



UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR

MODELOS DINÂMICOS DE SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA LIGADOS À REDE ELÉCTRICA

MÁRIO RUI MELÍCIO DA CONCEIÇÃO
(MESTRE)

TESE PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

Orientador: Doutor João Paulo da Silva Catalão

Co-orientador: Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes

FEVEREIRO 2010

Tese realizada sob orientação de
Professor Doutor Eng.º João Paulo da Silva Catalão
e sob co-orientação de
Professor Doutor Eng.º Victor Manuel Fernandes Mendes

Respectivamente, Professor Auxiliar do
Departamento de Engenharia Electromecânica da
UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR
e Professor Coordenador com Agregação do
Departamento de Engenharia Electrotécnica e Automação do
INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

*'...no le dije yo a vuestra merced que mirase bien lo
que hacía, que no eran sino molinos de viento...'*

Miguel de Cervantes, Don Quijote de la Mancha

Resumo

Esta tese incide sobre o tema de modelos dinâmicos de sistemas de conversão de energia eólica ligados à rede eléctrica, integrando tanto quanto possível a dinâmica relevante presente na realidade do sistema. O sistema de conversão de energia eólica é constituído por: uma turbina eólica de velocidade variável; um sistema de transmissão descrito respectivamente por um veio de uma, duas ou três massas; um gerador síncrono com excitação assegurada por meio de ímanes permanentes; um conversor electrónico de potência descrito respectivamente por um conversor de dois níveis, um conversor multinível, ou um conversor matricial. A rede eléctrica é descrita respectivamente por uma fonte de tensão sem distorção harmónica ou com distorção originada pela terceira harmónica. Os comportamentos que advêm do facto da energia eólica não ser uma fonte controlável de energia, mas também de eventuais falhas no funcionamento dos dispositivos que conduzem os sistemas de conversão de energia eólica, são estudados nesta tese recorrendo à simulação computacional. Assim, no contexto dos impactes sobre a rede eléctrica, é estudado o conteúdo harmónico injectado na rede assumindo respectivamente que a velocidade do vento não apresenta perturbações ou apresenta perturbações que originam a assimetria no alinhamento do sistema de conversão de energia eólica em relação ao vento, o efeito de sombra da torre e as oscilações mecânicas nas pás. São apresentadas novas contribuições no contexto de eventuais falhas de controlo, quer das pás da turbina, quer dos conversores de potência, sendo estudada a operação impondo transitoriamente que o ângulo de passo das pás da turbina transite para a posição de rajada de vento ou um erro nas combinações de comutação dos conversores. Em ambos os contextos, são realizados estudos envolvendo uma nova estratégia de controlo mediante o uso de controladores de ordem fraccionária, comparando com o comportamento do controlo clássico.

Palavras-chave

Modelação e Simulação

Energia Eólica

Conversores de Potência

Controlador Fraccionário

Falha no Controlo

Distorção Harmónica

Abstract

This thesis focuses on dynamic models of grid-connected wind energy conversion systems, integrating as much as possible the dynamic of the system. The wind energy conversion system comprises: a variable speed wind turbine; a mechanical drive train described by three different drive train mass models, respectively, one, two and three mass models; a permanent magnet synchronous generator; three different topologies for the power electronic converters, respectively two-level, multilevel and matrix converters. The electrical network is described respectively by a voltage source without harmonic distortion or with distortion caused by the third harmonic. The behaviors that arise from the fact that wind energy is not a controllable source of energy, but also due to possible malfunctions of the devices that drive the wind energy conversion systems, are studied in this thesis using computational simulation. Thus, in the context of the impacts on the electrical network, the harmonic content injected into the grid is studied assuming respectively the wind speed without disturbance or with disturbance that leads to asymmetry in the wind energy conversion system, the vortex tower interaction and the mechanical eigenswings in the blades. New contributions are presented in the context of possible malfunctions of the pitch angle control of the turbine blades or the power electronic converters control, imposing momentarily the position of wind gust on the blades or an error choice on the voltage vectors for the power electronic converters. In both contexts, studies are carried out involving a new control strategy through the use of fractional-order controllers, comparing the behavior with classical controllers.

Keywords

Modelling and Simulation

Wind Energy

Power Converters

Fractional-Order Controller

Control Malfunction

Harmonic Distortion

Agradecimentos

Ao Professor Doutor João Paulo da Silva Catalão, Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electromecânica da Universidade da Beira Interior, principal responsável como orientador científico, desejo expressar o meu profundo agradecimento e um muitíssimo obrigado, pela disponibilidade, por todas as horas que despendeu a orientar este trabalho de doutoramento, pelos bons conselhos, pela elevada exigência e rigor que impôs, pelos conhecimentos transmitidos, e pela capacidade de compreensão das dificuldades que surgiram durante os trabalhos de doutoramento.

Ao Professor Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes, Professor Coordenador com Agregação do Departamento de Engenharia Electrotécnica e Automação do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, responsável como co-orientador científico, desejo expressar o meu agradecimento, pelos bons conselhos, pelas linhas de orientação, pelos conhecimentos transmitidos, e pelo rigor que impôs durante os trabalhos de doutoramento.

Ao Professor Doutor Carlos Manuel Pereira Cabrita, Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Electromecânica da Universidade da Beira Interior, desejo expressar o meu agradecimento pelo caloroso acolhimento na Universidade da Beira Interior e pelo interesse continuado que manteve sobre os resultados do trabalho de investigação.

A todos os Professores do Instituto Superior Técnico, em particular para o Professor Doutor Rui Castro, o Professor Doutor Fernando Silva, e o Professor Doutor Ferreira de Jesus, desejo expressar o meu agradecimento pelos conhecimentos transmitidos.

Á minha família, a quem privei da merecida atenção, desejo expressar o meu profundo agradecimento pelo apoio e pela força que me deram. Espero vir a poder compensar todos os momentos que os privei por estar a realizar este trabalho de doutoramento.

Aos Engenheiros Teresa Balsinha e Fernando Louro, do Departamento de Engenharia Electrotécnica e Automação do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, desejo expressar o meu agradecimento, pelo apoio logístico dado.

Ao Mestre Hugo Pousinho, desejo expressar o meu agradecimento, pelas palavras de apoio.

Ao Professor António Ferreira Pinto, actual Director do Agrupamento Vertical de Escolas Patrício Prazeres, desejo expressar o meu agradecimento.

Á Professora Albertina de Sousa, anterior Presidente do Conselho Executivo do Agrupamento Vertical de Escolas Patrício Prazeres, desejo expressar o meu agradecimento.

Ainda, a todos aqueles que contribuíram directa ou indirectamente para a elaboração deste trabalho de doutoramento, desejo expressar o meu agradecimento.

Índice

Capítulo 1	Introdução	1
	1.1 Visão Histórica.....	2
	1.2 Enquadramento.....	8
	1.3 Motivação.....	9
	1.4 Estado da Arte.....	13
	1.5 Organização do Texto.....	29
	1.6 Notação.....	31
Capítulo 2	Conversores de Energia Eólica	32
	2.1 Introdução.....	33
	2.2 Limitações Ambientais.....	35
	2.3 Impacte na Rede Eléctrica.....	38
	2.4 Tecnologias dos Geradores.....	44
	2.5 Legislação Técnica da Ligação à Rede.....	51
	2.6 Regime Jurídico.....	56
	2.7 Organização do Sector Eléctrico Nacional.....	59
	2.8 Conclusões.....	64
Capítulo 3	Modelação do Sistema Eólico	65
	3.1 Introdução.....	66
	3.2 Pás da Turbina.....	69
	3.3 Sistema de Transmissão.....	84
	3.4 Gerador.....	95

3.5	Conversores Electrónicos de Potência.....	106
3.5.1	Conversor de Dois Níveis.....	109
3.5.2	Conversor Multinível.....	115
3.5.3	Conversor Matricial.....	122
3.6	Rede Eléctrica	127
3.7	Conclusões	128
Capítulo 4	Controlo do Sistema Eólico.....	129
4.1	Introdução.....	130
4.2	Modo de Deslizamento.....	133
4.3	Modulação por Vectores Espaciais.....	141
4.3.1	Conversor de Dois Níveis.....	142
4.3.2	Conversor Multinível.....	146
4.3.3	Conversor Matricial.....	151
4.4	Controladores de Ordem Fraccionária.....	159
4.5	Conclusões.....	163
Capítulo 5	Simulação Computacional.....	164
5.1	Introdução	165
5.2	Velocidade do Vento Sem Perturbações.....	167
5.3	Velocidade do Vento Com Perturbações.....	176
5.4	Estudo Comparativo do Comportamento Harmónico..	187
5.4.1	Tensão da Rede Sem Distorção Harmónica.....	189
5.4.2	Tensão da Rede Com Distorção Harmónica.....	195
5.5	Falha no Controlo das Pás da Turbina.....	202
5.6	Falha no Controlo dos Conversores.....	211
5.7	Conclusões.....	223

Capítulo 6	Conclusão	224
	6.1 Contribuições	225
	6.2 Publicações	227
	6.3 Direcções de Investigação	231
	Referências Bibliográficas	232

Lista de Figuras

Figura 2.1	Indicadores de ruído de uma turbina eólica.....	38
Figura 2.2	Configuração do sistema directamente ligado à rede.....	45
Figura 2.3	Configuração do sistema constituído por um GIDA.....	47
Figura 2.4	Modo de funcionamento super-síncrono.....	48
Figura 2.5	Modo de funcionamento sub-síncrono.....	48
Figura 2.6	Configuração do sistema constituído por um GSVV.....	49
Figura 2.7	Configuração do interruptor bidireccional.....	51
Figura 2.8	Organização geral do SEN.....	61
<hr/>		
Figura 3.1	Perfil de velocidades na camada limite atmosférica e escoamento no tubo de corrente.....	66
Figura 3.2	Configuração da turbina eólica mais comum.....	68
Figura 3.3	Configuração da <i>nacelle</i> do sistema eólico sem caixa de velocidades.....	69
Figura 3.4	Interferência da turbina no escoamento.....	70
Figura 3.5	Potência da turbina com controlo por <i>pitch</i> e com controlo por <i>stall</i>	74
Figura 3.6	Geometria dos perfis da pá.....	75

Figura 3.7	Coeficiente de potência em função do TSR (controlo por <i>stall</i>).....	77
Figura 3.8	Coeficiente de potência em função do λ (controlo por <i>pitch</i>).....	78
Figura 3.9	<i>Limite de Betz</i> , função teórica de Glauert, e função de Slootweg.....	80
Figura 3.10	Sistema de transmissão, turbina directamente ligada ao gerador.....	85
Figura 3.11	Veio do sistema eólico... ..	86
Figura 3.12	O veio com uma configuração de uma massa.. ..	87
Figura 3.13	O veio com uma configuração de duas massas.....	88
Figura 3.14	Sectores rígido e flexível das pás.....	91
Figura 3.15	O veio com uma configuração de três massas.....	92
Figura 3.16	Uma representação de um gerador síncrono.....	95
Figura 3.17	Uma representação do GSIP de pólos salientes.....	96
Figura 3.18	Esquema equivalente do GSIP no sistema de eixos de coordenadas (d, q)	105
Figura 3.19	Configuração do sistema eólico equipado com conversor de dois níveis.....	110
Figura 3.20	Configuração do conversor de dois níveis.....	111
Figura 3.21	Configuração do sistema eólico equipado com conversor multinível NPC.....	116

Figura 3.22	Configuração do conversor multinível NPC.....	117
Figura 3.23	Configuração do sistema eólico com conversor matricial....	123
Figura 3.24	Configuração do conversor matricial.....	123
<hr/>		
Figura 4.1	Largura da banda de histerese.....	136
Figura 4.2	Comparador de histerese de dois níveis.....	137
Figura 4.3	Vectores de tensão disponíveis para o rectificador de dois níveis.....	143
Figura 4.4	Vectores de tensão para o conversor de dois níveis.....	145
Figura 4.5	Vectores de tensão disponíveis para o rectificador multinível.....	148
Figura 4.6	Vectores de tensão para o conversor multinível.....	150
Figura 4.7	Representação das doze zonas de localização das tensões na entrada.....	156
Figura 4.8	Representação das doze zonas de localização das correntes na saída.....	156
Figura 4.9	Vectores da tensão na saída para o conversor matricial.....	157

Figura 4.10	Vectores da corrente de fase na entrada para o conversor matricial.....	157
Figura 4.11	Controlador PI^μ de ordem fraccionária.....	162
<hr/>		
Figura 5.1	Ângulo do passo da pá em função da velocidade do vento.....	168
Figura 5.2	Coefficiente de potência em função da velocidade do vento.....	168
Figura 5.3	Velocidade periférica da pá em função do ângulo da pá.....	169
Figura 5.4	Potência mecânica e potência eléctrica.....	170
Figura 5.5	Potência mecânica e potência eléctrica a variar com o ângulo do passo da pá.....	170
Figura 5.6	Potência mecânica e potência eléctrica a variar com o coeficiente de potência.....	171
Figura 5.7	Velocidade de rotação da turbina e do gerador.....	172
Figura 5.8	Velocidade de rotação da turbina e do gerador entre 2 s e 2.5 s.....	172
Figura 5.9	Tensão no banco de condensadores, conversor de dois níveis.....	173
Figura 5.10	Corrente injectada na rede, conversor de dois níveis.....	174

Figura 5.11	Tensão nos bancos de condensadores, conversor multinível.....	174
Figura 5.12	Corrente injectada na rede, conversor multinível.....	175
Figura 5.13	Corrente injectada na rede eléctrica, conversor matricial ...	176
Figura 5.14	Velocidade do vento com perturbações.....	178
Figura 5.15	Comportamento do ângulo do passo da pá	179
Figura 5.16	Comportamento do coeficiente de potência.....	179
Figura 5.17	Velocidade de rotação da turbina e do GSIP.....	180
Figura 5.18	Velocidade de rotação da turbina e do GSIP entre 2 s e 2.5 s.....	180
Figura 5.19	Potência mecânica e potência eléctrica	181
Figura 5.20	Comportamento harmónico para a potência mecânica da turbina.....	182
Figura 5.21	Comportamento harmónico para a potência eléctrica	182
Figura 5.22	Corrente injectada na rede, conversor de dois níveis.....	183
Figura 5.23	Comportamento harmónico para a corrente injectada na rede eléctrica por um conversor de dois níveis.....	184
Figura 5.24	Corrente injectada na rede, conversor multinível.....	184
Figura 5.25	Comportamento harmónico para a corrente injectada na rede eléctrica por um conversor multinível.....	185
Figura 5.26	Corrente injectada na rede eléctrica, conversor matricial..	186

Figura 5.27	Comportamento harmónico para a corrente injectada na rede eléctrica por um conversor matricial.....	186
Figura 5.28	Primeira harmónica na corrente injectada na rede para o conversor de dois níveis.....	189
Figura 5.29	Terceira harmónica na corrente injectada na rede para o conversor de dois níveis.....	190
Figura 5.30	THD da corrente injectada na rede para o conversor de dois níveis.....	190
Figura 5.31	Primeira harmónica na corrente injectada na rede para o conversor multinível.....	191
Figura 5.32	Terceira harmónica na corrente injectada na rede para o conversor multinível.....	192
Figura 5.33	THD da corrente injectada na rede para o conversor multinível.....	192
Figura 5.34	Primeira harmónica na corrente injectada na rede para o conversor matricial.....	193
Figura 5.35	Terceira harmónica na corrente injectada na rede para o conversor matricial.....	194
Figura 5.36	THD da corrente injectada na rede para o conversor matricial.....	194
Figura 5.37	Primeira harmónica na corrente injectada na rede para o conversor de dois níveis.....	196

Figura 5.38	Terceira harmónica na corrente injectada na rede para o conversor de dois níveis.....	196
Figura 5.39	THD da corrente injectada na rede para o conversor de dois níveis.....	197
Figura 5.40	Primeira harmónica na corrente injectada na rede para o conversor multinível.....	198
Figura 5.41	Terceira harmónica na corrente injectada na rede para o conversor multinível.....	198
Figura 5.42	THD da corrente injectada na rede para o conversor multinível.....	199
Figura 5.43	Primeira harmónica na corrente injectada na rede para o conversor matricial.....	200
Figura 5.44	Terceira harmónica na corrente injectada na rede para o conversor matricial.....	200
Figura 5.45	THD da corrente injectada na rede para o conversor matricial.....	201
Figura 5.46	Velocidade do vento com perturbações.....	203
Figura 5.47	Potência mecânica e potência eléctrica.....	204
Figura 5.48	Comportamento do ângulo do passo da pá.....	204
Figura 5.49	Comportamento do coeficiente de potência.....	205
Figura 5.50	Comportamento da tensão v_{dc} para o conversor de dois níveis, considerando cada controlador.....	206

Figura 5.51	Comportamento da tensão v_{dc} para o conversor multinível, considerando cada controlador.....	206
Figura 5.52	Corrente injectada na rede, conversor de dois níveis.....	208
Figura 5.53	Corrente injectada na rede, conversor multinível.....	208
Figura 5.54	THD da corrente injectada na rede para o conversor de dois níveis.....	209
Figura 5.55	THD da corrente injectada na rede para o conversor multinível.....	210
Figura 5.56	Oscilações mecânicas nas pás.....	212
Figura 5.57	Esforços na torre do sistema devidos ao efeito de sombra da torre.....	213
Figura 5.58	Esforços na torre devidos à assimetria no alinhamento da turbina em relação ao escoamento.....	214
Figura 5.59	Velocidade de rotação da turbina considerando o veio com uma configuração de uma massa.....	214
Figura 5.60	Binário mecânico e o binário eléctrico considerando o veio com uma configuração de uma massa.....	215
Figura 5.61	Velocidade de rotação da turbina e do GSIP considerando o veio com uma configuração de duas massas.....	216
Figura 5.62	Binário mecânico e o binário eléctrico considerando o veio com uma configuração de duas massas.....	216
Figura 5.63	Velocidade de rotação da turbina e do GSIP considerando o veio com uma configuração de três massas.....	217

