back”. A potência nominal da turbina eólica é 225 kW e a tensão nominal é 400 V. O valor nominal da velocidade do vento é 12,11 m/s e da velocidade angular da máquina de indução é 376,9 rad/s. A potência nominal da turbina eólica foi adotada como valor base.

A Figura 4.16 mostra o comportamento da potência elétrica do gerador de indução para o perfil da velocidade do vento dado pela Figura 4.1 e justificada na seção 4.1.

Quando a velocidade do vento varia, a inércia do aerogerador impede que sua velocidade varie instantaneamente. Dessa forma, quando a velocidade do vento aumenta, o valor de λ cai momentaneamente. De acordo com (4.2), que quantifica a variação de C_p com λ , isto faz com que o ponto de operação da turbina afaste-se do valor ótimo, deslocando-se inicialmente para a direita ao longo da curva mostrada na Figura 4.4. Assim, a potência mecânica da turbina sofre momentaneamente uma ligeira queda, como pode ser observado na Figura 4.16.

$$C_p = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_1} - 5 \right) * e^{\frac{-22.5}{\lambda_1}}, \quad (4.2)$$

onde λ_1 é dada por [34]:

$$\lambda_1 = \frac{1}{\lambda} - 0.035. \quad (4.3)$$

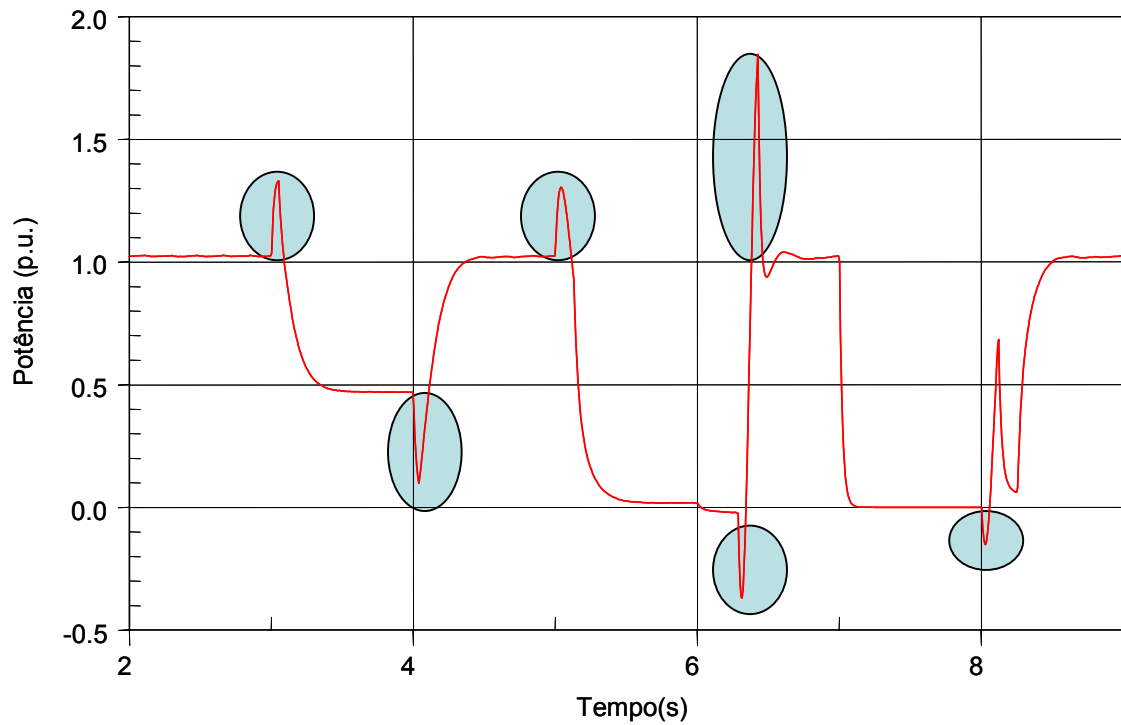


Figura 4.16 – Potência elétrica do gerador de indução

As regiões sombreadas no gráfico da Figura 4.16 mostram variações repentinas na potência de saída do gerador de indução, muitas vezes em sentido oposto à variação da potência do vento. Esse efeito ocorre na presença de variações bruscas na velocidade do vento e pode ser atribuído ao ajuste do controle do aerogerador, que faz o sistema operar de maneira semelhante a um sistema de fase não-mínima.

A Figura 4.17 mostra a curva da potência da turbina em função da velocidade do vento, dada por (3.7), parametrizada pela velocidade angular ω , do eixo da turbina eólica. A curva pontilhada no gráfico da Figura 4.17 mostra o ponto ótimo de operação para cada valor de ω .

O sistema de rastreamento da potência máxima é baseado em:

$$\omega^* = \frac{\lambda_{OPT} v}{R}, \quad (4.4)$$

onde, ω^* é o valor da velocidade angular de referência do eixo da turbina eólica, λ_{OPT} é o valor ótimo de λ , v é a velocidade do vento e R é o raio da turbina.