Figura 5.64	Binário mecânico e o binário eléctrico considerando o veio com uma configuração de três massas.....	218
Figura 5.65	Velocidade de rotação da turbina considerando o veio com uma configuração descrita respectivamente por uma, duas ou três massas.....	219
Figura 5.66	Comportamento da tensão v_{dc} para o conversor de dois níveis, considerando o veio com uma configuração de três massas.....	219
Figura 5.67	Corrente injectada na rede para o conversor de dois níveis, considerando o veio com uma configuração de três massas.....	220
Figura 5.68	Comportamento da tensão v_{dc} para o conversor multinível, considerando o veio com uma configuração de três massas.....	221
Figura 5.69	Corrente injectada na rede para o conversor multinível, considerando o veio com uma configuração de três massas.....	221
Figura 5.70	Corrente injectada na rede para o conversor matricial, considerando o veio com uma configuração de três massas.....	222

Lista de Tabelas

Tabela 2.1	Valores máximos das tensões harmónicas.....	40
Tabela 2.2	Configurações dos sistemas eólicos instalados em Portugal.....	44
Tabela 2.3	Desvios máximos admissíveis na ligação de geradores síncronos.....	53
<hr/>		
Tabela 3.1	Valores de c_p , λ e de λ_i em função do ζ	79
Tabela 3.2	Oscilações mecânicas excitadas no sistema.....	83
Tabela 3.3	Combinações de comutação do braço do conversor de dois níveis.....	112
Tabela 3.4	Combinações de comutação do braço do conversor multinível.....	118
<hr/>		
Tabela 4.1	Combinações de comutação admissíveis para o rectificador de dois níveis.....	142
Tabela 4.2	Vectores de acordo com as saídas dos comparadores de histerese.....	144

Tabela 4.3	Combinções de comutação admissíveis para o rectificador multinível.....	147
Tabela 4.4	Vectores do conversor multinível quando $v_{C1} > v_{C2}$	149
Tabela 4.5	Vectores do conversor multinível quando $v_{C1} < v_{C2}$	149
Tabela 4.6	Combinções de comutação admissíveis para o conversor matricial.....	152
Tabela 4.7	Fases de saída, tensões compostas de saída e correntes de fase de entrada.....	153
Tabela 4.8	Vectores espaciais de tensão e de corrente para o conversor matricial.....	154
Tabela 4.9	Vectores espaciais de tensão e de corrente nas zonas 2 e 3 da tensão.....	159
<hr/>		
Tabela 5.1	Parâmetros do sistema eólico.....	166
Tabela 5.2	Parâmetros dos controladores.....	188
Tabela 5.3	Queda de tensão nos bancos de condensadores durante a falha.....	207
Tabela 5.4	THD da corrente injectada na rede.....	210

Lista de Siglas

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CHB	<i>Cascaded H-Bridge</i>
CL	Comercializador Liberalizado
CML	Clientes Mercado Liberalizado
CMR	Clientes Mercado Regulado
COF	Cálculo de Ordem Fraccionário
CUR	Comercializador Último Recurso
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
DFT	<i>Discret Fourier Transform</i>
DF	Derivada de Ordem Fraccionária
DGGE	Direcção-Geral de Geologia e Energia
DOIG	<i>Doubly Output Induction Generator</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Eléctricos
FC	<i>Flying Capacitor</i>

GEE	Gases com Efeito de Estufa
GIDA	Gerador de Indução com rotor Duplamente Alimentado
GIRG	Gerador de Indução com Rotor em Gaiola
GSIP	Gerador Síncrono com excitação assegurada por meio de Ímanes Permanentes
GSVV	Gerador Síncrono de Velocidade Variável
IOF	Integral de Ordem Fraccionária
IGBT	Transístor Bipolar com Terminal de Comando Isolado (<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>)
MAT	Muito Alta Tensão
MIBEL	Mercado Ibérico de Energia
MO	Mercado Organizado
MSIP	Máquina Síncrona de Ímanes Permanentes
MT	Média Tensão
NPC	<i>Neutral Point Clamped</i>
PI	Controlador Proporcional Integral Clássico
PI^{μ}	Controlador Proporcional Integral de Ordem Fraccionária
PITCH	Passo da pá (controlo de potência em turbinas com o ângulo do passo da pá variável)
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>

PMSM	<i>Permanent Magnet Synchronous Machine</i>
PNAC	Programa Nacional para as Alterações Climáticas
PRE-R	Produção em Regime Especial com origem em Recursos Renováveis
PRO	Produção em Regime Ordinário
PWM	<i>Pulse With Modulation</i>
RMS	<i>Root Mean Square</i>
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
SEI	Sistema Eléctrico Independente
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SEP	Sistema Eléctrico de Serviço Público
SMC	<i>Sliding Mode Control</i>
SPWM	<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i>
STALL	Pá Entra em Perda (controlo de potência em turbinas com o ângulo de passo da pá fixo, i.e., a pá entra em perda)
SVM	<i>Space Vector Modulation</i>
TEH	Turbina de Eixo Horizontal
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i>
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i>

Lista de Símbolos

Índices

i	Índice que identifica o interruptor do conversor de dois níveis ou multinível
k	Índice que identifica o braço do conversor de dois níveis ou multinível

Constantes e Variáveis

a	Factor de indução axial
a_{km}	Amplitude normalizada de g_{km}
A	Secção transversal do tubo de corrente de escoamento
A_k	Amplitude da oscilação k
c_D	Coefficiente de arrastamento do perfil alar da pá
c_L	Coefficiente de sustentação do perfil alar da pá
c_p	Coefficiente de potência
C	Capacidade do banco de condensadores do conversor de dois níveis
C_{ft}	Capacidade do banco de condensadores do filtro de segunda ordem

C_1, C_2	Capacidades dos bancos de condensadores do conversor multinível
$e_{\alpha\beta}$	Erros de corrente
g_{km}	Função distribuída da harmónica m na perturbação k
h_k	Factor de modulação da oscilação k
i_f	Corrente de excitação no enrolamento equivalente
i_{fik}	Corrente de saída do filtro e entrada da rede eléctrica
i_R	Corrente à saída do rectificador
I_k	Correntes dos braços do conversor
I_o	Valor eficaz das correntes de saída do conversor matricial
J	Momento de inércia concentrado da turbina e do gerador no veio com uma configuração de uma massa
J_b	Momento de inércia concentrado do sector flexível das pás no veio com uma configuração de três massas
J_g	Momento de inércia do rotor do gerador
J_h	Momento de inércia concentrado do cubo do rotor e do sector rígido das pás no veio com uma configuração de três massas
J_t	Momento de inércia da turbina no veio com uma configuração de duas massas

k	Índice associado com a oscilação mecânica excitada durante a rotação da turbina
k_{at}	Coeficiente de atrito do cubo e das pás com o ar
k_{bh}	Coeficiente de elasticidade torsional entre a primeira massa e a segunda massa
k_{db}	Coeficiente de atrito viscoso no sector flexível das pás
k_{dh}	Coeficiente de atrito viscoso do cubo do rotor e do sector rígido das pás
k_e	Coeficiente de elasticidade torsional do veio
k_{dg}	Coeficiente de atrito viscoso do rotor do gerador
k_{ag}	Coeficiente de atrito do rotor do gerador com o ar
k_{hg}	Coeficiente de elasticidade torsional entre a segunda massa e a terceira massa
k_{dt}	Coeficiente de atrito viscoso do rotor da turbina
K_i	Ganho integral do controlador
K_p	Ganho proporcional do controlador
$k_{\alpha\beta}$	Ganho relativo à frequência de comutação dos interruptores
L_{den}	Indicador de ruído diurno-entardecer-nocturno

L_f	Indutância própria do enrolamento equivalente do rotor do gerador
L_{ft}	Indutância da bobina do filtro de segunda ordem
L_n	Indutância de rede eléctrica
L_{nd}	Indicador de ruído nocturno
L_{11}	Indutância própria do enrolamento do estator do gerador
L_{22}	Indutância própria do enrolamento do estator do gerador
L_{33}	Indutância própria do enrolamento do estator do gerador
m	Índice da harmónica da perturbação
M_{1f}	Indutância mútua entre os enrolamentos estatóricos e o rotor
M_{2f}	Indutância mútua entre os enrolamentos estatóricos e o rotor
M_{3f}	Indutância mútua entre os enrolamentos estatóricos e o rotor
M_{12}	Indutância mútua entre os enrolamentos estatóricos do gerador
M_{23}	Indutância mútua entre os enrolamentos estatóricos do gerador
M_{31}	Indutância mútua entre os enrolamentos estatóricos do gerador
p	Número de pares de pólos do gerador
P_{disp}	Potência disponível no escoamento

P_g	Potência eléctrica
P_t	Potência mecânica da turbina sujeita a um vento com perturbações
P_{tt}	Potência extraída do escoamento pelo disco actuador ou potência mecânica da turbina sujeita a um vento sem perturbações
Ψ_f	Campo magnético do íman permanente
Ψ_{123}	Fluxo magnético ligado com os enrolamentos estatóricos
$\varepsilon_{\alpha\beta}$	Banda de erro do comparador de histerese
$\sigma_{\alpha\beta}$	Saídas dos comparadores de histerese
γ_k	Variável de comutação do conversor de dois níveis ou multinível
ρ	Massa específica do ar
φ_{km}	Fase da harmónica m da perturbação k
ϑ	Posição angular do rotor do gerador
λ	Coefficiente de velocidade periférica do rotor, TSR
λ_{opt}	Coefficiente de velocidade periférica óptimo
ω	Velocidade angular de rotação do elemento elástico no veio com uma configuração de duas massas
ω_g	Velocidade angular de rotação do gerador

ω_h	Velocidade angular de rotação do cubo do rotor e do sector rígido das pás no veio com uma configuração de três massas
ω_i	Frequência angular das variáveis de entrada do conversor matricial
ω_k	Frequência da oscilação k
ω_t	Velocidade angular de rotação da turbina
ω_{th}	Velocidade angular da rotação do elemento elástico entre a primeira e a segunda massa no veio com uma configuração de três massas
ω_{hg}	Velocidade angular da rotação do elemento elástico entre a segunda e a terceira massa no veio com uma configuração de três massas
ζ	Ângulo do passo da pá
μ	Ordem da derivada ou do integral fraccionário
δ_o	Fase instantânea dos vectores espaciais de tensão de saída do conversor matricial
ς_i	Fase instantânea dos vectores espaciais de corrente de entrada do conversor matricial
θ	Desvio angular da rotação do elemento elástico no veio com uma configuração de duas massas

θ_b	Posição angular do veio no sector flexível das pás no veio com uma configuração de três massas
θ_h	Posição angular do veio no cubo do rotor e no sector rígido das pás no veio com uma configuração de três massas
θ_t	Posição angular do veio da turbina no veio com uma configuração de duas massas
θ_g	Posição angular do veio no gerador
θ_{bh}	Desvio angular da rotação do elemento elástico entre a primeira massa e a segunda massa no veio com uma configuração de três massas
θ_{hg}	Desvio angular da rotação do elemento elástico entre a segunda massa e a terceira massa no veio com uma configuração de três massas
R	Envergadura da pá
R_f	Resistências do enrolamento equivalente do rotor do gerador
R_{ft}	Resistência do filtro de segunda ordem
R_n	Resistência da rede eléctrica
R_{123}	Resistências dos enrolamentos estatóricos do gerador
T_{at}	Binário resistente devido ao atrito no cubo do rotor e nas pás com o ar

T_g	Binário eléctrico
T_s	Período de comutação dos interruptores bidireccionais
T_t	Binário mecânico da turbina sujeita a um vento com perturbações
T_{ts}	Binário de torção devido ao comportamento elástico do veio
T_{dt}	Binário resistente devido ao atrito viscoso do rotor da turbina
T_{dg}	Binário resistente devido ao atrito viscoso do rotor do gerador
T_{ag}	Binário resistente devido ao atrito do rotor do gerador com o ar
T_{db}	Binário resistente devido ao atrito viscoso no sector flexível das pás
T_{bs}	Binário de torção devido ao comportamento elástico do veio entre a primeira massa e a segunda massa
T_{dh}	Binário resistente devido ao atrito viscoso no cubo do rotor e no sector rígido das pás
T_{hs}	Binário de torção devido ao comportamento elástico do veio entre a segunda massa e a terceira massa
T_{tt}	Binário mecânico da turbina sujeita a um vento sem perturbações
S_{ij}	Interruptor de potência bidireccional do conversor matricial

S_{ik}	Interruptor de potência unidireccional do conversor de dois níveis ou multinível
S_{mc}	Superfície de deslizamento
u	Velocidade do vento de aproximação ao rotor
u_f	Tensão no enrolamento do rotor do gerador
u_0	Valor médio da velocidade do vento sem perturbações
u_{sk}	Tensão aos terminais do conversor de dois níveis ou multinível
$u(z)$	Velocidade média do vento à altura z
U_h	Tensão harmónica
v_{abc}	Tensão simples aos terminais de entrada do conversor matricial
v_{ABC}	Tensão simples aos terminais de saída do conversor matricial
v_{dc}	Tensão no banco de condensadores do conversor de dois níveis ou multinível
V_{ic}	Valor eficaz das tensões compostas de entrada do conversor matricial
Z_n	Impedância da rede eléctrica
z_0	Comprimento característico da rugosidade do solo
z_R	Altura de referência

Funções

$\Gamma(x)$ Função Gamma

Vectores e Matrizes

A^T Transposta da matriz A

C Matriz da transformação de Concórdia

D Matriz da transformação de Park

Conjuntos

Ω Conjunto dos valores das saídas dos comparadores de histerese

CAPÍTULO

1

Introdução

Neste capítulo é apresentada uma visão histórica da evolução da energia eólica, no contexto actual de reestruturação do sector eléctrico. É apresentado o enquadramento da investigação, a motivação para abordar o tema, e o estado da arte. Ainda, é descrita a forma como o texto está organizado e a notação utilizada nesta tese.

1.1 Visão Histórica

O estudo de modelos dinâmicos de sistemas de conversão de energia eólica ligados à rede eléctrica, integrando tanto quanto possível a dinâmica relevante presente na realidade do sistema de conversão de energia eólica, é o âmbito em que incide esta tese. No entanto, sem pretender entrar nos aspectos longínquos do passado histórico sobre o aproveitamento do vento como força motriz, mas com a intenção de conferir ao leitor uma visão histórica, foi considerado importante fazer este enquadramento histórico das origens do aproveitamento da força motriz do vento, i.e., da energia cinética do vento. O modo como o aproveitamento da energia do vento foi concretizado, como força motriz, está relacionado com as mudanças verificadas na civilização, quer no âmbito social quer no âmbito político.

No início as sociedades obtinham a energia mecânica que necessitavam de fontes de energia com origem renovável, recorrendo ao uso da força muscular, quer animal quer humana. Sendo os animais e os humanos considerados como fontes de energia mecânica renováveis.

Desde a antiguidade, os sábios se interrogavam sobre os movimentos e as forças, nomeadamente o movimento do ar, dos corpos celestes e o equilíbrio de forças. Coube ao pré-socrático Anaxímenes de Mileto o estudo do ar e os seus movimentos, com Arquimedes os desenvolvimentos da estática e da hidrostática, e com Aristóteles que compreendeu a composição de forças.

O aproveitamento da energia do vento foi posterior, depois da queda do Império Romano. Os nobres feudais proprietários das terras impunham aos camponeses a utilização dos moinhos que utilizavam a força da água, chegando mesmo a desencadear conflitos sociais dramáticos, enquanto que a utilização dos moinhos de vento e de tracção pela força muscular, quer animal quer humana, escapavam do seu alcance.

O vento, no sentido de força motriz, está associado à energia cinética presente nas massas de ar em movimento. Esta energia cinética é ocasionada pela energia radiante do Sol que aquece desigualmente regiões da superfície terrestre, causando diferenças de pressão, originando o movimento do ar. O aquecimento desigual da superfície terrestre origina que o vento seja um dos mais indisciplinados agentes motrizes presentes na natureza.

Os historiadores consideram que o aproveitamento do vento e a invenção da roda contribuíram para um significativo impulso no progresso humano, na medida em que contribuíram para o desenvolvimento dos transportes e no campo da alimentação com os moinhos que permitiram a moagem dos cereais, transformando assim a energia da água e do vento em pão.

Heródoto, o historiador da antiguidade, indica que foram os egípcios e os habitantes do Sijistão (território situado entre o Irão e o Afeganistão), por volta do século V a. C., os primeiros a fazerem uso prático da energia disponibilizada pelo vento, nos seus barcos à vela, no bombeamento de água e nos moinhos de trigo.

Os historiadores consideram como o primeiro uso histórico comercial da energia eólica pela humanidade, os restos de um barco à vela encontrados em um túmulo sumério, datado de 4000 a. C. Contudo, foram os fenícios os pioneiros a utilizar a navegação comercial de cabotagem, por volta do ano 1000 a. C., com barcos movidos pela força dos ventos.

A mitologia greco-romana também faz referência aos ventos, sendo-lhes atribuídos divindades adoradas como tal. Esta adoração dos ventos deve-se a que os gregos dependiam das condições meteorológicas que originam ventos, proporcionando a navegação e trazendo chuvas benéficas para a agricultura.

No século I d. C., o engenheiro e matemático grego Héron de Alexandria já tinha inventado um método de exploração da energia eólica.

Num estudo consagrado à pneumática, Héron de Alexandria representou um moinho de vento de eixo horizontal, numa configuração de quatro pás. Contudo, a sua invenção não foi utilizada no ocidente, que preferiu a importação da tecnologia dos árabes e dos asiáticos.

É no século VII d.C., que surgem os primeiros modelos rústicos de eixo horizontal, parecidos aos característicos moinhos holandeses. Há indicações, a partir do século X, que apontam o uso de moinhos de vento para bombear água e moagem de cereais.

Durante os dois séculos seguintes, os moinhos foram projectados de acordo com as condições geográficas, i.e., para obter melhor aproveitamento do sentido predominante dos ventos, mantendo o eixo motor numa direcção fixa. Assim, as condições geográficas impunham restrições ao funcionamento dos moinhos, como sejam os ventos intensos que podiam conduzir à ruptura do eixo motor, as rajadas de vento que podiam subitamente obrigar os mecanismos a atingirem velocidades excessivas ou mesmo a sua destruição, e ainda os ventos fracos que podiam não ter a energia suficiente para vencer os atritos internos do sistema de moagem.

Julgam os historiadores que provavelmente foram os holandeses que desenvolveram o moinho de vento de eixo horizontal, comuns nos campos holandeses e ingleses. Contudo, é na idade média, no século XI com as Cruzadas, que os moinhos de vento deram entrada na Península Ibérica. No ano 1000 Ibn-Mucane, poeta luso-árabe natural de Alcabideche, fez num poema contendo a mais antiga referência a moinhos de vento na Europa. Em 1182, no reinado de D. Afonso Henriques, um moinho de vento na região de Lisboa é doado ao Mosteiro de S. Vicente de Fora e, em 1262, é referido um moinho de vento nas propriedades do Mosteiro de Alcobaça, sendo parte dos seus rendimentos propriedade da coroa portuguesa.

Entretanto, as embarcações movidas à vela também evoluíram até ao desenvolvimento das caravelas nos séculos XIII e XIV. Com as descobertas Portugal transfere a tecnologia do aproveitamento da energia do vento ao novo mundo. No século XIV, cabe a Portugal dar um significativo impulso no aproveitamento da energia do vento, desde a moagem industrial de cereais aos transportes marítimos proporcionados pela navegação à vela, sendo mesmo pioneiro na utilização de grande escala da tecnologia do aproveitamento da energia do vento. Em 1373, no reinado de D. Fernando I, já se construíam caravelas de 100 toneladas, tendo as embarcações à vela dominado os mares durante séculos, até ao surgimento do navio a vapor, em 1807.

A fins do século XV, em pleno Renascimento, são importantes as investigações tecnológicas de Leonardo Da Vinci, nomeadamente, sobre os mecanismos e as suas tentativas para construir uma máquina voadora semelhante a uma hélice, que funcionava com o vento e o desenho dos perfis das asas dos pássaros. Estes perfis foram aplicados aos primeiros aeroplanos e às pás dos primeiros aerogeradores a princípios do século XX.

No século XVII os moinhos de vento voltaram a ter inovações tecnológicas devido aos importantes desenvolvimentos que teve a mecânica, sendo relevantes as contribuições de Huygens, de Hooke, de Newton, de Leibnitz e dos irmãos Bernoulli.

Entretanto, a legislação que regula a actividade dos moinhos é tão antiga como os próprios moinhos, nomeadamente a legislação correspondente aos moinhos de água. Assim, para a concessão de licenças para moinhos, na época da revolução industrial, a legislação portuguesa já tinha estabelecido a diferença entre o moinho tradicional totalmente fabricado em madeira e o moinho automático de estrutura metálica. As primeiras licenças para o moinho automático foram concedidas no ano 1929.

A princípio do século XIX aparece o dínamo. A história não regista inovações tecnológicas para utilização da energia eólica na geração de electricidade até aos trabalhos de Lord Kelvin, quando na mesma época tratou de associar um dínamo a um aeromotor para a produção de energia eléctrica.

No fim do século XIX são importantes os trabalhos de Charles F. Brush e do professor Poul La Cour.

Em Cleveland, Charles F. Brush, um dos co-fundadores da General Electric, foi o precursor na construção da turbina eólica, que se julga ser a primeira turbina eólica com funcionamento automático para a geração de electricidade. Apesar do seu tamanho gigantesco, em comparação com as actuais turbinas eólicas, era apenas uma turbina com a potência de 12 kW.

Na Dinamarca, o professor Poul La Cour foi o precursor dos trabalhos científicos sobre estudos da turbina eólica. O governo dinamarquês interessado no melhor aproveitamento da energia do vento encarregou-o de estudar os requisitos técnicos para a construção de aerogeradores modernos, tendo em vista um melhor rendimento dos moinhos existentes na época.

O professor Poul La Cour estudou o moinho existente na Holanda e concluiu que modificando apenas detalhes mecânicos os moinhos atingiam melhor rendimento, tendo descoberto que para a geração de electricidade as turbinas com menos pás no rotor são mais eficientes que as turbinas de rotação lenta com muitas pás. Em 1904, o professor Poul La Cour fundou a primeira revista de geração de electricidade usando as turbinas eólicas, *Tidsskrift for Vind Elektricitet*. Em consequência do seu trabalho científico, em 1918 a Dinamarca tinha um total de potência instalada de 3 MW em geradores de electricidade usando turbinas eólicas que satisfaziam aproximadamente 3% do consumo total de energia eléctrica da Dinamarca.

Na segunda metade do século passado, os fabricantes daneses substituíram o dínamo pelo gerador assíncrono trifásico de rotor em gaiola, directamente ligado à rede eléctrica. O engenheiro danes Johannes Juul, um dos primeiros alunos do professor Poul La Cour nos cursos de electricistas eólicos em 1904, foi pioneiro no desenvolvimento das primeiras turbinas eólicas usando geradores de corrente alternada, construindo uma turbina de 200 kW de potência. A turbina tinha um rotor numa configuração de três pás situadas a montante da torre, um sistema de controlo de potência por perda aerodinâmica na pá (*stall*), e um mecanismo de orientação electromecânico.

Até 1980 foram construídos sistemas eólicos com pequenos valores de potência utilizando geradores síncronos de rotor bobinado e assíncronos de rotor em gaiola. Estes sistemas eólicos tinham o inconveniente de que não podiam funcionar com ventos de baixa velocidade, pois estavam baseados no emprego de geradores de velocidade quase constante directamente ligados à rede eléctrica.

A partir de 1980, a tecnologia começou a estar mais madura, tendo sido construídos sistemas de grande potência equipados com os modernos sistemas de controlo. Com os recentes avanços na electrónica de potência e na qualidade dos materiais, os sistemas eólicos equipados com geradores síncronos com excitação assegurada por meio de ímanes permanentes, funcionando com velocidade variável, ligados à rede através de conversores electrónicos de potência de corte comandado, são uma configuração eficiente para a conversão da energia eólica em energia eléctrica. Devido aos desafios aerodinâmicos que as dimensões das turbinas de grandes valores de potência impõem é tomada em consideração uma das tendências futuras na construção de sistemas eólicos, que é a redução do número de componentes mecânicos, devido à necessidade de diminuição de pesos, dimensões e custos associados à sua construção. Assim, a energia eólica é hoje vista como uma das mais promissoras fontes de energia renováveis visando o cumprimento do estabelecido no Protocolo de Quioto e das decisões sucedâneas, nomeadamente da Conferência do Clima realizada em Copenhaga.

1.2 Enquadramento

A crise energética de 1973 em que foi sextuplicado o preço do barril de petróleo e o embargo dos países produtores de petróleo à Dinamarca, Holanda, Portugal, África do Sul e Estados Unidos, alteraram a economia mundial, a sua repercussão teve como consequência o ressurgimento das energias renováveis [Toffler82].

Desta crise é de destacar, por um lado, a necessidade de assegurar a diversidade e segurança no fornecimento de energia e, por outro lado, a obrigação de proteger o ambiente, cuja degradação é acentuada pelo uso de combustíveis baseados em recursos fósseis. Assim, surgiu a motivação pelo renovado interesse pelas energias renováveis. As energias renováveis desempenham um papel importante, visto que, podem contribuir para a produção de energia eléctrica que de outro modo seria produzida usando fontes de energia baseadas em recursos fósseis, fonte de emissões antropogénicas de gases com efeito de estufa (GEE) para a atmosfera.

As energias renováveis para Portugal, nomeadamente a energia eólica, têm particular importância, considerando a dependência externa em termos de energia primária, superior à da média da União Europeia e dos países comparáveis. Acresce ainda que Portugal é confrontado com a necessidade de desenvolver formas alternativas de produção de energia eléctrica que permitam proceder a uma política de mitigar as emissões antropogénicas de GEE para a atmosfera.

Em Portugal, os sistemas de geração eólica estão predominantemente ligados à rede eléctrica. Os sistemas eólicos ligados à rede podem alterar a dinâmica dos sistemas de potência e conduzir ao aparecimento de conteúdos harmónico na energia enviada para a rede, nomeadamente a distorção harmónica total (*Total Harmonic Distortion*, THD) deve ser mantida tão baixo quanto possível [Carrasco06].

Ainda, é admissível que a expansão da rede para sistemas eólicos com elevados valores de potência, nomeadamente em explorações fora da linha de costa (*offshore*), contribuam para agravar a qualidade da energia enviada para a rede eléctrica. Assim, o estudo do conteúdo harmónico da energia enviada para a rede eléctrica implica o desenvolvimento de modelos matemáticos apropriados que incorporem o comportamento dinâmico integrado do sistema.

Este trabalho enquadrado no âmbito da investigação de modelos dinâmicos de sistemas de conversão de energia eólica ligados à rede eléctrica, considerando a velocidade de vento com e sem perturbações atmosféricas, é uma nova contribuição para os estudos de simulação computacional envolvendo o conteúdo harmónico da energia enviada. O sistema de conversão de energia eólica é descrito por uma turbina eólica de velocidade variável; um sistema de transmissão, considerando três tipos de modelos dinâmicos, respectivamente para um veio de uma, de duas ou de três massas; um gerador síncrono com excitação assegurada por meio de ímanes permanentes (GSIP); um conversor electrónico de potência, considerando três tipos, respectivamente um conversor de dois níveis, um conversor multinível, ou um conversor matricial. Ainda, a rede eléctrica é descrita respectivamente por uma fonte de tensão sem distorção harmónica ou com distorção originada pela terceira harmónica.

1.3 Motivação

O sistema electroprodutor nacional é caracterizado por uma acentuada dependência externa dos combustíveis de origem fóssil e por um Produto Interno Bruto obtido com uma elevada intensidade energética, traduzindo a quantidade de energia necessária para produzir riqueza. Esta intensidade para Portugal é uma das mais elevadas na União Europeia.

Assim, aumentar a eficiência de exploração do sistema electroprodutor nacional no que respeita aos recursos endógenos, e aumentar a exploração dos recursos de origem renovável, é uma política energética que contribui para minorar a dependência externa dos combustíveis de origem fóssil.

Portugal é confrontado com a necessidade de desenvolver formas alternativas de produção de energia eléctrica, não contribuindo para o aumento das emissões antropogénicas de GEE para a atmosfera e reduzindo a dependência externa dos combustíveis fósseis. Assim, o aumento da procura de energia eléctrica, determinado pela exigência de crescimento dos níveis de bem-estar da sociedade, conjuntamente com anos de reduzidas afluências hídricas às albufeiras, agravando a dependência externa dos combustíveis de origem fóssil, também é motivação para a exploração dos recursos de origem renovável, como por exemplo, os recursos baseados em fontes de energia de origem eólica.

O Programa E4 - Programa de Eficiência Energética e Energias Endógenas, aprovado em Resolução do Conselho de Ministros n.º 154/01 de 27 de Setembro de 2001, e o Programa PNAC - Programa Nacional para as Alterações Climáticas, aprovado em Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/03 de 28 de Abril de 2003, modificado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 104/06 de 23 de Agosto de 2006, reforçam a proposta na promoção da produção de electricidade a partir de fontes de energia de origem renovável porquanto estas contribuem para mitigar as emissões antropogénicas de GEE associadas ao sistema electroprodutor.

O Programa PNAC foi posteriormente modificado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 1/08 de 4 de Janeiro de 2008, tendo sido previsto o reforço das energias renováveis, pelo que a meta para a produção de electricidade a partir de energias renováveis passou de 39% para 45% do consumo previsto para 2010, e tendo a potência instalada aumentado em 1950 MW para a exploração dos recursos renováveis de origem eólica até 2012.

Assim, para o sistema electroprodutor nacional são reforçadas as motivações para linhas de investigação que permitam:

- o aumento da eficiência energética;
- a promoção das energias endógenas de origem renovável, nomeadamente a energia eólica;
- a diminuição da dependência externa dos combustíveis fósseis;
- a salvaguarda do meio ambiente.

No mês de Novembro de 2009, de acordo com a informação emitida pela REN, Portugal passou para o segundo lugar no contexto europeu relativamente ao contributo da conversão de energia eólica para energia eléctrica, tendo 24% do consumo nacional de energia eléctrica sido assegurado pela conversão de eólica, que no dia 8 atingiu 50% do consumo.

As preocupações ambientais que conduziram ao Protocolo de Quioto e da Proposta de Compromisso resultante da Conferência do Clima realizada em Copenhaga em Dezembro 2009, com o objectivo de mitigar as emissões antropogénicas de GEE para a atmosfera, bem como o incremento da incidência da geração eólica, são temas de importância política que merecem atenção social, visto que, têm um interesse global para a sustentabilidade e qualidade do ambiente da nossa sociedade.

O incremento da incidência da geração eólica vai modificar consideravelmente o comportamento dinâmico da rede eléctrica e pode dar lugar a uma nova estratégia de regulação da frequência do sistema [Peças-Lopes07]. Os operadores da rede devem assegurar aos consumidores que a qualidade da energia fornecida não seja comprometida, implicando o desenvolvimento de modelos matemáticos apropriados dos sistemas de conversão de energia eólica ligados à rede eléctrica [Brughuis01].

A sociedade contemporânea é cada vez mais dependente da energia eléctrica e as redes eléctricas são extraordinariamente complexas. A dependência da energia eléctrica implica que os consumos devem ser satisfeitos com uma elevada continuidade e qualidade de serviço [Barbosa07], cabendo aos técnicos concretizar a gestão de rede de forma a assegurar aos consumidores que a qualidade da energia fornecida não seja comprometida. O THD é uma determinação necessária para medir a qualidade da energia fornecida e deve ser mantido tão baixo quanto possível [Carrasco06].

O incremento da incidência da geração eólica pode modificar consideravelmente o comportamento dinâmico da rede eléctrica no caso de falhas internas do sistema eólico. Contudo, os sistemas eólicos têm níveis de disponibilidade técnica da ordem dos 98%, apesar de terem de enfrentar um grande número falhas internas, nomeadamente as falhas no controlo [Hahn07].

A motivação para abordar o tema dos modelos dinâmicos de sistemas eólicos ligados à rede eléctrica advém da necessidade de dar resposta aos problemas relacionados com o conteúdo harmónico da energia enviada para a rede eléctrica pelos sistemas de conversão de energia eólica. Assim, esta tese trata um tema de investigação com grande interesse e importância para Portugal, visando uma abordagem no âmbito da simulação computacional.

Esta tese visa a simulação da aplicação do conversor de dois níveis, multinível e matricial aos sistemas eólicos de velocidade variável com GSIP, considerando o veio descrito por modelos com concentração de massa, respectivamente, por uma, duas e três massas. São realizadas contribuições para os estudos de simulação de falhas no controlo, quer das pás da turbina, quer dos conversores, e de utilização de controladores proporcional integral (*PI*) de ordem fraccionária. Nestes estudos foram assumidas duas hipóteses para a caracterização de tensão da rede eléctrica: sem distorção harmónica; com distorção originada pela terceira harmónica.

1.4 Estado da Arte

Sector Eléctrico

A reestruturação do sector eléctrico teve um forte impacto nos sectores da produção e transporte de energia [Peças-Lopes07]. Com a evolução das tecnologias da produção em regime especial (PRE) foram abertas novas perspectivas para as empresas deste sector. O incremento da incidência de geração eólica vai modificar consideravelmente o comportamento dinâmico do sistema eléctrico [Erlich07], e pode dar lugar a uma nova estratégia de regulação da frequência do sistema [de Almeida07].

Os operadores da rede devem assegurar aos consumidores que a estabilidade do sistema e o conteúdo harmónico da energia fornecida não sejam comprometidos [Carrasco06]. As sociedades modernas são cada vez mais dependentes da energia eléctrica e as redes eléctricas são extraordinariamente complexas, isto implica que os consumos devem ser satisfeitos com uma elevada continuidade e qualidade de serviço [Barbosa07].

Em [Neris99, Vieira07, Valle07] estudam a operação de sistemas eólicos com turbinas de velocidade variável, o método de controlo está desenhado para captar do vento a potência máxima e proporcionar na rede tensão e frequência constantes.

Turbina Eólica

Uma das tendências futuras na construção de sistemas eólicos é a redução do número de componentes mecânicos mediante a utilização de um GSIP. O estudo do GSIP a funcionar numa configuração directamente ligada à turbina, evita a utilização de uma caixa de velocidades entre o rotor da turbina e o rotor do gerador, sendo esta uma forma de reduzir o número de componentes mecânicos [Spooner96].

Os desafios futuros estão na instalação de sistemas eólicos de grandes valores de potência e fora da linha de costa. Uma das tendências na construção de sistemas eólicos de grandes valores de potência e de tamanho é a redução do número de componentes mecânicos, nomeadamente a ausência da caixa de velocidades devido não só aos desafios aerodinâmicos que as dimensões destas turbinas impõem, mas também à necessidade de diminuição de pesos, dimensões e custos associados à sua construção, fazendo com que os seus custos de manutenção e de operação sejam consideravelmente menores comparados com os custos dos sistemas eólicos com caixa de velocidades [Brughuis01].

A resposta a estes desafios consiste em desenvolver modelos matemáticos apropriados para os sistemas de conversão de energia eólica.