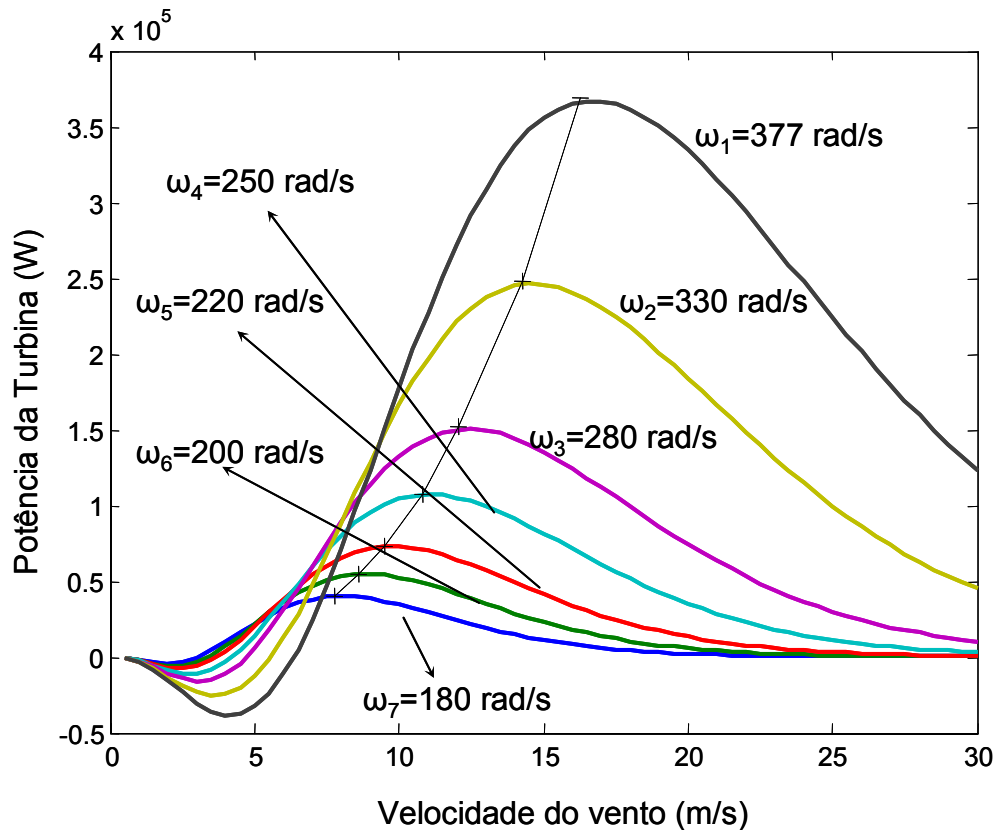


Figura 4.17 – Potência da turbina em função da velocidade do vento parametrizada por ω

Dado λ_{OPT} , para cada valor da velocidade do vento é calculado um novo valor de referência para a velocidade angular do eixo da turbina, ω^* . Cabe então ao controle do conversor do lado do gerador, fazer com que a velocidade angular elétrica da máquina de indução siga a referência dada por:

$$\omega_{ELE}^* = \omega^* p G_R \quad , \quad (4.5)$$

onde ω_{ELE}^* é a velocidade angular elétrica da máquina de indução, ω^* é dado por (4.4), p é o número de par de pólos e G_R é a relação da caixa multiplicadora.

O gráfico da Figura 4.18 mostra as curvas da velocidade angular elétrica da máquina de indução e a referência ω_{ELE}^* para o perfil do vento dado pela Figura 4.1. Os resultados apresentados neste gráfico revelam algumas peculiaridades, discutidas a seguir. Primeiramente, pode-se observar que o controle do gerador rastreia corretamente a referência de velocidade para $t < 6s$. Neste intervalo as variações de potência são moderadas e o controle opera sem problemas. Porém, quando a velocidade do vento começa a aumentar no intervalo $6s < t < 7s$, o controle do gerador não consegue mais rastrear a referência adequadamente e como consequência ocorre um grande

“overshoot”. Este comportamento errôneo precisa ser melhor investigado futuramente, pois não foi possível fazê-lo no tempo disponível para finalização deste trabalho. Contudo, supõe-se que uma provável causa seja a lógica adotada para impedir a reversão do fluxo de potência no gerador. Como pode ser visto na Figura 4.16, a potência gerada está próxima de zero quando a velocidade começa a subir em $t=6s$. Com a característica de fase não mínima apresentada pelo sistema de controle do gerador, sua potência de saída tenderia a ficar negativa com o aumento da velocidade do vento. Com o bloqueio da reversão de potência, é possível que esteja ocorrendo “windup” em algum regulador do sistema, causando a má resposta dinâmica que se vê na Figura 4.18, para $6s < t < 7s$.

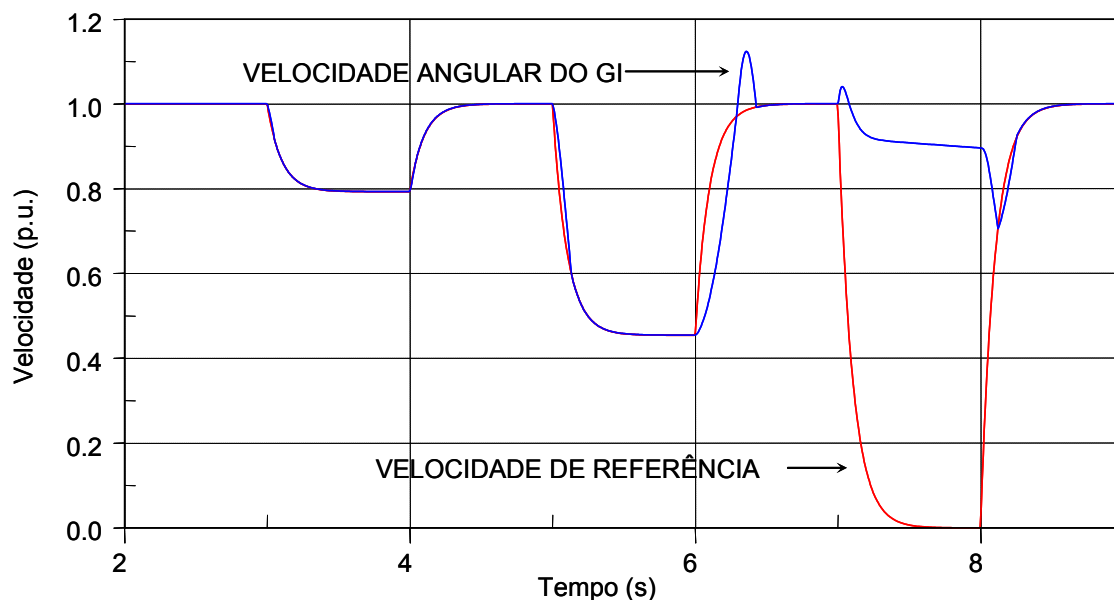


Figura 4.18 – Velocidade de referência e velocidade angular do gerador de indução

Como se pode observar no gráfico da Figura 4.18, em 7,0 s a velocidade de referência começa a cair para zero em decorrência da queda da velocidade do vento. Conseqüentemente o aerogerador é desconectado de rede elétrica e o controle do conversor do lado do gerador é desligado, procedimento este, adotado para velocidades do vento inferiores a 3,0 m/s. Porém, devido a inércia do aerogerador, sua velocidade não acompanha a referência, isto é, não cai a zero. Dessa forma, o eixo do aerogerador continua em rotação decrescente, até que em 8,0 s a velocidade do vento alcança novamente o valor nominal. No instante em que a velocidade do vento atinge um valor superior a 3,0 m/s, o aerogerador é reconectado à rede elétrica e o seu sistema de controle reinicializado.