Em [Henschel01] é estudada a ligação à rede eléctrica dos sistemas eólicos a funcionar em *offshore*. Esta ligação é feita através de cabos a funcionar em corrente contínua (CC), sendo utilizado um sistema eólico com GSIP ligado a um inversor de dois níveis. A utilização do GSIP nos sistemas a funcionar em *offshore* reduz os gastos de manutenção.

Em *offshore* a disponibilidade do sistema tem um papel importante; a manutenção é dispendiosa e não está sempre garantida devido às dificuldades provocadas pelo mau tempo [Henschel01].

Em [Graham01] são estudados os esforços na torre devidos ao efeito de sombra. A turbina numa configuração das pás situadas a montante da torre (*upwind*) os esforços devidos ao efeito de sombra da torre são menores que na configuração das pás situadas a jusante da torre (*downwind*).

Em [Akmatov00, Xing05] a variação da velocidade e direcção do vento com a turbulência atmosférica é significativo ao nível dos esforços mecânicos que o sistema eólico fica submetido.

Os esforços mecânicos que o sistema eólico fica submetido actuam, nomeadamente, sobre as pás, a *nacelle*, o veio e a torre. Estes esforços actuando sobre os elementos mecânicos do sistema eólico originam esforços: centrífugos, gravíticos e giroscópicos sobre a torre, produzindo oscilações mecânicas nas pás e na torre. Os esforços são devido ao efeito de sombra da torre, à assimetria no alinhamento da turbina em relação ao vento, e às oscilações mecânicas nas pás. A gama de frequências de oscilação está compreendida entre 0.1 Hz e 10 Hz .

Em [Badrzadeh06, Muyeen06] o modelo de concentração de massas com aproximações mais complexas permite caracterizar o comportamento flexível das pás, nomeadamente o veio numa configuração de duas massas permite estudar o sistema com precisão.

Em [Blaabjerg06] é apresentado um resumo das tecnologias e do controlo dos sistemas de PRE, nomeadamente as células de combustível, os sistemas fotovoltaicos e os sistemas eólicos. Os sistemas eólicos com GSIP numa configuração directamente ligado à turbina evitam a utilização da caixa de velocidades. A utilização dos conversores electrónicos de potência nas tecnologias dos sistemas de PRE começou com o conversor de dois níveis, tendo vindo a crescer o interesse na utilização do conversor multinível.

Em [Dolan06] a variação da velocidade e direcção do vento com a turbulência atmosférica é significativo ao nível dos esforços mecânicos que o sistema eólico fica submetido. Os esforços mecânicos que o sistema eólico fica submetido actuam nomeadamente sobre as pás e a torre.

Em [Baroudi07] descrevem-se as configurações de conversores electrónicos de potência aplicadas no passado e no presente aos sistemas eólicos, podendo utilizar o gerador síncrono de rotor bobinado, o GSIP, o gerador de indução de rotor em gaiola (GIRG), ou o gerador de indução de rotor duplamente alimentado (GIDA).

Em [Estanqueiro07] é estudado o modelo matemático de um parque eólico. Cada sistema eólico é modelado pela turbina eólica de velocidade variável. O rotor da turbina está ligado ao rotor do GIRG através de uma caixa de velocidades. Em [Hansen08] a modelação matemática e o controlo dos sistemas eólicos são apresentados como temas prioritários.

Sistema Mecânico de Transmissão de Energia

Em [Jöckel01] é estudada a operação de sistemas eólicos de velocidade variável em parques eólicos *offshore*. O sistema de transmissão utilizado é o veio numa configuração de duas massas: a primeira massa está constituída pelo momento de inércia das pás e do cubo do rotor da turbina, e a segunda massa está constituída pelo momento de inércia do rotor do GSIP.

Em [Li07] o sistema eólico de grande valor de potência e tamanho impõe desafios como é o caso do comportamento flexível das pás, devido à sua grande envergadura. A envergadura e a flexibilidade das pás têm um impacto importante no regime transitório do sistema eólico durante uma falha.

Em [Salman03, Li07, Ramtharan07a] o rotor dos sistemas eólicos é estudado utilizando o método dos elementos finitos. O método dos elementos finitos tem a desvantagem de não ser facilmente implementado nos programas informáticos utilizados no estudo dos sistemas eólicos.

Em [Baroudi07] a tecnologia dominante nos sistemas eólicos instalados no mundo utiliza uma caixa de velocidades no sistema de transmissão. O sistema de transmissão é o órgão mecânico que liga o rotor da turbina ao rotor do gerador.

Em [SanMartín05] a caixa de velocidades envolve desvantagens que se traduzem em perdas de energia mecânica devidas a vibrações, atritos, ruídos e aquecimentos, implicando a utilização de fluidos lubrificantes e a necessidade de refrigerar o interior da *nacelle*.

GSIP

Em [Spooner96] o rotor da turbina numa configuração directamente ligado ao rotor do GSIP permite que a *nacelle* tenha menores dimensões, i.e., mais compacta.

Em [Amenedo03, Baroudi07] é feita uma comparação entre o GSIP e o gerador síncrono de rotor bobinado. O GSIP apresenta um maior rendimento, menores dimensões e menor peso, fazendo com que seja uma boa alternativa de utilização nos sistemas eólicos.

Em [Baroudi07] o GSIP é utilizado nos sistemas eólicos de pequenos valores de potência devido a que apresenta alta eficiência e reduzido custo dos materiais magnéticos. Assim, recentemente começou a ser utilizado nos sistemas de grandes valores de potência.

Em [Amenedo03, Baroudi07] o GSIP é relativamente mais caro que o gerador de indução, no entanto tem a vantagem de ser mais eficiente. Os recentes avanços na qualidade dos equipamentos e dos materiais magnéticos permitiram que os sistemas eólicos de velocidade variável equipados com o GSIP, numa configuração directamente ligado ao rotor da turbina, sejam uma configuração eficiente para a conversão da energia eólica em energia eléctrica.

Em [Baroudi07] a principal vantagem do GSIP está em que não requer o circuito de excitação.

Em [Ong98] no GSIP são eliminadas as perdas por efeito de Joule nos enrolamentos do rotor. Comparando com o gerador síncrono de rotor bobinado, e para os mesmos valores de potência, o GSIP tem a vantagem de ter uma construção simples, ser mais compacto, ser mais leve e ter uma maior eficiência.

Em [Amenedo03] o GSIP elimina a necessidade de ter anéis colectores no rotor. Assim, desaparece a necessidade de refrigerar os enrolamentos de excitação. Por outro lado, o GSIP tem um volume consideravelmente menor. O GSIP permite diminuir o passo polar, o que faz com que seja possível construir geradores com maior número de pólos, evitando a necessidade de utilizar uma caixa de velocidades entre o rotor da turbina e o rotor do gerador.

Em [Amenedo03] o rotor da turbina numa configuração directamente ligado ao rotor do GSIP é uma das opções mais prometedoras no futuro da indústria eólica.

Em [SanMartín05] a construção de sistemas eólicos de grandes valores de potência e de tamanho faz com que a velocidade de rotação da turbina seja cada vez menor. Assim, as relações de transmissão na caixa de velocidades são cada vez mais desfavoráveis.

Em [EspiritoSanto08] é estudado o controlo por modo de deslizamento (*Sliding Mode Control*, SMC) em um actuador linear de relutância.

Conversores Electrónicos de Potência

Em [Pires00] nas últimas décadas, tem havido um incremento acentuado na utilização de conversores electrónicos de potência. Este facto é devido à influência destes conversores no desenvolvimento de aplicações industriais de custo reduzido, compactos e de rendimento superior, quando comparados com os equipamentos tradicionais.

Em [Cruz09] o desenvolvimento dos semicondutores de potência de corte comandado nas últimas décadas do século passado levou ao interesse nos conversores electrónicos de potência com um ou mais estágios de processamento de energia.

Em [Labrique91, Pinto03] o conversor tem apenas um estágio de processamento de energia, conversão directa, não existindo elementos de armazenamento de energia, como é o caso do conversor matricial, ou dois estágios, conversão indirecta, com elementos de armazenamento de energia entre os dois estágios. No caso da conversão indirecta de dois estágios, o estágio de entrada é um conversor rectificador corrente alternada/corrente contínua (CA/CC), e o estágio de saída é um conversor inversor CC/CA.

Em [Baroudi07] os conversores electrónicos de potência permitem integrar os sistemas eólicos na rede eléctrica. A utilização destes conversores permite a operação com turbinas de velocidade variável e incrementar a captação de energia do vento.

Em [Nabae81] é estudada pela primeira vez a topologia do inversor multinível na configuração de díodos de ligação ao ponto neutro (*Neutral Point Clamped*, NPC). O inversor multinível na configuração NPC tem um conteúdo harmónico inferior ao do inversor de dois níveis.

Em [Marchesoni88] é estudado o inversor multinível na configuração de associação em série de inversores de ponte completa com fontes independentes (*Cascaded H-Bridge*, CHB).

Em [Marchesoni93] são apresentadas as várias configurações para os inversores multinível. No entanto, o inversor multinível na configuração NPC proposto por [Nabae81] é a configuração mais utilizada.

Em [Newton99] é feita uma revisão das técnicas de controlo dos inversores multinível na configuração NPC.

Em [Silva00] é estudado o SMC aplicado a um inversor multinível. Os resultados mostram a robustez do controlo, mesmo quando o sistema está sujeito a perturbações na alimentação e desequilíbrios na carga.

Em [Teichmann05] o conversor multinível apresenta um melhor desempenho que o conversor de dois níveis. Ainda, é avaliada a possibilidade de utilizar o conversor matricial na indústria como alternativa ao uso do conversor de dois níveis.

Em [Chinchilla06] é descrito o modelo de controlo utilizado no protótipo de um sistema eólico de 3kW de potência. O sistema é constituído por uma turbina, um GSIP e um conversor multinível.

Em [Pinto03] os conversores matriciais constituídos por transístores bipolares com terminal de comando isolado (*Insulated Gate Bipolar Transistor*, IGBT) bidireccionais e comandados, têm sido alvo de investigação desde finais dos anos setenta do século passado, para serem optimizadas as suas potencialidades.

Os conversores matriciais sendo de um só estágio de processamento de energia não necessitam de elementos de armazenamento de energia, o que os torna os menos volumosos, mais leves e menos dispendiosos. Assim, são apresentados como uma alternativa aos conversores de dois níveis e multinível. No modelo de conversor matricial os transístores IGBT's são representados por interruptores bidireccionais [Pinto03].

Em [Alesina81] é estudada a teoria da modulação por largura de impulso (*Pulse With Modulation*, PWM) para uma alta-frequência de comutação dos interruptores do conversor matricial, a partir de condições ideais na entrada e na saída do conversor. No entanto, esta proposta limitava a amplitude da tensão de saída a metade da amplitude da tensão de entrada. Em [Alesina89] adicionando componentes na entrada e na saída conseguiu-se elevar a relação de transferência entrada/saída para $\sqrt{3}/2$, continuando a garantir tensões de saída e correntes de entrada sinusoidais.

Em [Ziogas85, Ziogas86, Manias87] os conversores matriciais foram objecto de intensas pesquisas. Estas pesquisas foram centradas no comando, nos aspectos relacionados com a configuração, na comutação dos interruptores bidireccionais em segurança e nos problemas práticos de construção dos protótipos laboratoriais.

Em [Matsuo96, Klumpner00] o controlo em alta frequência (kHz) dos conversores matriciais permite obter tensões de saída quase sinusoidais, com amplitude e frequência variáveis, assim como correntes de entrada também quase sinusoidais e o factor de potência regulável. Estas características têm captado a atenção de inúmeros investigadores interessados em construir fontes de alimentação trifásicas compactas, adequadas para realizar o controlo de velocidade em accionamentos electromecânicos.

Em [Apap03] comparam-se os resultados das perdas por efeito de Joule do conversor de díodos, com as perdas de comutação do conversor matricial. O conversor matricial é constituído por interruptores bidireccionais, nas configurações de colector comum e emissor comum. As perdas por efeito de Joule do conversor matricial são semelhantes às perdas do conversor de díodos.

Em [Pinto03] o rápido desenvolvimento e integração em módulos de interruptores de potência de condução e corte comandados, possibilitou a sua operação a frequências elevadas e, simultaneamente, quedas de tensão de condução relativamente baixas. Estes progressos, associados a uma melhoria dos circuitos de comando e controlo, têm sido os principais responsáveis pelo crescente interesse nos conversores directos de frequência do tipo conversor matricial. O controlo em alta frequência destes conversores de energia eléctrica, da ordem dos kHz, permite obter tensões de saída quase sinusoidais, com amplitude e frequência variáveis e correntes de entrada também quase sinusoidais, com factor de potência regulável.

Estas características do conversor matricial têm captado a atenção de inúmeros investigadores, interessados em construir fontes de alimentação trifásicas compactas, adequadas para realizar o controlo de velocidade em accionamentos electromecânicos [Matsuo96, Klumpner00], em accionamentos aeronáuticos [Pinto03] e em aplicações relacionadas com a melhoria da qualidade da energia eléctrica [Galkin01, Strzelecki01].

Em [Jia07] indica-se que a utilização do conversor matricial na indústria está limitada devido a ser sensível às variações da tensão e da frequência na entrada do conversor, devido à falta do elemento de armazenamento de energia.

Em [Neft92] utilizou-se um modelo com a configuração do conversor matricial esparso, i.e., o conversor matricial é apresentado como uma associação rectificador/ondulador sem andar intermédio armazenador de energia, associado à introdução da representação vectorial dos estados possíveis do conversor matricial [Kastner85], e posterior sistematização da mesma [Huber92]. Tal esteve na base da definição de uma nova estratégia de modulação designada por modulação por vectores espaciais (*Space Vector Modulation, SVM*).

Desde então, vários investigadores se têm dedicado ao estudo da modulação vectorial do conversor matricial, nomeadamente, [Casadei98] na definição de novas estratégias de modulação que contemplem a definição sistemática dos vectores a utilizar no processo de modulação e a ordem segundo a qual devem ser utilizados; na determinação do conteúdo harmónico das correntes de entrada; nos efeitos da existência de desequilíbrios nas variáveis de entrada/saída do conversor [Nielsen97].

Em [Zhang98], à semelhança do método proposto por Venturini, a SVM também considera condições ideais na entrada e na saída do conversor. Ter condições ideais na entrada e na saída do conversor pode conduzir a erros não desprezáveis introduzidos pelo filtro de entrada na fase das correntes de entrada.

Apesar desta situação, os métodos de Venturini e a SVM são os mais utilizados, tendo alguns autores realizado estudos comparativos do seu desempenho [Zhang98].

Em [Mahlein01] surgiu algum interesse na definição de estratégias de modulação vectorial que, em detrimento do conteúdo harmónico das tensões de saída e, especialmente das correntes de entrada do conversor matricial, permitem obter relações de transferência das tensões de entrada/saída superiores a $\sqrt{3}/2$. [Antic93] teve o objectivo de maximizar esta relação de transferência, tendo sido estudadas novas configurações que resultam da associação do conversor matricial a outros conversores.

Em [Pinto03] indica-se que o maior travão à sua utilização industrial do conversor matricial tem residido principalmente no facto de não existirem disponíveis semicondutores de potência elementares capazes de se comportarem como interruptores bidireccionais. Esta limitação física obrigou à definição de configurações que, recorrendo à associação de vários interruptores unidireccionais, apresentassem comportamentos semelhantes aos de um interruptor bidireccional.

Em [Pinto03] tem-se a utilização generalizada de interruptores bidireccionais construídos com dois interruptores unidireccionais:

- ligados em anti-série, habitualmente transístores (*Punch-Through*, PT) PT-IGBT com ligação em colector ou em emissor comum;
- ou em anti-paralelo, habitualmente transístores (*Non Punch-Through Reverse Blocking*, NPT-RB) NPT-RB-IGBT, para aplicações com potências cada vez mais elevadas, tendo suscitado um interesse crescente na definição e melhoria das estratégias de comutação mais adequadas para estes interruptores bidireccionais. Existem trabalhos sobre o comportamento do PT-IGBT e do NPT-IGBT [Netzel02], assim como estudos comparativos entre ambos semicondutores.

Para [Jia07] o conversor matricial tem sido nos últimos anos mais interessante que o conversor de dois níveis, nomeadamente porque a configuração do conversor matricial é mais simples e compacta, não necessitando de elementos de armazenamento de energia.

Em [Youm99] foram estudadas estratégias de comutação que se baseiam na detecção do sinal das correntes de carga e/ou das tensões de entrada do conversor matricial. Estas estratégias são habitualmente concretizadas em dois ou em quatro passos (ciclos de relógio).

Em [Empringham98], no método de comutação em dois passos, o primeiro passo consiste na detecção do sinal das correntes de carga e o segundo passo consiste na detecção do sinal das tensões de entrada [Cittadini97, Zeigler99].

Em [Holmes92], no método de comutação em quatro passos, o primeiro passo consiste na detecção do sinal das correntes de carga, o segundo passo consiste na detecção do sinal das tensões de entrada [Alesina89], o terceiro e quarto passo consistem na detecção do sinal das correntes de carga e das tensões de entrada [Mahlein01].

Em [Bland01] o facto dos conversores matriciais serem comandados a frequências que variam geralmente entre os 5 kHz e os 20 kHz tem suscitado algum interesse na obtenção de modelos, que de acordo com as estratégias de comutação utilizadas sejam de dois ou de quatro passos, permitindo quantificar as perdas de comutação dos interruptores bidireccionais.

Em [Bernet96], através das características tensão/corrente dos interruptores de potência também é possível determinar as perdas de condução dos interruptores bidireccionais.

Em [Pan93], para minimizar as perdas de comutação dos interruptores de potência, foi proposta a ligação de circuitos de tampão (*snubbers*, *claspers*) aos terminais de cada um dos interruptores bidireccionais. Estes circuitos permitem realizar uma comutação suave, criando caminhos alternativos para a corrente durante o processo de comutação.

Em [Klumpner00] o estudo da utilização do filtro trifásico de entrada surge da necessidade de filtrar as harmónicas de alta-frequência da corrente de entrada, geradas pelo processo de comutação dos interruptores bidireccionais. Para o bom funcionamento do conversor, os circuitos de protecção devem estar bem dimensionados para que na concepção física do modelo não ocorram problemas de sobretensões, i.e., existe a necessidade de garantir a continuidade das correntes indutivas, sob pena de poderem ocorrer sobretensões aos terminais dos interruptores de potência.

Em [Neft92] o circuito tampão permite efectuar a protecção do conversor matricial contra estas sobretensões. Em [Nielsen97] este estudo foi centrado na definição da configuração e dimensionamento do circuito e na minimização do número de componentes utilizados.

Controlador de Ordem Fraccionária

Em [Silva03, Barbosa05, Cafagna07] a evolução histórica da teoria do controlo fraccionário está ligada à generalização do conceito de derivada de ordem fraccionária (DF), i.e., para valores não inteiros de μ . Na correspondência de Leibnitz com Bernoulli e, posteriormente, com L'Hôpital e Wallis, estão alguns apontamentos relativos à derivada de ordem $\mu = 1/2$. No entanto, é devido a Euler o primeiro passo, quando analisou o cálculo de DF para a função potência. Neste seguimento, Laplace, Lacroix e Fourier sugeriram também algumas ideias relativas ao cálculo de ordem fraccionária (CF).

Em [Cafagna07] o verdadeiro início da teoria relativa ao cálculo da DF é devido aos trabalhos de Abel e Liouville. Abel investigou expressões fora do contexto do cálculo da DF, sendo os resultados de importância considerável para o desenvolvimento da teoria. Por seu lado, Liouville estudou explicitamente várias questões, nomeadamente a definição e o cálculo da DF para valores complexos de μ , a sua aplicação a equações diferenciais lineares ordinárias, o efeito de uma mudança de variável no cálculo da DF e a definição de uma DF como o limite do quociente $D^\mu h f / h^\mu$, onde $D^\mu h f$ é uma diferença de ordem fraccionária.

Em [Cafagna07] menciona-se que Holmgren, Letnikov e Reimann também tiveram papéis de relevo no prosseguimento da teoria do CF. Holmgren considerou, pela primeira vez, a derivação e a integração fraccionárias como operações inversas e generalizou a expressão de $d^\mu(u v)/dx^\mu$. Letnikov desenvolveu a DF como limite da expressão $\lim d^\mu(u v)/dx^\mu$, demonstrando que as expressões propostas por Liouville e Reimann estavam de acordo com esta definição, e generalizou a teoria do CF para valores complexos.

Em [Silva06] são de referir numerosas contribuições, tais como as de Hadamard, Weyl e Marchoud, que têm vindo a ampliar o âmbito da teoria do CF.

Em [Barbosa06] refere-se que os operadores de ordem fraccionária têm uma memória associada, i.e., capturam uma infinidade de pontos de amostragem ou empregam séries infinitas, em contraste dos operadores de ordem inteira que não têm uma memória associada, apresentando um carácter puramente local, i.e., não capturam uma infinidade de pontos de amostragem ou empregam séries finitas.

Em [Valério05] refere-se que o CF é uma ferramenta útil para o controlo. É possível modelar muitos sistemas com exactidão por meio de modelos fraccionários, e, embora em tais casos se possam igualmente empregar modelos inteiros, a sua complexidade teria então de ser significativa, ou o seu desempenho insatisfatório.

Os controladores fraccionários alcançam bons desempenhos, tanto para sistemas inteiros como fraccionários, conseguindo um grau significativo de robustez [Valério05].

Em [Podlubny99] os controladores de ordem fraccionária estão baseados na teoria do CF, i.e., não inteiro, sendo uma generalização da diferenciação e integração de ordem inteira para uma ordem arbitrária. Em [Barbosa05] faz-se uma introdução ao CF e à notação mais utilizada neste cálculo.

Em [Petráš02] refere-se que a utilização dos controladores fraccionários melhora o controlo dos sistemas reais em comparação com os controladores de ordem inteira que estabilizam mais lentamente e têm oscilações maiores.

Em [Suárez03] é estudado um controlador de ordem fraccionária para controlar a direcção de um veículo eléctrico autónomo. São comparados os resultados do desempenho do controlador fraccionário com os do desempenho de um controlador de ordem inteira. O controlador fraccionário apresenta melhor desempenho que o controlador de ordem inteira.

Em [Silva03] refere-se que a utilização da teoria do CF na robótica está ainda em fase embrionária, mas os recentes progressos revelam resultados promissores para desenvolvimentos futuros. Em [Silva06] são utilizados controladores proporcional integral e derivativo de ordem fraccionário em um robô cuja locomoção é feita através de seis pernas. Os controladores de ordem fraccionária têm um desempenho aceitável para as diversas condições do solo.

Conteúdo Harmónico da Energia

Em [Barbosa07] refere-se que as sociedades modernas são cada vez mais dependentes da energia eléctrica e hoje as redes eléctricas são extraordinariamente complexas, o que implica que os consumos possam ser satisfeitos com uma elevada continuidade e qualidade de serviço.

Em [Ullah07] a estabilidade do sistema e a qualidade da energia são preocupações da maior importância com o incremento da incidência de geração eólica no sistema eléctrico.

Em [Carrasco06] é referido que os operadores da rede devem assegurar aos consumidores que o conteúdo harmónico da energia fornecida para a rede não seja comprometido. Assim, o THD deve ser mantido tão baixo quanto possível, melhorando a qualidade da energia no que respeita ao conteúdo harmónico da energia injectada na rede.

Em [Catalão07] a energia eléctrica está associada à noção de produto. É um produto com características de produção particulares. A energia eléctrica deve ser produzida na altura em que é consumida, atendendo a que o seu armazenamento em larga escala não é economicamente viável.

Em [Gonçalves05, Tentzerakis07] refere-se que compreender o comportamento harmónico da energia injectada na rede pelos sistemas eólicos é essencial para analisar o seu impacto na rede eléctrica.

Falhas Internas no Sistema Eólico

Em [Hahn07] refere-se que os sistemas eólicos apresentam níveis de disponibilidade técnica da ordem dos 98%, apesar de terem de enfrentar um grande número de falhas, nomeadamente as falhas no controlo.

Em [Conroy09] refere-se que as normas para a rede de distribuição nos países europeus exigem que os sistemas eólicos sejam capazes de funcionar nas condições de falhas na rede que originem cavas de tensão.

Assim, têm sido desenvolvidos sistemas eólicos de velocidade variável capazes de suportar a tensão e a frequência e permanecerem ligados à rede durante a ocorrência de uma falha na rede [Ramtharan07b, Kanellos09].

Contudo, pouca atenção tem sido dada à possibilidade de existirem condições anormais de funcionamento interno do sistema eólico. Esse estudo constitui uma das contribuições desta tese.

1.5 Organização do Texto

O texto da Tese está organizado em seis capítulos. O Capítulo 2 é destinado aos sistemas de conversão de energia eólica. O Capítulo 3 é destinado à modelação do sistema eólico. O Capítulo 4 é destinado ao controlo do sistema eólico. O Capítulo 5 é destinado à simulação computacional. O Capítulo 6 conclui este trabalho. Seguidamente, é apresentada uma descrição mais detalhada do conteúdo de cada capítulo.

No Capítulo 2 é apresentada uma visão sobre o ressurgimento das energias renováveis, nomeadamente a energia eólica; as suas limitações ambientais, como uma actividade perturbadora da natureza; o seu impacte na rede eléctrica, com destaque para a análise harmónica da energia injectada na rede; é feita uma apresentação: das tecnologias dos geradores nos sistemas eólicos, com destaque para as tecnologias instaladas em Portugal; da legislação técnica da ligação à rede; do regime jurídico aplicado aos sistemas eólicos e, por último, da organização do sistema eléctrico nacional.

No Capítulo 3 é apresentada a modelação do sistema eólico ligado a uma rede eléctrica, assumindo respectivamente que a velocidade do vento não apresenta perturbações ou apresenta perturbações. O sistema eólico é constituído por: uma turbina eólica de velocidade variável; um sistema de transmissão que será descrito respectivamente por um veio de uma, duas ou três massas; um gerador síncrono com excitação assegurada por meio de ímanes permanentes; um conversor electrónico de potência, descrito respectivamente por um conversor de dois níveis, um conversor multinível, ou um conversor matricial.

No Capítulo 4 é apresentado o controlo do sistema eólico ligado a uma rede eléctrica. O sistema eólico é constituído por uma turbina eólica de velocidade variável; um sistema de transmissão descrito respectivamente por um veio de uma, duas ou três massas; um gerador síncrono com excitação assegurada por meio de ímanes permanentes e um conversor electrónico de potência, descrito respectivamente por um conversor de dois níveis, um conversor multinível, ou um conversor matricial. O controlo do sistema eólico é conseguido utilizando o modo de deslizamento associado com a modulação PWM por vectores espaciais e controladores de ordem inteira, i.e., clássicos, ou uma nova estratégia de controlo mediante o uso de controladores de ordem fraccionária.

No Capítulo 5 são apresentados os resultados numéricos obtidos e conclusões sobre o desempenho do sistema eólico ligado a uma rede eléctrica. A rede eléctrica é descrita respectivamente por uma fonte de tensão sem distorção harmónica ou com distorção originada pela terceira harmónica. É estudado o conteúdo harmónico injectado na rede eléctrica, assumindo respectivamente que a velocidade do vento não apresenta perturbações ou apresenta perturbações. São estudadas falhas na operação dos controladores impondo transitoriamente que o ângulo de passo das pás da turbina transite para a posição de rajada de vento ou um erro nas combinações de comutação dos conversores. Estes estudos constituem duas novas contribuições desta tese.

No Capítulo 6 são apresentadas as contribuições originais desta tese sobre o tema dos modelos dinâmicos de sistemas de conversão de energia eólica ligados à rede eléctrica. Ainda, são indicadas as publicações científicas que resultaram no contexto de divulgação e validação do trabalho de investigação realizado. Por fim, são indicadas direcções para futuros desenvolvimentos.

1.6 Notação

Em cada um dos capítulos desta tese é utilizada a notação mais usual na literatura especializada, harmonizando, sempre que possível, aspectos comuns a todos os capítulos. Contudo, quando necessário, em cada um dos capítulos é utilizada uma notação apropriada. As expressões matemáticas, figuras e tabelas são identificadas com referência ao capítulo em que são apresentadas e são numeradas de forma sequencial no capítulo respectivo, sendo a numeração reiniciada quando se transita para o capítulo seguinte. A identificação de expressões matemáticas é efectuada através de parênteses curvos () e a identificação de referências bibliográficas é efectuada através de parênteses rectos [].

CAPÍTULO

2

Conversores de Energia Eólica

Neste capítulo é apresentada uma visão sobre o ressurgimento das energias renováveis, nomeadamente a energia eólica; as suas limitações ambientais, como uma actividade perturbadora da natureza; o seu impacte na rede eléctrica, com destaque para a análise harmónica da energia injectada na rede; é feita uma apresentação: das tecnologias dos geradores nos sistemas eólicos, com destaque para as tecnologias instaladas em Portugal; da legislação técnica da ligação à rede; do regime jurídico aplicado aos sistemas eólicos e, por último, da organização do sistema eléctrico nacional.

2.1 Introdução

A crise energética de 1973 teve como consequência o ressurgimento das energias renováveis. Por um lado, a necessidade de assegurar a diversidade e segurança no fornecimento de energia e, por outro lado, a obrigação de proteger o ambiente cuja degradação é acentuada pelo uso de combustíveis fósseis, motivaram o renovado interesse pelas fontes de energias renováveis.

A incorporação de fontes de energias renováveis contribui para diminuir o recurso às centrais térmicas no sistema electroprodutor, é uma medida importante na prossecução do objectivo de mitigar as emissões antropogénicas de GEE para a atmosfera, visando o cumprimento do estabelecido no Protocolo de Quioto e das decisões sucedâneas nomeadamente da Conferência do Clima realizada em Copenhaga.

O ressurgimento das energias renováveis motivou muitos países para iniciar programas de investigação e desenvolvimento no âmbito do aproveitamento da energia do vento para a produção de energia eléctrica. Particularmente significativo foi o programa de energia eólica iniciado nos EUA em 1973, depois da crise energética, cujo primeiro resultado visível foi a instalação em 1975 do primeiro conversor de energia eólica, i.e., sistema eólico da era moderna, o Mog 0, com uma potência nominal de 100 kW e um rotor da turbina numa configuração de duas pás, tendo cada pá uma envergadura de 19 m.

A experiência de operação acumulada com este sistema eólico, e com mais quatro do mesmo tipo entretanto instalados entre 1977 e 1980, permitiu concluir acerca da viabilidade da exploração dos sistemas eólicos. Até 1980 foram construídos sistemas eólicos de pequenos valores de potência, utilizando geradores síncronos de rotor bobinado e GIRG, directamente ligados à rede.

Estes sistemas tinham o inconveniente de que não podiam funcionar com ventos de baixa velocidade, na medida em que a sua velocidade de rotação era quase constante. Nestes sistemas, o controlo de potência era conseguido mediante a utilização de pás que entram em perda aerodinâmica, i.e., em *stall* a partir de determinado valor da velocidade do vento.

A partir de 1980, a tecnologia dos sistemas eólicos começou a amadurecer, acompanhada pelo desenvolvimento dos interruptores de potência de corte comandado, tendo-se começado a construir sistemas de grande potência de velocidade variável, equipados com controlo de potência por ajuste do ângulo do passo da pá (*pitch*), ligados à rede através de conversores electrónicos de potência. Nos últimos anos, as investigações sobre a forma de usar a energia eólica focam três vertentes: a dos sistemas de energia eólica autónomos, a dos sistemas de energia eólica ligados à rede eléctrica, e a dos sistemas de grande dimensão e grandes valores de potência em *offshore*.

O sistema autónomo fornece energia eléctrica directamente aos consumidores, sendo especialmente interessante em áreas remotas ou com fracas condições de acessibilidade para as linhas de transmissão de energia eléctrica. Neste caso, a geração eólica deve ser complementada com outras formas de geração ou de armazenamento de energia, visto que, o vento é uma fonte de energia não controlável, não assegurando condições para um fornecimento contínuo de energia eléctrica [Melício04].

Os sistemas de geração eólica que estão predominantemente ligados à rede eléctrica são o caso de Portugal. As estatísticas mostram que até Dezembro de 2008 a configuração mais usada, quer para os sistemas de energia eólica instalados, quer em fase de construção, foi a do gerador síncrono de velocidade variável (GSVV), e a segunda configuração mais usada foi a do GIDA [Rodrigues08].

Enquanto que, os sistemas de grande dimensão e grandes valores de potência para aplicações nomeadamente, em *offshore*, têm sido desenvolvidos para zonas cujo espaço para a instalação do sistema eólico é pequeno, permitindo assim explorar melhor os recursos eólicos locais [Henschel01].

A utilização destes sistemas em *offshore*, é uma das áreas onde actualmente se registam os maiores avanços, assim como continuam as investigações no sentido de melhorar o conhecimento da tecnologia das fundações e cimentação no mar, bem como das condições do vento no mar. Estes avanços estão a contribuir para tornar mais competitiva esta forma de aproveitar a energia do vento em condições ambientais totalmente diferentes. A instalação de sistemas eólicos em *offshore* tem a vantagem da proximidade dos centros urbanos e do reduzido impacto ambiental e visual.

2.2 Limitações Ambientais

A produção de energia eléctrica é, em si, uma actividade perturbadora da Natureza, sendo praticamente impossível a sua produção sem criar algumas limitações ambientais.

Embora a energia eólica esteja associada a benefícios ambientais significativos do ponto de vista das emissões antropogénicas de GEE para a atmosfera, existem outros aspectos ligados com a sua integração no Meio Ambiente que não podem ser negligenciados [Estanqueiro97].

É indispensável que a sua integração no Meio Ambiente seja objecto de um cuidadoso estudo prévio em colaboração com as comunidades locais, na medida em que tem algumas limitações ambientais, permitindo assim manter o apoio da opinião pública a esta forma de energia.

É normalmente referido pelas populações locais que o impacto visual das turbinas, i.e., sistemas eólicos, e o ruído, constituem duas das formas de poluição que mais as afectam.

O impacto visual é uma questão de gosto pessoal; há quem considere que os sistemas eólicos se integram harmoniosamente na paisagem, e há outros que consideram a sua presença intrusiva. Assim, para reduzir o seu impacto visual está perfeitamente justificado o estudo e a construção de sistemas eólicos mais compactos, mediante a redução do número de componentes mecânicos, nomeadamente a ausência da caixa de velocidades.

A outra forma de poluição dos sistemas eólicos é o ruído, nomeadamente de baixa frequência. Este ruído está associado às baixas velocidades do vento, i.e., até 10 m/s, uma vez que para velocidades do vento acima dos 10 m/s o ruído produzido pelo sistema tem a contribuição significativa do próprio ruído do vento. Nos sistemas eólicos há basicamente dois tipos de ruído, o ruído aerodinâmico associado ao atrito das pás da turbina com o vento, e o ruído mecânico associado à caixa de velocidades, ao gerador e aos motores auxiliares [Cárdenas96, Estanqueiro97, Leloudas07].

Embora o ruído de baixa frequência seja caracterizado por uma atenuação espacial rápida, o seu nível tem sido reduzido pela adopção de novos perfis e materiais utilizados nas pás, desenhados para este fim, e também a redução da velocidade de rotação da turbina, para assim cumprir com as restrições internacionais sobre os requisitos acústicos [Estanqueiro97].

Os valores limites de exposição dos requisitos acústicos para uma zona de instalação de um sistema eólico, que a legislação e as normas vigentes definem como zona mista, não devem ser superiores a 65 dB(A), expresso pelo indicador de ruído diurno-entardecer-nocturno L_{den} e a 55 dB(A) expresso pelo indicador de ruído nocturno L_{nd} [NP97, IEC02, DL9/07].