Para a turbina eólica utilizada neste estudo, os valores de λ_{OPT} e C_{POPT} são, respectivamente, 7 e 0,48. O gráfico da Figura 4.19 mostra o comportamento do coeficiente de potência C_p de acordo com a variação na velocidade do vento.

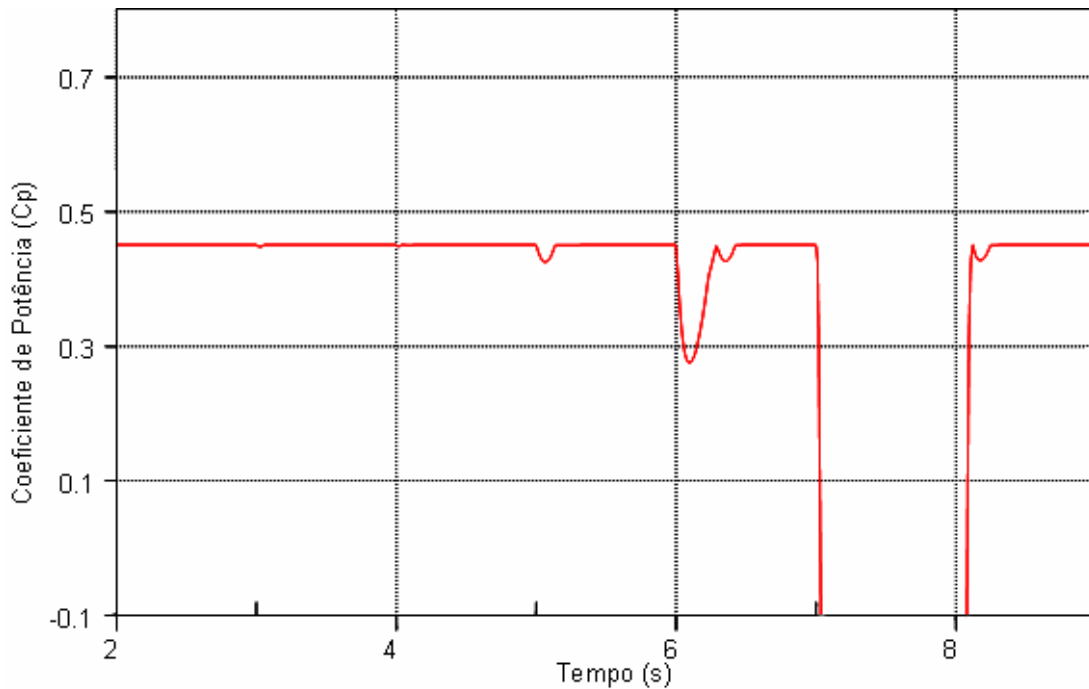


Figura 4.19 – Comportamento do coeficiente de potência, C_p

Como se pode observar, o sistema de controle de conversor do lado do gerador mantém o coeficiente de potência em torno do seu valor ótimo, isto é, mantém a turbina eólica operando próximo ao seu ponto de máxima eficiência. No entanto, em 7,0 s a velocidade do vento cai a zero, enquanto que o aerogerador, mesmo fora de operação, continua em rotação. Dessa forma, de acordo com (4.1) e (4.2) o valor de C_p atinge valores negativos.

O gráfico da Figura 4.20 mostra a tensão no elo de corrente contínua do conversor, cujo valor base é:

$$V_{CCBASE} = 1,35V_{LRMS}, \quad (4.6)$$

onde V_{LRMS} é a tensão RMS de linha do gerador de indução.

A regulação da tensão no elo de corrente contínua do conversor é feita pelo controle do conversor do lado da rede, cuja estratégia de controle é baseada na teoria da

potência instantânea ou teoria pq. A fim de evitar que picos de energia sejam transferidos para a rede, o sistema de controle do conversor possui um limitador na geração do sinal de referência para a potência ativa a ser entregue à rede.

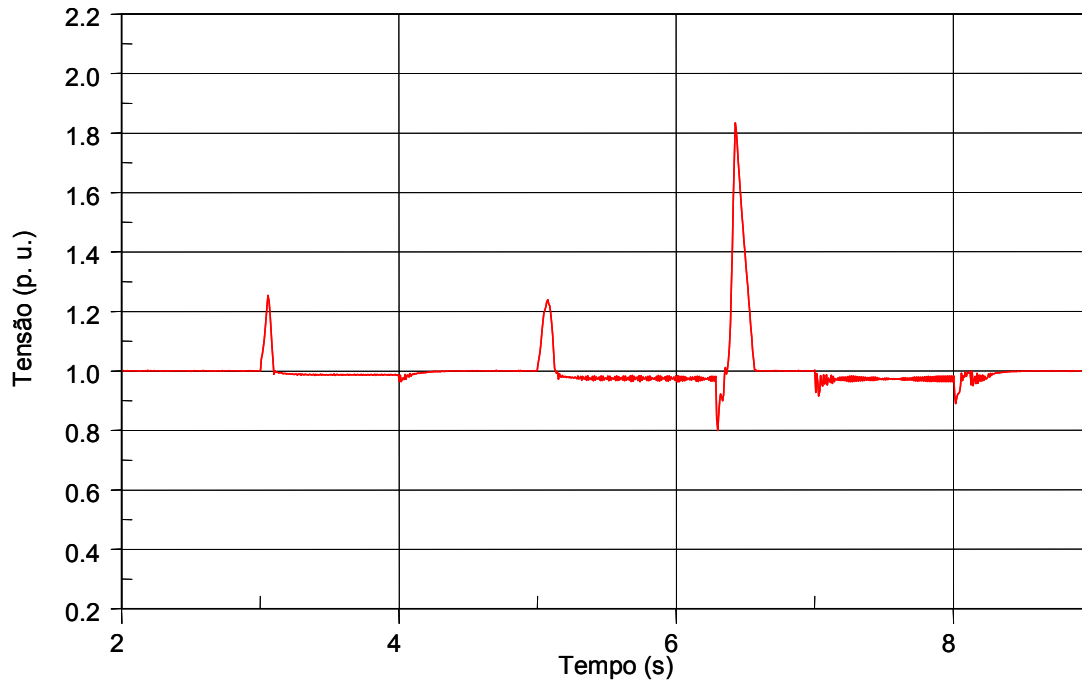


Figura 4.20 – Tensão no elo de corrente contínua.