Os intervalos de tempo que indicam os indicadores de ruído abrangem as actividades humanas típicas, estando delimitados nos seguintes termos: o período diurno vai das 7 h às 20 h; o período do entardecer vai das 20 h às 23 h; e o período nocturno vai das 23 h às 7 h [DL9/07].

As zonas mistas correspondem às áreas existentes ou previstas em instrumentos de planeamento territorial eficazes, cuja ocupação seja afectada a outras utilizações, para além das referidas na definição de zonas sensíveis, nomeadamente a comércio e serviços [DL9/07].

As zonas sensíveis correspondem às áreas existentes ou previstas em instrumentos de planeamento territorial como vocacionadas para usos habitacionais, bem como para escolas, hospitais, espaços de recreio e lazer e outros equipamentos colectivos prioritariamente utilizados pelas populações como locais de recolhimento, existentes ou a instalar [DL9/07].

O sistema eólico estudado neste trabalho, de acordo com o catálogo do fabricante Enercon, cumpre com as restrições internacionais sobre os requisitos acústicos na medida em que os indicadores de ruído para uma velocidade do vento de 10 m/s medidos a uma altura de referência de 8 m e calculados segundo a norma ISO 9613-2 têm os valores apresentados na Figura 2.1.

Devido a estas limitações ambientais, é evidente a necessidade de se proceder a um detalhado estudo do impacto ambiental no local onde se pretende efectuar a instalação de sistemas eólicos, devendo ser assumidos alguns cuidados se a região for densamente povoada por mamíferos ou aves, em especial as aves de rapina e as aves de hábitos migratórios.

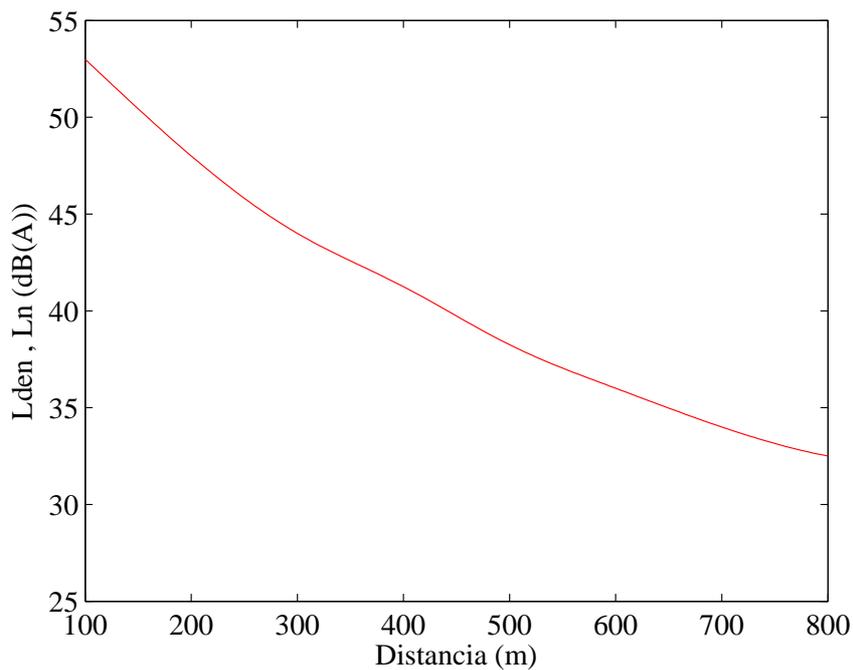


Figura 2.1 – Indicadores de ruído de uma turbina eólica.

[<http://www.enercon.de>]

2.3 Impacte na Rede Eléctrica

O incremento da incidência de geração eólica tem impactes sobre a rede eléctrica que não podem ser ignorados [Erlich07, Eloy-García07], nomeadamente ao nível da estabilidade transitória da rede e da qualidade da energia injectada, em consequência do carácter variável no tempo e não controlável da energia eólica. Desta forma, os operadores da rede são forçados a ajustar o fornecimento de energia eléctrica em função das flutuações do vento e das variações da procura.

A variação da velocidade e direcção do vento com turbulência atmosférica é significativo ao nível dos esforços mecânicos que o sistema eólico fica submetido, afectando o seu funcionamento, pelo que deve ser considerado como um factor determinante nos sistemas eólicos ao ocasionar variações nos padrões de qualidade da rede [Akmatov00, Xing05].

A estabilidade do sistema eléctrico corresponde à capacidade desse sistema para manter o sincronismo e a tensão quando sujeito a graves perturbações transitórias, i.e., variações bruscas das condições de funcionamento do sistema [Cughlan06].

A estabilidade do sistema implica o estudo de modelos matemáticos que integrem tanto quanto possível a dinâmica relevante da realidade dos sistemas eólicos e simulação computacional de forma a ter respostas sobre a qualidade da energia no que respeita ao conteúdo harmónico. Este estudo é uma das contribuições originais desta tese e envolve a simulação computacional da aplicação dos conversores electrónicos de potência aos sistemas eólicos de velocidade variável com GSIP [Melício10a, Melício10b].

A qualidade da energia fornecida aos consumidores constitui um tema que tem ganho uma importância acrescida nos últimos anos, além de ter em atenção os aspectos de continuidade de serviço (fornecimento sem interrupções) e de qualidade da onda, hoje é também sinónima de qualidade comercial (satisfação do cliente com as condições comerciais do fornecimento de energia eléctrica). O conceito de qualidade da energia está indiscutivelmente ligado à nova realidade que se vive no sector eléctrico e à noção do produto electricidade [Baptista09].

A noção do produto electricidade merece uma atenção especial, na medida em que é um produto com características particulares diferentes daquelas que normalmente associamos a bens de consumo, nomeadamente é um produto que não pode ser armazenado, i.e., é um produto que deve ser produzido na exacta medida em que é consumido [Catalão07]. Outra das características particulares do produto electricidade é a possibilidade do consumidor receber este bem ao mesmo tempo que o degrada, contribuindo simultaneamente para degradar a (electricidade) recebida pelos seus vizinhos.

O incremento da incidência da geração eólica constitui então um tema de elevada importância nos últimos anos, na medida em que vai modificar consideravelmente o comportamento dinâmico do sistema eléctrico e pode dar lugar a uma nova estratégia de regulação da frequência do sistema [Peças-Lopes07], além de que, os operadores da rede devem assegurar aos consumidores que a qualidade da energia fornecida não seja comprometida [Carrasco06], nomeadamente a qualidade da onda de tensão e de corrente.

A qualidade da onda de tensão e de corrente está relacionada com as características técnicas da electricidade num dado ponto da rede. Os principais parâmetros eléctricos e os indicadores de qualidade da energia estão descritos nas normas EN 50160-2001, IEC 61000-4-7, IEEE Standard 519-1992 e IEEE Standard 1547-2003, sendo agrupados segundo as suas aplicações.

A versão portuguesa da Norma Europeia EN 50160 define a tensão harmónica U_h como sendo a tensão sinusoidal cuja frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental da tensão de alimentação. A norma indica que, em períodos semanais, 95% dos valores eficazes médios (em 10 minutos) de cada tensão harmónica não devem exceder os valores que estão indicados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Valores máximos das tensões harmónicas.

Harmónicas ímpares				Harmónicas pares	
Não múltiplas de 3		Múltiplas de 3			
harmónica	U_h (%)	Harmónica	U_h (%)	harmónica	U_h (%)
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1.5	4	1
...		
25	1.5	21	0.5	24	0.5

A mesma norma estabelece que o THD para a tensão não deve ultrapassar o valor de 8% [NPEN01].

Neste trabalho é avaliada a qualidade da onda de corrente, no que respeita ao conteúdo harmónico presente na corrente injectada na rede eléctrica, na medida em que o sistema eólico injecta a energia produzida sobre uma rede considerada infinita, sobre a qual não se tem o controlo da qualidade da forma da onda de tensão. Assim, neste trabalho, a qualidade da energia é então definida pela qualidade da onda de corrente injectada na rede no que respeita ao conteúdo harmónico.

No ponto de entrega os operadores da rede devem assegurar de forma continuada aos consumidores uma corrente sinusoidal pura, de amplitude e frequência constantes e desfasamento de 120° entre fases. Desvios relativamente a esta forma de onda pura, ou a sua ausência, implicam uma redução da qualidade da onda de corrente, i.e., a presença de harmónicas na corrente e em consequência uma redução da qualidade da energia. O ponto de entrega é o ponto da rede onde se faz a entrega da energia eléctrica à instalação do cliente ou a outra rede.

A presença de harmónicas é avaliada pelo valor do THD. O THD deve ser mantido tão baixo quanto possível, melhorando assim a qualidade da onda de corrente injectada na rede [Carrasco06], sendo este reconhecido como um problema que afecta a qualidade da onda de corrente injectada na rede pelos modernos sistemas eólicos de velocidade variável [Tentzerakis07].

O THD surgiu como consequência da necessidade de quantificar numericamente as harmónicas presentes na tensão ou na corrente num dado ponto da rede. É uma grandeza adimensional que caracteriza um sinal deformado. O THD é expresso em percentagem da componente fundamental desse sinal [IEEE92], dado por:

$$\text{THD (\%)} = 100 \frac{\sqrt{\sum_{H=2} X_H^2}}{X_F} \quad (2.1)$$

sendo X_H o valor eficaz do sinal com o conteúdo harmónico total (incluindo a componente fundamental), H a harmónica do sinal e X_F o valor eficaz da componente fundamental do sinal. Os máximos valores admissíveis para o THD são dados pelas normas internacionais, podendo ser aplicado à tensão e à corrente. No caso deste trabalho, o THD é a grandeza que caracteriza o conteúdo harmónico da onda de corrente injectada na rede.

O THD está associado ao espectro harmónico, nomeadamente à Transformada Discreta de Fourier (*Discret Fourier Transform*, DFT). O espectro harmónico é um elemento da análise da qualidade da energia, na medida em que não é mais que a decomposição de um sinal nas suas componentes harmónicas, apresentadas na forma de um gráfico de barras, no domínio da frequência [IEC01]. O comportamento harmónico computado pela DFT é dado por:

$$X(k) = \sum_{n=0}^{N-1} e^{-j2\pi kn/N} x(n) \quad \text{para} \quad k = 0, \dots, N-1 \quad (2.2)$$

A fase correspondente a cada uma das harmónicas é dada por:

$$\angle(k) = \tan^{-1} \left(\frac{\Im X(k)}{\Re X(k)} \right) \frac{180}{\pi} \quad \text{para} \quad k = 0, \dots, N-1 \quad (2.3)$$

em que $x(n)$ é o sinal de entrada e $X(k)$ são a amplitude e a fase das diferentes componentes sinusoidais de $x(n)$.

A versão portuguesa da Norma Europeia EN 50 160, sobre a qualidade da energia, tem aplicação aos níveis da baixa tensão (BT) e da média tensão (MT), descrevendo as características principais da tensão de alimentação no ponto de entrega ao cliente, não fazendo qualquer referência explícita ao conteúdo harmónico da corrente injectada na rede por produtores. Apenas estabelece que o THD da tensão no ponto de entrega não deve ultrapassar o valor de 8%.

Por outro lado, dá uma série de definições e valores limites para as diferentes perturbações que podem ter lugar nas redes de BT e MT. No entanto, não define as formas como as medições devem ser levadas a cabo, nem os tempos de medida e valores médios a aplicar [NPEN01].

Na falta de referências específicas de normas para os sistemas eólicos, as normas a utilizar para a limitação de harmónicas na corrente são a IEEE Standard 519-1992 [IEEE92], a IEC 61400-21 [IEC01], a IEC Standard 61000-4-7 [IEC03] e, mais recentemente, tem vindo também a ser seguida a recomendação IEEE Standard 1547-2003 [IEEE03].

A norma IEEE Standard 519-1992 é uma recomendação; a sua aprovação teve como objectivo ser uma referência quanto às causas, efeitos, medidas e controlo de harmónicas nos sistemas de potência. Esta recomendação indica que um produtor de energia eléctrica, no ponto de entrega, não poderá injectar na rede eléctrica (até aos 69 kV) correntes com um valor do THD superior a 5% [IEEE92].

Este valor limite do THD também é adoptado pela recomendação IEEE Standard 1547-2003 [IEEE03], sendo esta a norma que mais recentemente tem vindo a ser seguida para este tipo de aplicações [Carvalho05].

A IEC Standard 61000-4-7 é utilizada para a medição das harmónicas nas correntes e tensões em sistemas de energia eléctrica [IEC03]. Esta norma é considerada como uma referência para medir as emissões harmónicas de sistemas eólicos [Tentzerakis07]. Enquanto que, a norma IEC 61400-21 define a forma de medida e a avaliação da qualidade da energia injectada na rede pelos sistemas eólicos, no ponto de injeção [IEC01].

2.4 Tecnologias dos Geradores

O gerador é o elemento central do sistema eólico, visto que, é o componente a partir do qual se dimensionam todos os restantes elementos do sistema [Amenedo03], estando distribuído por diferentes tecnologias.

As tecnologias dos geradores, instalados em Portugal, reflectem a evolução que se tem verificado nos sistemas eólicos ao longo dos anos. Estão a ser utilizados nos sistemas eólicos em operação três tipos diferentes de tecnologias, i.e., as que utilizam: os GIRG, os GIDA e os GSVV [Rodrigues08].

As configurações dos sistemas eólicos equipados com turbinas de eixo horizontal (TEH), instaladas em Portugal, os tipos de geradores e a sua forma de ligação à rede eléctrica estão indicadas na Tabela 2.2 [Slootweg03d, Baroudi07].

Tabela 2.2 – Configurações dos sistemas eólicos instalados em Portugal.

Tipo de TEH	Tipo de gerador	Ligação à rede eléctrica
Velocidade constante	GIRG	Directa
Velocidade semi-variável	GIRG	Conversores de potência
Velocidade variável	GIRG	Directa
	GIDA	Conversores de potência no rotor
	GSVV	Conversores de potência

Das configurações indicadas na Tabela 2.2, apenas a configuração da TEH com velocidade de rotação semi-variável, com controlo de potência do tipo *pitch*, equipada com o GIRG, ligada à rede eléctrica através de conversores electrónicos de potência, não existe em operação em Portugal [Rodrigues04].

Os sistemas eólicos disponíveis em Portugal podem ser divididos em duas classes: os de velocidade de rotação constante, ou de velocidade de rotação aproximadamente constante/frequência constante, e os de velocidade de rotação variável/frequência constante.

Contrariamente ao que a denominação faz supor, ambos conduzem à operação do sistema com velocidade de rotação variável, embora a última o possa fazer numa gama de velocidades bastante mais alargada [Estanqueiro97].

O sistema de velocidade de rotação constante mais antigo, i.e., construído até os finais dos anos 80 do século passado, está equipado com uma TEH, com controlo de potência do tipo *stall* e um GIRG. O sistema de velocidade de rotação constante mais moderno está equipado com uma TEH, com controlo de potência do tipo *pitch*. A configuração do sistema eólico de velocidade de rotação constante directamente ligado à rede eléctrica [Slootweg03d] é apresentada na Figura 2.2.

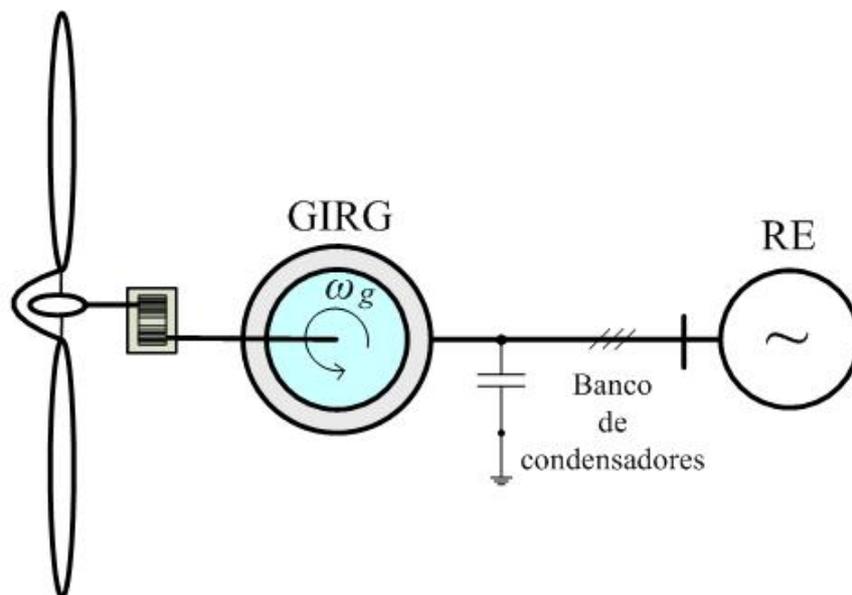


Figura 2.2 – Configuração do sistema directamente ligado à rede.

Este sistema tem uma caixa de velocidades no veio entre a turbina e o gerador, como órgão mecânico que liga o rotor da turbina com o rotor do gerador. A caixa de velocidades tem uma relação de transformação constante, permitindo que a velocidade de rotação do gerador seja superior à velocidade de rotação da turbina [Baroudi07].

Assim, nesta configuração, o sistema eólico tem uma velocidade de rotação aproximadamente constante, já que a variação da velocidade de rotação em relação à velocidade de sincronismo do gerador é muito pequena, sendo as variações da velocidade de rotação contabilizadas pelo escorregamento do gerador.

Utilizando a convenção de notação de motor, os GIRG funcionam como geradores nas situações em que a velocidade de rotação do rotor é superior à velocidade de rotação do campo girante, i.e., para escorregamentos negativos. O campo electromagnético essencial para a conversão de energia mecânica em energia eléctrica é estabelecido através do estator do gerador. Tal facto implicaria que o gerador absorvesse sempre potência reactiva da rede eléctrica.