A Figura 4.21 mostra a potência ativa do gerador diesel e do conversor do lado da rede. A potência nominal do gerador diesel é 910 kVA e a tensão em seus terminais é 380V. Os valores de base utilizados são os dados nominais do próprio gerador diesel. Como era de se esperar, a potência do diesel se comporta de forma complementar à potência da turbina eólica.

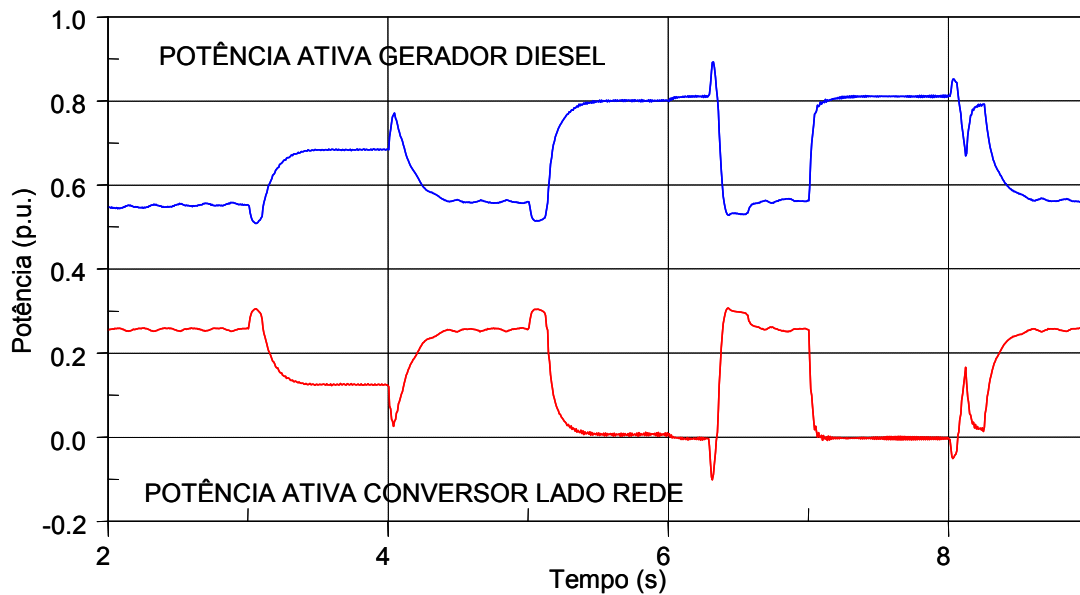


Figura 4.21 – Potência ativa do gerador diesel e do conversor – valores base do gerador diesel

4.2.1 – Compensação de Potência Reativa

Conforme já descrito na seção 4.2, no sistema da ilha de Fernando de Noronha foram instalados dois bancos de capacitores de 75 kvar e 300 kvar no lado de alta e de baixa tensão respectivamente, com a finalidade de auxiliar o gerador diesel no fornecimento de energia reativa. Dessa forma, o fator de potência do gerador diesel permanece entre 0,9 e 0,95.

Neste trabalho, o controle do conversor do lado do gerador, cuja estratégia é baseada na teoria da potência instantânea, é responsável pelo fornecimento da energia reativa necessária para que o fator de potência do gerador diesel se aproxime o máximo possível do valor unitário. Essa potência reativa entretanto precisa obedecer os limites do conversor por:

$$Q_{\max} = \sqrt{S^2 - P^2}, \quad (4.7)$$

onde S é a potência aparente e P é a potência ativa do conversor.

Neste estudo, o limite utilizado é de 20 % acima da potência nominal do conversor. Este limite é utilizado pela Wobben Windpower *Ind. e Com. Ltda.*, fabricante de aerogeradores de grande porte na América do Sul. Entretanto, como esse

limite ainda é inferior ao consumo de energia reativa do sistema, foi utilizado um banco de capacitores, cujo valor é a metade do banco instalado na ilha de Fernando de Noronha, ou seja, 187,5 kvar.

Conforme descrito no capítulo 3, a potência imaginária de referência q^* pode ser obtida por:

$$q^* = \bar{q} + \tilde{q} = -v_\beta i_\alpha + v_\alpha i_\beta, \quad (4.8)$$

onde, v_α , v_β , i_α , i_β são as componentes α β das tensões e correntes, respectivamente, na carga.

O sinal p^* que representa a referência de potência real da turbina eólica a ser injetada na rede elétrica pode ser obtido de acordo com o diagrama em blocos da Figura 4.22, implementado no PSCAD/EMTDC.

Conforme já mencionado no capítulo 3, seção 3.2.7.1, a tensão do elo de corrente contínua é comparada com a tensão de referência. A diferença é então injetada em um controlador proporcional com um filtro passa - baixa, cuja saída representa a potência real a ser injetada no sistema toda vez que for maior que zero.

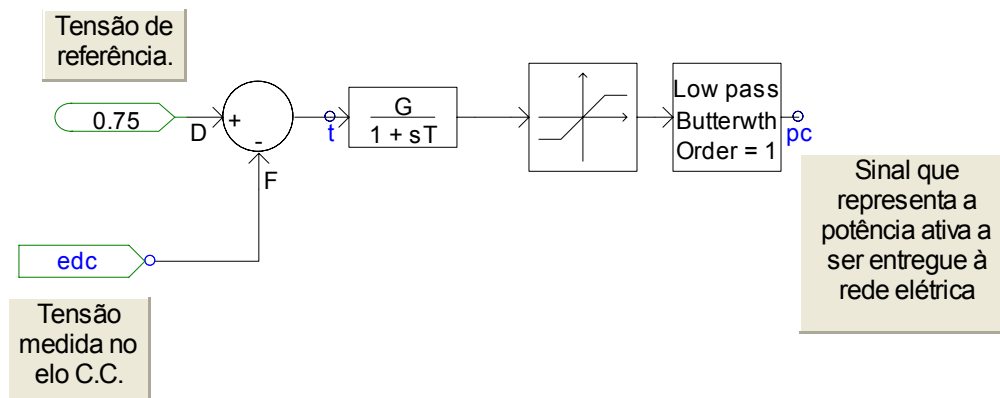


Figura 4.22 – Diagrama em blocos do controle de p^*

De posse dos sinais de referência q^* e p^* , as correntes de referência do conversor i_{ca}^* , i_{cb}^* e i_{cc}^* podem ser obtidas por (3.46) e transformada inversa de Clarke.

O gráfico da Figura 4.23 mostra a potência reativa do gerador diesel, do conversor do lado do gerador e do banco de capacitores colocado nos terminais do conversor do lado da rede.

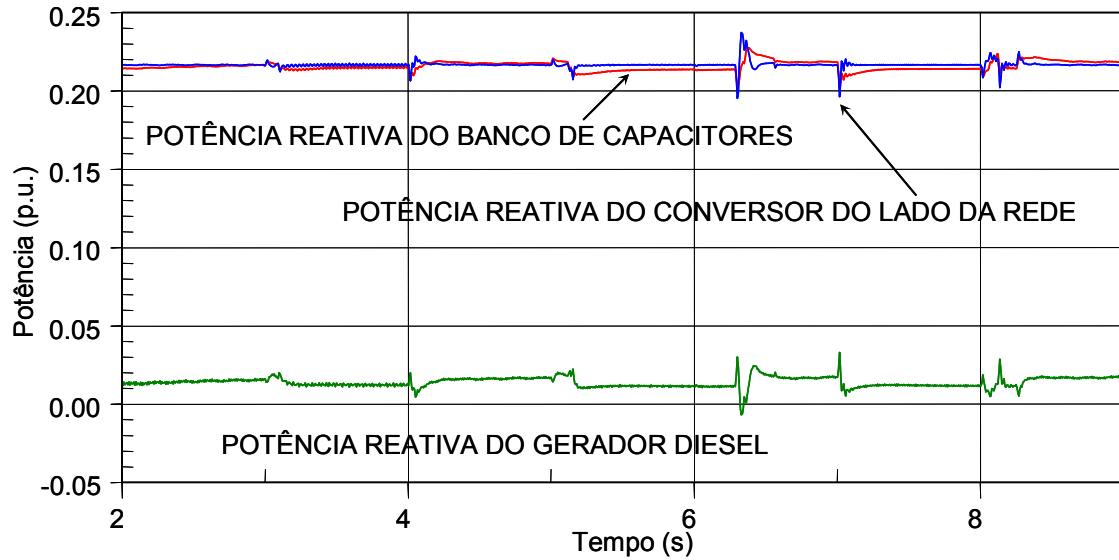


Figura 4.23 – Potência reativa do diesel, do conversor do aerogerador e do banco de capacitores

Através do gráfico da Figura 4.24 conclui-se que o fator de potência do gerador diesel é 0,99.

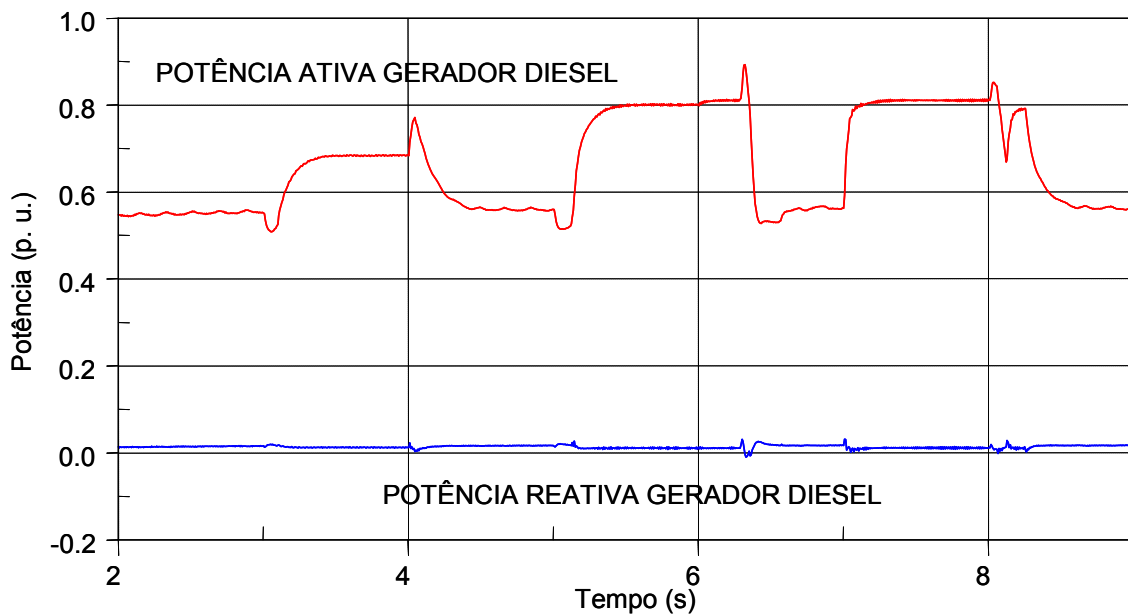


Figura 4.24 – Potência ativa e reativa do gerador diesel

4.3 – Comparação dos Resultados

Nesta seção será feita uma comparação entre os resultados da simulação da turbina eólica com gerador de indução diretamente conectado e da turbina eólica de velocidade variável e passo fixo.

O gráfico da Figura 4.25 mostra as curvas da energia produzida pelo aerogerador para as duas configurações adotadas neste trabalho.

Como se pode observar na Figura 4.25, a energia produzida pela turbina eólica de velocidade variável no intervalo de 2,0 s a 9,0 s é maior que a energia produzida pela turbina eólica com gerador de indução diretamente conectado à rede elétrica. Tal fato pode ser explicado através da Figura 4.26 que mostra o comportamento do coeficiente de potência da turbina eólica, para as duas configurações adotadas neste trabalho, de acordo com o perfil do vento da Figura 4.1.