Assim, este tipo de gerador está sempre equipado com bancos de condensadores de forma a compensar o seu factor de potência [Amenedo03].

Na década de 90 do século passado começaram a ser instalados em Portugal os primeiros sistemas eólicos de velocidade variável, equipados com um GIDA ou com um GSVV. O GIDA, é uma tecnologia também designada na literatura por (*double fed induction generator*, DFIG) ou (*double output induction generator*, DOIG).

Os sistemas de velocidade variável estão constituídos por uma TEH de velocidade variável, com controlo de potência do tipo *pitch*. O sistema eólico equipado com um GIDA tem uma caixa de velocidades no veio entre a turbina e o gerador. Dependendo do fabricante, a caixa de velocidades pode ser de relação de transformação constante ou de relação de transformação variável [Amenedo03].

O GIDA é mais complexo que o GIRG, e portanto mais dispendioso, requerendo também maior manutenção [Baroudi07].

O estator do gerador está directamente ligado à rede eléctrica, enquanto que o rotor está ligado à rede eléctrica através de conversores electrónicos de potência. A configuração do sistema eólico de velocidade de rotação variável constituído por um GIDA [Slootweg03d] é apresentada na Figura 2.3.

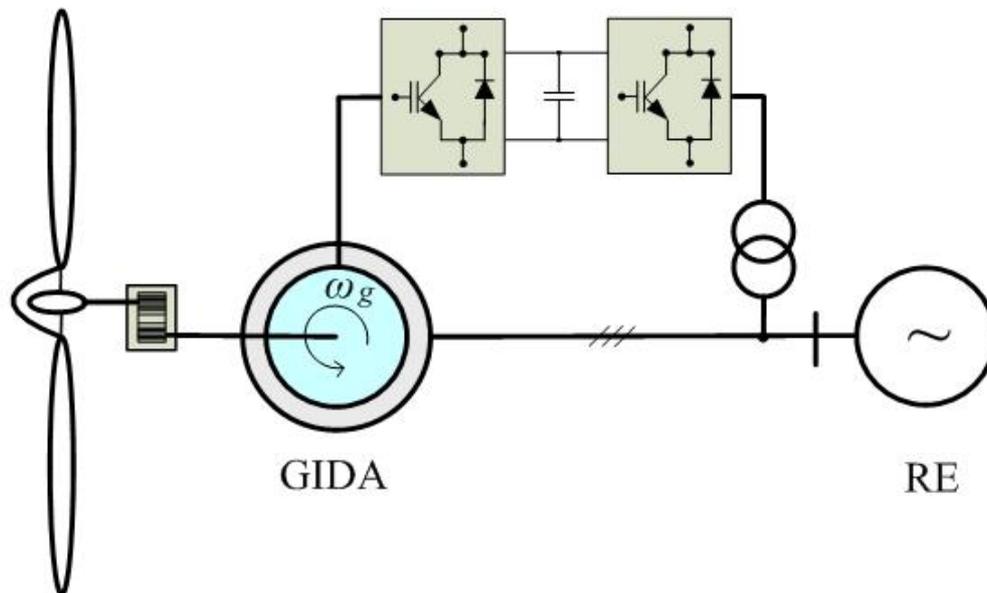


Figura 2.3 – Configuração do sistema constituído por um GIDA.

Neste sistema eólico, o conversor electrónico de potência é desenhado para uma fracção da ordem de 20% a 30% da potência nominal do sistema [Baroudi07].

Este sistema funcionando para velocidades de rotação do GIDA acima da velocidade de sincronismo, i.e., para escorregamentos negativos, possibilita extrair energia pelo rotor, sendo este modo de funcionamento denominado por super-síncrono [Lubosny03]. O modo de funcionamento super-síncrono é apresentado na Figura 2.4.

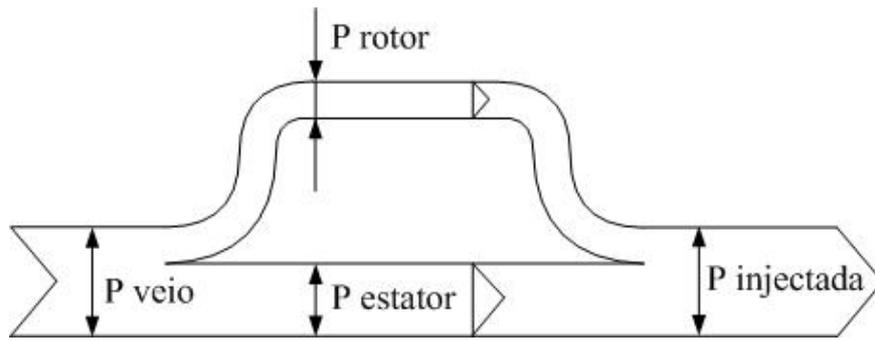


Figura 2.4 – Modo de funcionamento super-síncrono.

Este sistema funcionando para velocidades de rotação do GIDA abaixo da velocidade de sincronismo, i.e., para escorregamentos positivos, implica que o gerador trabalha no modo de funcionamento denominado por sub-síncrono, sendo uma parte da energia fornecida pelo estator desviada para o rotor [Lubosny03]. O modo de funcionamento sub-síncrono é apresentado na Figura 2.5.

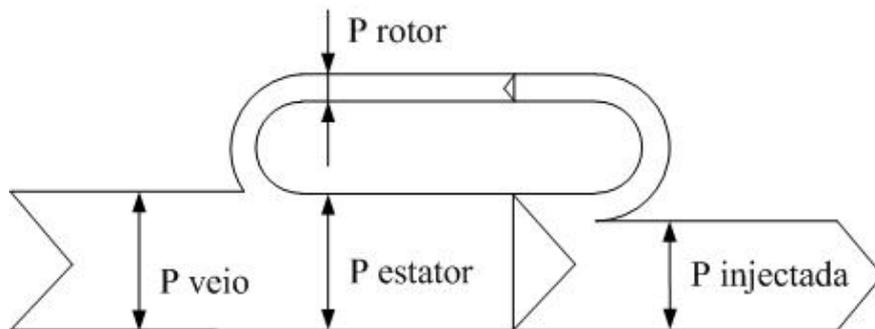


Figura 2.5 – Modo de funcionamento sub-síncrono.

Por último, o sistema eólico com um GSVV. Este sistema está equipado com uma TEH, directamente ligada a um GSVV multipolar, estando ligado à rede através de conversores electrónicos de potência. Nesta configuração do sistema eólico não há necessidade de usar uma caixa de velocidades no veio, entre o rotor da turbina e o rotor do gerador, i.e., a turbina funciona numa configuração directamente ligada ao gerador.

A configuração do sistema eólico de velocidade variável equipado com um GSVV [Slootweg03d] é apresentada na Figura 2.6.

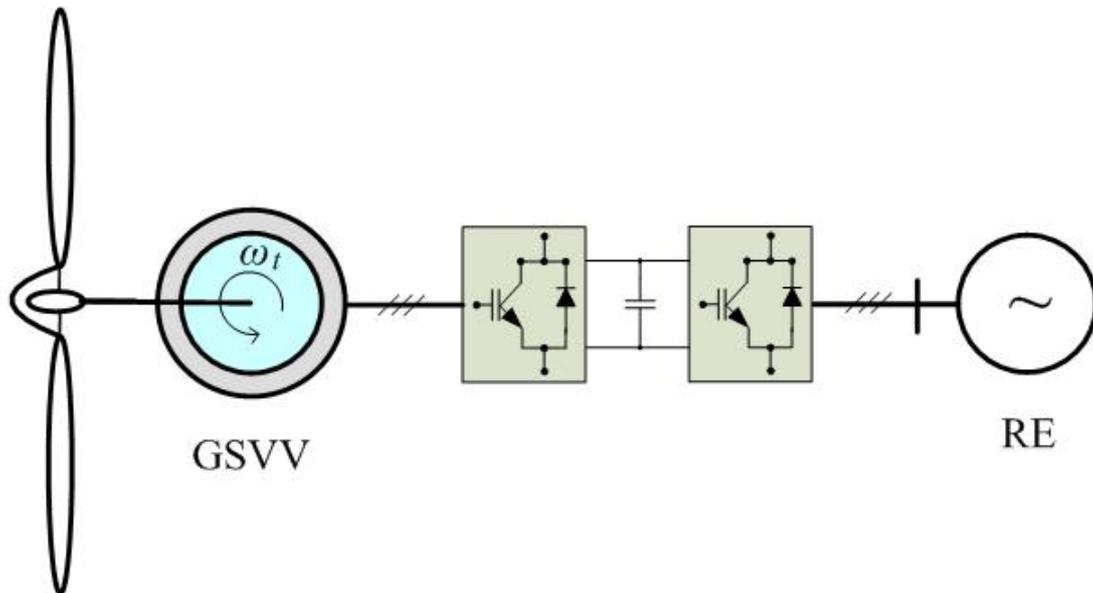


Figura 2.6 – Configuração do sistema constituído por um GSVV.

O desenvolvimento dos semicondutores de potência fomentou o interesse nos conversores electrónicos de potência constituídos por díodos ou tiristores. Embora os díodos ou os tiristores sejam muito utilizados numa ampla gama de aplicações, sobretudo desempenhando funções como conversores de interligação à rede eléctrica, o seu emprego é muito atractivo devido à sua robustez, economia e simplicidade, i.e., não necessitam de um circuito de comando [Pires00].

Contudo, não são normalmente utilizados nos sistemas eólicos por terem o inconveniente de serem fontes de emissões de harmónicas para a rede, não cumprindo com os padrões internacionais sobre emissões de harmónicas [Baroudi07].

O desenvolvimento dos semicondutores de potência de corte comandado nas últimas décadas do século passado levou ao maior interesse nos conversores electrónicos de potência com um ou mais estágios de processamento de energia [Cruz09].

Os conversores electrónicos de potência constituídos por dispositivos semicondutores de corte comandado permitem melhorar a eficiência do processo de conversão de energia [Pinto03]. Os dispositivos semicondutores mais utilizados nestes conversores são os denominados transístores IGBT desempenhando a função de interruptores. Estes conversores permitem cumprir com os padrões internacionais sobre emissões de harmónicas para a rede eléctrica [Barros08]. Nos sistemas eólicos de velocidade variável a utilização de conversores electrónicos de potência de corte comandado principiou com o uso do conversor de dois níveis, tendo este uso permanecido até à actualidade. No entanto, existem estudos sobre sistemas eólicos recorrendo ao uso do conversor multinível e, mais recentemente, ao uso do conversor matricial [Baroudi07].

Os conversores de dois níveis e multinível não estão constituídos integralmente por dispositivos semicondutores, na medida em que utilizam elementos armazenadores de energia entre o rectificador e o inversor. Os dispositivos semicondutores que estes conversores utilizam são os IGBT's, desempenhando a função de interruptores unidireccionais.

O conversor matricial é constituído quase integralmente por interruptores de potência de corte comandado bidireccionais, dispensando o uso de elementos armazenadores de energia. Os interruptores de potência bidireccionais que este conversor utiliza são os IGBT's, desempenhando a função de interruptores bidireccionais. O trânsito bidireccional de energia é conseguido utilizando interruptores de potência de corte comandado unidireccionais, numa configuração cujo comportamento os aproxima a interruptores bidireccionais.

Por questões que têm a ver, essencialmente, com a maximização do rendimento do conversor matricial, têm sido privilegiadas as configurações para as quais o número de semicondutores em condução é mínimo, como é o caso da configuração dos interruptores, em anti-série ou em anti-paralelo [Holmes92, Matsuo96, Pinto03, Pinto07].

Na configuração em anti-série os semicondutores habitualmente utilizados são os PT-IGBT com ligação em colector ou em emissor comum, enquanto que na ligação em anti-paralelo os semicondutores habitualmente utilizados são NPT-RB-IGBT, para aplicações em potências cada vez mais elevadas [Pinto03]. Neste trabalho, é utilizada a configuração constituída por dois interruptores unidireccionais de corte comandado ligados em anti-paralelo a dois díodos desempenhando a função de um interruptor bidireccional, que é apresentado na Figura 2.7.

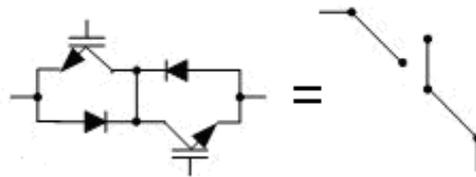


Figura 2.7 – Configuração do interruptor bidireccional.

2.5 Legislação Técnica da Ligação à Rede

A legislação técnica em vigor para a ligação dos sistemas eólicos à rede teve a sua origem com o [DL189/88] e, posteriormente, com as alterações introduzidas pelo [DL168/99]. Em ambos Decretos-Lei são estabelecidas as condições técnicas gerais e as condições técnicas especiais da ligação às redes do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP).

Relativamente ao factor de potência, o [DL189/88] e o [DL168/99] estabelecem que o factor de potência da energia fornecida por geradores assíncronos durante as horas cheias e de ponta não será inferior a 0.85 indutivo, para o que o produtor instalará as baterias de condensadores que forem necessárias.

Enquanto que os geradores síncronos poderão manter um factor de potência entre 0.8 indutivo e 0.8 capacitivo perante variações na tensão da rede pública dentro dos limites legais que constarem da concessão da rede pública.

O [DL312/01], dito de Decreto-Lei dos pontos de ligação, e o Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia Eléctrica da Direcção Geral de Energia, que entrou em vigência em Abril de 1990, alteram os procedimentos administrativos para a ligação de centros produtores do Sistema Eléctrico Independente (SEI) às redes do SEP, eliminando as restrições presentes nos articulados dos Decretos-Lei precedentes.

Relativamente à potência de ligação das instalações de Produção em Regime Especial com origem em Recursos Renováveis (PRE-R), o [DL168/99] indica que a potência de ligação deve estar limitada a 8% da potência de curto-circuito no ponto de interligação, enquanto que o [DL189/88] indicava um limite ainda mais conservador de 5%.

Relativamente à ligação dos geradores o [DL168/99] estabelece que o gerador síncrono não introduz perturbações na rede, desde que sejam tomadas todas as providências necessárias, i.e., tensões sinusoidais, em fase, com a mesma amplitude e frequência. Os desvios máximos admissíveis a respeitar na ligação dos geradores síncronos são os indicados na Tabela 2.3 [DL168/99].

Tabela 2.3 – Desvios máximos admissíveis na ligação de geradores síncronos.

Grandezas	Potência do gerador	
	Até 500 kVA	Maior que 500 kVA
Tensão	± 0.1 pu	± 0.08 pu
Frequência	± 0.3 pu	± 0.2 pu
Fase	$\pm 20^\circ$	$\pm 10^\circ$

Nos geradores assíncronos a queda de tensão transitória devida à ligação, i.e., arranque destes deverá ser inferior a 5% no caso das mini-hídricas, enquanto que para os sistemas eólicos deverá ser inferior a 2%.

É assumido que esta distinção se deve ao facto dos sistemas eólicos serem fontes não controláveis, os seus arranques são mais frequentes que os das mini-hídricas, que têm uma operação mais estável. O [DL168/99] estabelece também que o número de ligações dos sistemas eólicos à rede não pode exceder uma por minuto.

A queda de tensão, a que indica o [DL168/99], é devida ao pico de arranque dos motores de indução, que pode atingir cerca de seis a sete vezes o valor da corrente nominal.

Para obrigar a redução da corrente de arranque, a legislação estabelece que o paralelo de geradores assíncronos com a rede só possa ser realizado depois de atingidos: 90% da velocidade síncrona, para os geradores com potência inferior a 500 kVA, e 95% da velocidade síncrona nos restantes casos.

A legislação também indica a possibilidade de auto-excitação dos geradores assíncronos na eventualidade de faltar a tensão na rede. Neste caso, os sistemas eólicos devem estar equipados com dispositivos de controlo, que desliguem automaticamente os bancos de condensadores.

Contudo, estes dispositivos de controlo são complexos, pelo que não se revela uma solução competitiva com o gerador síncrono [Jesus07].

Nas horas de ponta e cheias, os PRE-R devem fornecer à rede energia reactiva, no valor mínimo de 40% da energia activa fornecida. A energia reactiva em défice neste período será paga pelo PRE-R segundo o tarifário em vigor para a energia reactiva indutiva, no nível de alta tensão (AT).

Nas horas de vazio, os PRE-R não devem fornecer à rede energia reactiva. Se o fizerem, a mesma será cobrada pelo tarifário em vigor para a energia reactiva capacitiva, no nível de AT.

Entretanto, algumas medidas foram introduzidas no Anexo II do [DL168/99], no sentido de suavizar disposições como:

- o regime de fornecimento de energia reactiva nos períodos fora do vazio pode ser alterado, mas a responsabilidade por esta iniciativa foi atribuída exclusivamente ao distribuidor público;
- a instalação de baterias de condensadores necessárias ao fornecimento da energia reactiva (no caso da utilização de geradores assíncronos) passou a poder ser realizada em local mais apropriado da rede de distribuição, desde que o produtor suporte o respectivo custo e o distribuidor concorde com a solução;
- o excesso de energia reactiva fornecida à rede nos períodos fora do vazio, relativamente ao valor de referência de 40% da energia activa injectada, passou a ser remunerado pelo tarifário em vigor para a energia reactiva indutiva no nível de AT.

Os tarifários referidos para a compra/venda de energia reactiva são aplicáveis durante os primeiros 144 meses de exploração das centrais renováveis, após o que vigorará o tarifário correspondente ao nível de muito alta tensão (MAT).