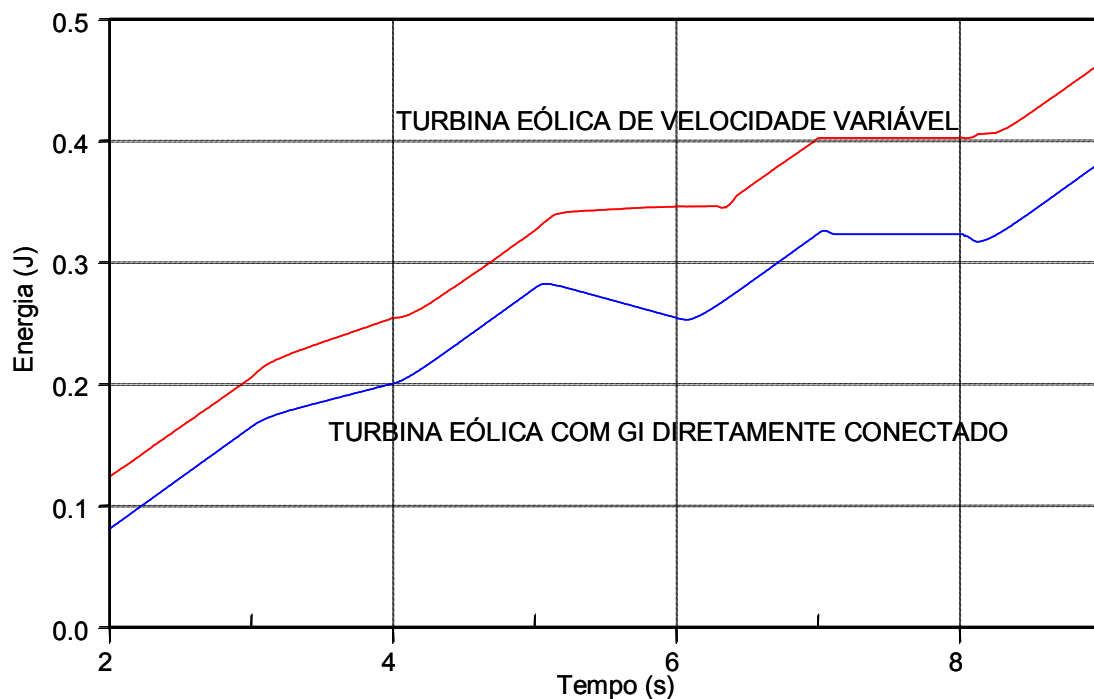


Figura 4.25 – Energia produzida pelo aerogerador para as duas configurações adotadas.

Através da Figura 4.26 pode-se observar que o coeficiente de potência da turbina de velocidade variável mantém-se próximo ao valor ótimo por mais tempo que o coeficiente de potência da turbina com gerador de indução diretamente conectado. Isso

4.3 – Comparação dos Resultados

significa que o sistema de controle do conversor do lado do gerador, permite que a turbina de velocidade variável opere próximo ao ponto de máxima eficiência por maior parte do tempo, o que maximiza a produção de energia.

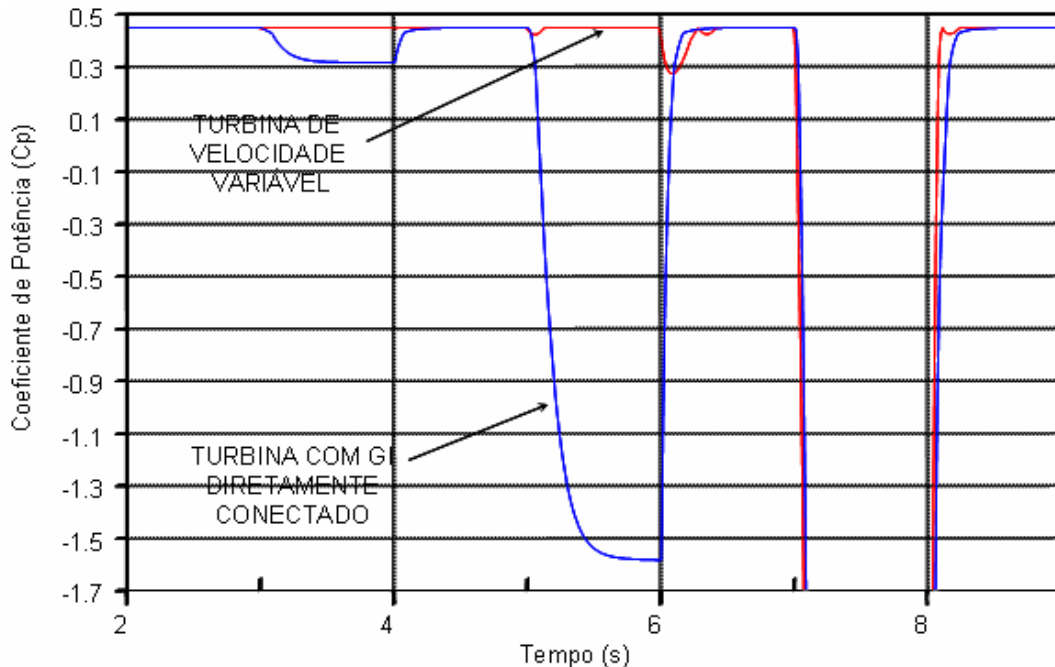


Figura – 4.26 – Coeficiente de potência da turbina eólica para as duas configurações adotadas

O gráfico da Figura 4.27 mostra a tensão no ponto de conexão comum para as duas configurações adotadas para a turbina eólica, detalhadas nas seções 4.1 e 4.2.

No instante $t = 7,0$ s, o aerogerador, para as duas configurações, é retirada de operação devido a queda na velocidade do vento para valores inferiores a $3,0$ m/s. Dessa forma, como se pode observar na Figura 4.27, a tensão no ponto de conexão comum do sistema com turbina com gerador de indução diretamente conectado, apresenta uma súbita elevação, conforme explicado na seção 4.1. No instante $t = 8,0$ s, o aerogerador é reconectado, também para as duas configurações adotadas, uma vez que a velocidade do vento atinge valores superiores a $3,0$ m/s. Mais uma vez, analisando a turbina com o gerador de indução diretamente conectado, observa-se que a tensão apresenta agora uma queda devido ao consumo excessivo de energia reativa do gerador de indução durante a partida. Estes efeitos na tensão, no entanto, não são observados para a turbina de velocidade variável.

4.3 – Comparação dos Resultados

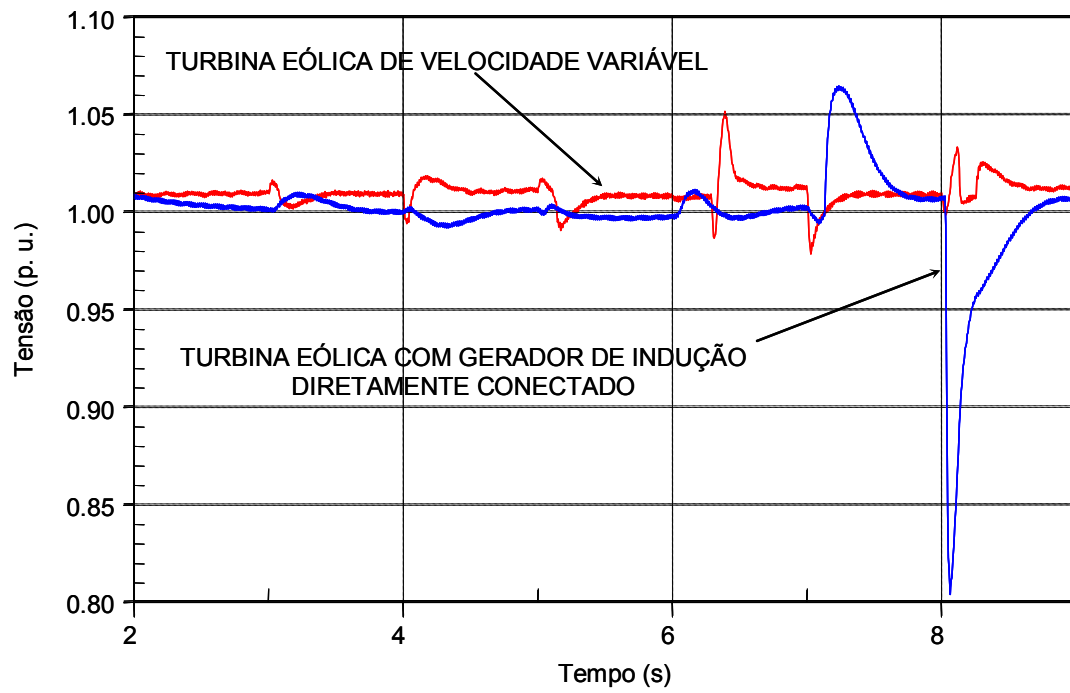


Figura 4.27 – Tensão no ponto de conexão comum para as duas configurações da turbina eólica.

Capítulo 5

Conclusões e Trabalhos Futuros

5.1 – Conclusões

Nesta dissertação foram desenvolvidos modelos de geradores eólicos baseados em máquinas de indução de gaiola de esquilo. Através do uso de um programa de simulação de transitórios eletromagnéticos, PSCAD/EMTDC, esses geradores eólicos foram simulados conectados a uma rede onde a principal fonte de energia é um gerador diesel. Tal sistema é denominado híbrido. O estudo realizado neste trabalho pode também ser aplicado a outros sistemas elétricos classificados como fracos.

Um dos modelos de sistema eólico simulado é conectado diretamente à rede elétrica por meio do gerador de indução.

Para o outro modelo, conectado à rede elétrica por meio de um gerador de indução e conversores em “back-to-back”, foi desenvolvida uma metodologia de controle não-convencional baseada na teoria da potência instantânea, ou teoria pq, e na técnica do controle orientado pelo fluxo do rotor.

Dos resultados e discussões apresentados nesta dissertação conclui-se que esta metodologia desenvolvida mostrou-se eficaz no controle do fluxo de potência ativa e reativa entre o aerogerador e a rede. O sistema de controle do conversor do lado do gerador de indução foi capaz de manter a turbina eólica operando próximo ao seu ponto ótimo de operação. O conversor do lado da rede, cuja estratégia de controle é baseada na teoria da potência instantânea ou teoria pq, foi capaz de regular a tensão no elo de corrente contínua, fato este que associado com a capacidade do conversor “back-to-back” em fornecer energia reativa para a operação do gerador de indução, evitou que a

conexão e reconexão do aerogerador à rede elétrica causassem variações significativas à tensão do sistema. O sistema de controle do conversor do lado do gerador é capaz também de melhorar o fator de potência do gerador diesel e permite que o controle da potência reativa seja feito de diferentes maneiras de acordo com os requisitos da concessionária no ponto de conexão da geração eólica.

Através da comparação feita entre os dois modelos desenvolvidos foi possível constatar que o modelo para geradores eólicos de velocidade variável mostrou-se mais eficiente no processo de conversão de energia eólica em energia elétrica para o mesmo perfil de velocidade do vento adotado, conforme observado na Figura 4.25. Tal fato deve-se à capacidade do sistema de geração eólico em rastrear o ponto ótimo de operação. Este sistema de rastreamento é atribuído ao controle do conversor do lado do gerador, cuja estratégia de controle é baseada na técnica do controle orientado pelo fluxo do rotor.

Os resultados obtidos para o caso da turbina eólica conectada diretamente à rede através de um gerador de indução mostram que os principais problemas deste tipo de sistema são as desvantagens com relação ao rastreamento do ponto ótimo de operação e o afundamento de tensão causado por conexão ou reconexão direta.

5.2 – Trabalhos Futuros

Uma comparação mais aprofundada entre os dois modelos apresentados deve ser feita, levando em consideração entre outros aspectos, o econômico.

Para o modelo do gerador eólico de velocidade variável podem ser utilizados geradores de indução com rotor bobinado e geradores síncronos. Além disso, deve ser investigada a viabilidade do uso de caixas multiplicadoras ou o aumento do número de pólos do aerogerador.

Outros aspectos que necessitam de estudos mais aprofundados são listados a seguir:

- Comparação com outras estratégias de controle para o aerogerador, como por exemplo controle de torque;
- Ajustes no sistema de controle proposto de forma a evitar os problemas de elevação da tensão do elo de corrente contínua e oscilações na potência transferida para a rede elétrica, na presença de variações na velocidade do vento;
- Análise da variação de parâmetros dos reguladores do gerador diesel;
- Distúrbios causados por aerogeradores conectados à rede elétrica, como por exemplo o efeito “flicker”.

Referências Bibliográficas

- [1] U.S. Department of Energy, *Energy Efficiency and Renewable Energy*, http://www.eere.energy.gov/windandhydro/wind_history.html
- [2] UNFCCC, *United Nations Framework Convention on Climate Change*, <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.html>
- [3] Programa PROINFA, http://www.eletronbras.gov.br/EM_Programas_Proinfa/
- [4] Amora, M. A. B. e Bezerra, U. H., “Assessment of the Effects of Wind Farms Connected in a Power System”. *IEEE Porto Power Tech Conference*, Porto, Portugal, Setembro 2001.
- [5] Rosas, P. A. C., Feitosa, E.A. e Bronzeado, H. S., “Aplicações de Turbinas Eólicas no Brasil – Aspectos da Conexão à Rede Elétrica e os Efeitos Sobre a Qualidade da Tensão”. *Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, V SBQEE*, AJU 02 206, Aracaju, Sergipe, Brasil, Agosto 2003.
- [6] Leonhard, W., “Control of Induction Motor Drives”. *Control of Electrical Drives*, 3 ed., chapter 12, Berlin, Germany, 2001.
- [7] Simões M. G. e Farret F. A., “Vector Control for Induction Generators”, *Renewable Energy Systems*, chapter 9, Boca Raton, Florida, EUA, 2004.
- [8] Akagi, H., Kanagawa, Y. e Nabae, A., “Generalized Theory of the Instantaneous Reactive Power in Three-Phase Circuits”, *Int. Conf. Power. Electronics*, Tokio, 1983.

- [9] Watanabe, E. H., Stephan, R. M. e Aredes, M., “New Concepts of Instantaneous Active and Reactive Powers in Electrical Systems with Generic Loads ”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8, no. 2 (Abril), pp. 697-703, 1993.
- [10] Aredes, M., “*Active Power Line Conditioners*”, *Dr.-Ing. Thesis*, Technische Universität Berlin, 1996.
- [11] Patel, M. R., “Generator Drives”. *Wind and Solar Power Systems*, chapter 7, Boca Raton, Florida, EUA, 1999.
- [12] Slootweg, H. e Vries, E., “ Inside Wind Turbines – Fixed vs. Variable Speed “. *Renewable Energy World*, vol. 6, no. 1, pp. 31-40, Fevereiro, 2003.
- [13] Hunter R. e Elliot G., “*Wind-Diesel Systems*”, New York, EUA, Cambridge University Press, ISBN 0 521 43440 8, 1999.
- [14] Rasila, M., “*Torque and Speed Control of a Pitch Regulated Wind Turbine*”, Thesis for the Master of Science Degree, Department of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden 2003.
- [15] Marques, J., Pinheiro, H., Gründling, H. A., Pinheiro J. R. e Hey, H. L., “A Survey on Variable-Speed Wind Turbine System”. *Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência, COBEP*, Fortaleza, Brasil, 2003.
- [16] <http://www.windpower.org>
- [17] Green, H. J. e Wind, T., “ The IEEE Grid Interconnections Standard: How Will it Affect Wind Power? ”. *AWEA's Wind Power 2000 Conference*, Palm Springs, California, Abril/Maio, 2000.
- [18] Krause, P. C., “ Theory of Symmetrical Induction Machines”. In: Sanjeev, R., *Analysis of Electric Machinery*, chapter 4, EUA, McGraw-Hill, Inc., 1986.

- [19] Vries E., “Offshore Boost for Bonus”. *Renewable Energy World*, vol 7, no. 6, pp. 84-91, Novembro-Dezembro, 2004.
- [20] Ferreira, J. C. C., Moor Neto, J. A., Costa Junior, D. R. Watanabe, E. H. e Rolim, L. G. B., “Analysis of Induction Generators Application in a Distribution System”. *Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Rio de Janeiro, Brasil, Maio, 2004.
- [21] Sobrink, K., Sorensen, P. L., Joncquel, E. e Woodford, D., “VSC Transmission for Wind Farm Integration into Power Systems Study and Practical Experiences”. *The 4th International HVDC Operating Conference*, Yichang, China, Setembro, 2001.
- [22] Datta, R. e 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, no. 3, pp. 414-421, Setembro, 2002.
- [23] Kundur, P., “High-Voltage Direct-Current Transmission”. In: Balu, N. J. e Lauby, M. G. (eds), *Power System Stability and Control*, chapter 10, Palo Alto, California, McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [24] Chompoo-inwai, C., Lee, W., Fuangfoo, P., Williams, M. e Liao, J. R., “System Impact Study for the Interconnection of Wind Generation and Utility System”. *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, no. 1, pp. 163-168, Janeiro/Fevereiro, 2005.
- [25] Smith, J.W., Taylor, J. A., Brooks D. L. e Dugan R. C., “ Interconnection Studies for Wind Generation”. *Rural Electric Power Conference*, pp. C3 – 1-8, Maio, 2004.
- [26] Thiringer, T., Petru, T. e Lundberg, S., “Flicker Contribution From Wind Turbine Installations”. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19 no. 1, pp. 537-542, Março, 2004.

- [27] International Electrotechnical Commission, “Wind Turbine Generator Systems – Part 21: Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid Connected Wind Turbines, *International Standard*, IEC 61400-21, 1 ed, 2001.
- [28] Feitosa, E., Pereira, A. e Rosas, P., “Increasing Wind Penetration on Fernando de Noronha Wind/Diesel System”. *World Wind Energy Conference*, Berlim, Alemanha, 2002
- [29] Rosas, P., Lemos, W., Pereira, A., Barros, R. e Feitosa, E., “Problems of Planning Hybrid Wind-Diesel Power Systems”. *2004 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America*, pp. 617-622, São Paulo, Brasil, Novembro, 2004.
- [30] Abdin, E. S. e Sharaf, A. M., “A Digital Simulation Model for Wind-Diesel Conversion Scheme”. *IEEE Proceedings Twenty-First Southeastern Symposium on System Theory*, pp. 160-166, Março, 1989.
- [31] Yeager, K. E. e Willis, J. R., “Modeling of Emergency Diesel Generators in an 800 Megawatt Nuclear Power Plant”. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 8, no. 3, Setembro, 1993.
- [32] Hassan, I. D., Weronick, R., Bucci, R. M. e Bush, W., “Evaluating The Transient Performance of Standby Diesel-Generator Units By Simulation”. *IEEE Transactions on energy Conversion*, vol. 7, no. 3, Setembro 1992.
- [33] IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, IEEE Std. 421.5-1992.
- [34] Computer Models for Representation of Digital-Based Excitation Systems, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 11, no. 3, pp. 607-615, Setembro, 1996.

[35] Barbosa, P. G., Rolim, L. G. B., Watanabe, E. H. e Hanitsch, R., “Control Strategy For Grid-Connected DC-AC Converters With Load Power Factor Correction”. *IEE Proc. –Gener. Transm. Distrib.*, vol. 145, no. 5, Setembro, 1998.

[36] Soens, J., Thong, V. V., Driesen, J. e Belmans R., “Modeling Wind Turbine Generators For Power System Simulations”. *European Wind Conference EWEC*, Madrid, Junho, 2003.