As disposições legais têm indicações de carácter geral relativamente às protecções, tais como:

- as centrais renováveis devem ser desligadas rapidamente quando ocorrem defeitos;
- as protecções da instalação de produção de origem renovável devem ser coordenadas com as da rede receptora, para que os defeitos que ocorram quer de um quer de outro lado sejam correctamente isolados de forma selectiva, em particular no caso de existirem equipamentos de re-engate automático da rede pública;
- as centrais renováveis devem ser automaticamente desligadas quando falta a tensão da rede pública, de modo a garantir a segurança das operações de manutenção e reparação.

Neste caso, a religação do PRE-R só poderá ser efectuada três minutos após a reposição da rede pública, depois da tensão da rede ter atingido pelo menos 80% do seu valor nominal, com intervalos de quinze segundos entre os grupos geradores de uma mesma central.

A legislação indica ainda que a ligação dos PRE-R a redes de AT e MT será realizada por intermédio de um transformador, em que um dos enrolamentos esteja ligado em triângulo. Evita-se assim que a instalação de PRE-R contribua para aumentar a corrente de defeito à terra da rede receptora, a qual é limitada pelo regime de neutro desta rede na subestação respectiva. No caso da ligação em BT, os neutros do gerador e da rede de BT devem estar ligados e o dispositivo que interrompe a ligação entre a central e a rede receptora deverá interromper também a ligação do neutro.

Por último o regime de neutro: a legislação estabelece que o regime de neutro de uma instalação de PRE-R deve ser concordante com o da rede pública a que está ligada.

2.6 Regime Jurídico

Em 1988 a publicação do [DL189/88], da Portaria n.º 445/88 e da Portaria n.º 958/89 do Ministério do Planeamento e da Administração do Território e da Indústria e Energia, abriram a actividade de produção independente de energia eléctrica a pessoas singulares ou colectivas de direito público ou privado, desde que o estabelecimento industrial de produção de energia não ultrapasse a potência instalada de 10 MW.

O [DL189/88] sofreu posteriores alterações através do [DL313/95] e do [DL168/99]. Nomeadamente, o [DL168/99] veio alterar:

- o tarifário aplicável à venda da energia eléctrica a partir de recursos renováveis, estabelecendo os princípios necessários à internalização dos benefícios ambientais proporcionados por essas instalações, permitindo a implementação de tarifas habitualmente designadas por tarifas verdes;
- a reorganização do processo de regulamentação, concentrando neste diploma as disposições gerais, o estabelecimento de princípios e a definição de direitos e deveres;
- a alteração dos mecanismos conducentes à definição dos pontos de interligação das instalações de produção, de forma a assegurar uma maior transparência dos procedimentos e a garantir uma mais completa equidade de tratamento dos diversos promotores, ao mesmo tempo que são limitadas as situações em que, havendo em carteira projectos que tornam indisponíveis certos pontos de interligação, não existem condições para concretizar, de imediato, a construção das respectivas instalações.

Entretanto, as novas bases de organização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) foram publicadas no Decreto-Lei n.º 182/95 ao Decreto-Lei n.º 188/95.

Uma das principais inovações da legislação foi a criação de uma entidade reguladora independente, a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE), com competência para produzir regulamentação do sector eléctrico e publicar tarifas da energia eléctrica fornecida pela entidade concessionária da Rede Nacional de Transportes (RNT) e pelos distribuidores vinculados.

A publicação do Regulamento Tarifário (ERSE1), Regulamento de Relações Comerciais (ERSE2) e o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (ERSE3), foi efectuada durante o ano de 1998 e a fixação das tarifas foi exercida pela primeira vez em 1999.

Na revisão da regulamentação da produção de energia eléctrica em regime especial, feita em 1999, foram publicados o [DL168/99], que passou a reger a actividade de produção de energia eléctrica do SEI mediante a utilização de recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, e o Decreto-Lei n.º 538/99, que estabelece as disposições relativas à actividade de cogeração.

No final de 2001, a produção de energia eléctrica em regime especial sofreu uma nova alteração com a publicação do [DL312/01], conhecido pelo decreto-lei dos pontos de ligação, que altera os procedimentos administrativos para a ligação de centros produtores do SEI às redes do SEP, com o objectivo de melhorar a gestão da capacidade de recepção. O [DL313/01] revê as disposições relativas à actividade de cogeração, no sentido de propiciar o desenvolvimento de novas instalações. O [DL339C/01] actualiza o tarifário de venda de energia eléctrica de origem renovável à rede pública de energia eléctrica, introduzindo uma remuneração diferenciada por tecnologia e regime de exploração para todos os agentes envolvidos, para que seja possível desenvolver acções paralelas, encurtando tempos e, se necessário, accionar os mecanismos previstos na lei geral quando as respostas tardam.

Em Abril de 2003, com a publicação da Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/03, as energias renováveis tiveram um novo incentivo. Numa decisão inédita em Portugal, o Conselho de Ministros estabelece a meta de instalar em Portugal a potência eólica de 3750 MW até 2010. Esta meta é mais ambiciosa que os 3000 MW propostos na Directiva das Renováveis. No espírito da Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/03 é visível que o sector da energia se reveste de importância vital para a economia nacional. Dois anos mais tarde a Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/05 apresentou a Estratégia Nacional para a Energia, substituindo assim a Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003, estabelecendo a meta de instalar em Portugal a potência eólica de 5100 MW até 2012.

Na Estratégia Nacional para a Energia, ratificada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 1/08, foi previsto o reforço das energias renováveis, pelo que a meta para a produção de electricidade a partir de energias renováveis passou de 39% para 45% do consumo em 2010, nomeadamente a energia eólica aumentou em 1950 MW a meta de capacidade a instalar até 2012.

O Governo considera que a política energética portuguesa assenta sobre três eixos estratégicos, nomeadamente: assegurar a segurança do abastecimento nacional; fomentar o desenvolvimento sustentável e promover a competitividade nacional.

Assim é importante o apoio das Autoridades para o desenvolvimento das energias renováveis em Portugal, incentivando o consumo de energias ambientalmente limpas e a gestão da procura de energia, nomeadamente pela promoção da inovação tecnológica e de aumento da eficiência da utilização da energia, facultando a concretização dos objectivos do Protocolo de Quioto e das decisões sucedâneas nomeadamente as da Conferência do Clima realizada em Copenhaga.

Embora, nesta conferência se tenha unicamente obtido um acordo, Acordo de Copenhaga, onde a maioria dos países aceitou desenvolver novos esforços institucionais e elaborar uma lista nacional de objectivos de mitigar as emissões antropogénicas de dióxido de carbono, sem ser definida uma meta global. Para além do Acordo de Copenhaga, outra decisão importante foi que deve prosseguir a discussão acerca da continuação do Protocolo de Quito após 2012.

2.7 Organização do Sector Eléctrico Nacional

A primeira grande reestruturação do sector eléctrico nacional ocorreu em 1995 com a publicação do Decreto-Lei n.º 182/95 ao Decreto-Lei n.º 188/95, quando foi estabelecida no quadro do SEN, a coexistência de um SEP e de um SEI, sendo este último organizado segundo os princípios orientadores de uma lógica de mercado.

Mais recentemente, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/05 aprovou a Estratégia Nacional para a Energia, onde se estabelece o aprofundamento da liberalização iniciada em 1995 e a promoção da concorrência nos mercados energéticos. O [DL29/06] concretiza a Estratégia Nacional para a Energia, estabelecendo as novas bases em que assenta a organização do SEN.

No [DL29/06] e em legislação posterior, designadamente, o [DL172/06] e o [DL264/07], são estabelecidos os princípios de organização e funcionamento do SEN, bem como as regras gerais aplicáveis ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, e, ainda, a organização dos mercados de electricidade. Ficam assim transpostos para a legislação nacional os princípios da Directiva 2003/54/CE do Parlamento e Conselho, que tinha por finalidade a criação de um mercado livre e concorrencial na área da energia.

Em contraposição com o anterior regime de 1995, estabelecido no Decreto-Lei n.º 182/95, o novo quadro legal estabelece um sistema eléctrico nacional integrado, em que as actividades de produção e comercialização são exercidas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de licença, e as actividades de transporte e distribuição são exercidas mediante a atribuição de concessões de serviço público. A organização geral do SEN, conforme estabelecida no [DL29/06] é apresentada na Figura 2.8.

A produção de electricidade engloba a classificação de produção em regime ordinário (PRO), relativa à produção de electricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores híbridos, e a PRE, relativa à cogeração e à produção de electricidade a partir da utilização de fontes de energia renováveis. Ao exercício desta actividade está subjacente a garantia de abastecimento, no âmbito do funcionamento de um mercado liberalizado. O acesso à actividade é livre, cabendo aos interessados a respectiva iniciativa. Fica abandonada assim, a lógica do planeamento centralizado dos centros electroprodutores, assente numa optimização baseada nos custos variáveis de produção de cada centro electroprodutor, sendo introduzida uma optimização que resultará de uma lógica de mercado.

Ao Estado cabe a criação das condições adequadas ao desenvolvimento do referido mercado de electricidade. No entanto, ao Estado fica também atribuída a função de suprir as falhas de mercado, assumindo uma posição de garante do abastecimento de electricidade, através da monitorização permanente do sector eléctrico. No caso de se verificar que a iniciativa privada não está a assegurar as capacidades de produção necessárias, compete ao Estado, através de concurso público, promover as condições para que tal abastecimento seja garantido.

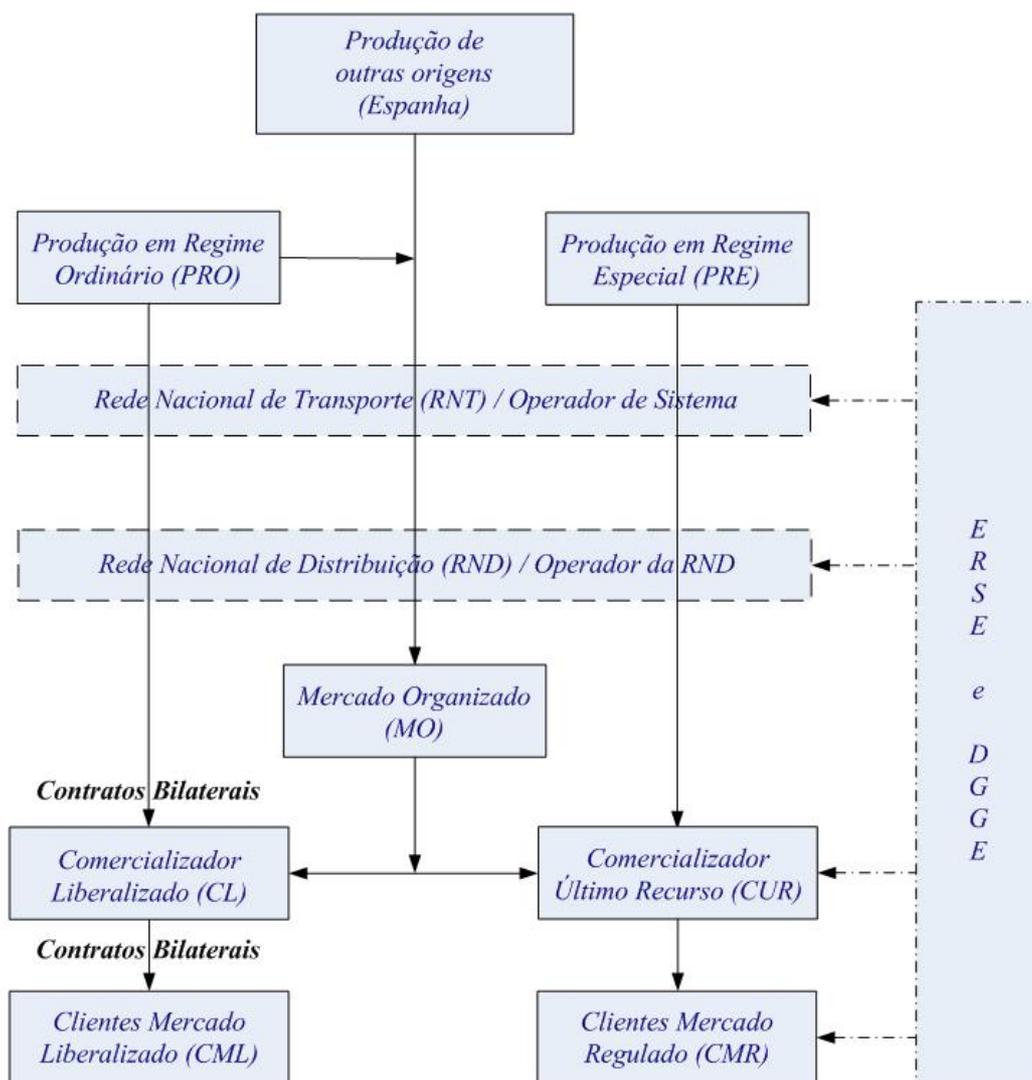


Figura 2.8 – Organização geral do SEN.

Os produtores de electricidade PRO podem vender a electricidade produzida através da celebração de contratos bilaterais com clientes finais e com comercializadores de electricidade, ou através da participação nos mercados organizados, designadamente o Mercado Ibérico de Energia (MIBEL). Os PRE-R gozam do direito de vender a electricidade que produzem ao comercializador último recurso (CUR). Tanto uns como outros podem igualmente fornecer serviços de sistema, através da celebração de contratos com o operador de sistema, ou através da participação em mercados organizados para este efeito.

A actividade de transporte de electricidade é exercida mediante a exploração da RNT, a que corresponde uma única concessão exercida em exclusivo e em regime de serviço público. A exploração da RNT integra a função de gestão técnica global do sistema, assegurando a coordenação sistémica das instalações de produção e de distribuição, tendo em vista a continuidade e a segurança do abastecimento e o funcionamento integrado e eficiente do sistema, i.e., função de operador de sistema. A concessionária da RNT está relacionada comercialmente com os utilizadores das respectivas redes, tendo direito a receber pela utilização destas e pela prestação dos serviços inerentes uma retribuição por aplicação de tarifas reguladas.

A distribuição de electricidade é processada através da exploração da rede nacional de distribuição (RND). Esta rede é explorada mediante uma única concessão do Estado, exercida em exclusivo e em regime de serviço público.

As principais competências da entidade concessionária da RND consistem em assegurar a exploração e manutenção da rede de distribuição em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço, bem como gerir os fluxos de energia eléctrica na rede, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes a que esteja ligada e com as instalações dos clientes, no quadro da gestão técnica global do sistema, i.e., a função de operador da rede de distribuição.

Também a concessionária da RND se relaciona comercialmente com os utilizadores das respectivas redes, tendo direito a receber uma retribuição por aplicação de tarifas reguladas. O operador de rede de distribuição não pode adquirir electricidade para comercialização.

A actividade de comercialização da energia eléctrica é livre, ficando, contudo, sujeita a atribuição de licença onde se define o elenco dos direitos e dos deveres na perspectiva de um exercício transparente da actividade.

No exercício da sua actividade, os comercializadores podem livremente comprar e vender a energia eléctrica. Para o efeito, têm o direito de acesso às redes de transporte e de distribuição mediante o pagamento de tarifas reguladas. Os consumidores podem, nas condições do mercado, escolher livremente o seu comercializador, não sendo a mudança onerada do ponto de vista contratual.

O exercício da actividade de comercialização de energia eléctrica consiste na compra e venda de energia eléctrica para comercialização a clientes finais ou outros agentes, através da celebração de contratos bilaterais ou da participação em outros mercados. Para protecção dos consumidores é definido também um serviço universal, caracterizado pela garantia do fornecimento em condições de qualidade e continuidade de serviço e de protecção quanto a tarifas e preços.

É consagrada a figura do CUR, ou comercializador regulado, com o objectivo de assegurar a todos os consumidores o fornecimento de energia eléctrica.

O CUR deve adquirir obrigatoriamente a energia eléctrica produzida pelos PRE-R e pode adquirir energia eléctrica para abastecer os seus clientes em mercados organizados, designadamente o MIBEL, ou através de contratos bilaterais mediante a realização de concursos, ou ainda em leilões de âmbito ibérico.

As actividades de transporte, distribuição, comercialização de energia eléctrica de último recurso e de operação logística de mudança de comercializador estão sujeitas a regulação, exercida pelo Regulador energético por intermédio da ERSE. A segurança do abastecimento é garantida pelo Estado, a quem compete a monitorização da segurança do abastecimento por intermédio da Direcção-Geral de Geologia e Energia (DGGE).

A organização do SEN assenta, portanto, na coexistência de um mercado liberalizado e de um mercado regulado. Os agentes económicos têm a opção de estabelecer relações contratuais com o CUR, ao abrigo das condições aprovadas pela ERSE, ou negociar outras condições directamente com os comercializadores que actuam no mercado liberalizado.

2.8 Conclusões

A incorporação de fontes de energias renováveis é uma medida importante na prossecução do objectivo de mitigar as emissões antropogénicas de GEE para a atmosfera, visando as preocupações que advieram quer do Protocolo de Quioto, quer das decisões sucedâneas nomeadamente provenientes da Conferência do Clima realizada em Copenhaga. A energia eólica é uma fonte de energia não controlável. Pelo que, os sistemas ligados à rede eléctrica o seu incremento origina impactes sobre a operação da rede, que têm que ser devidamente estudados, implicando estudos de simulação dinâmica e do conteúdo harmónico da energia injectada. O conteúdo harmónico deve ser mantido tão baixo quanto possível, melhorando a qualidade da onda de corrente injectada na rede.

CAPÍTULO

3

Modelação do Sistema Eólico

Neste capítulo é apresentada a modelação do sistema eólico ligado a uma rede eléctrica, assumindo respectivamente que a velocidade do vento não apresenta perturbações ou apresenta perturbações. O sistema eólico é constituído por: uma turbina eólica de velocidade variável; um sistema de transmissão que será descrito respectivamente por um veio de uma, duas ou três massas; um gerador síncrono com excitação assegurada por meio de ímanes permanentes; um conversor electrónico de potência, descrito respectivamente por um conversor de dois níveis, um conversor multinível, ou um conversor matricial.

3.1 Introdução

Os componentes mecânicos, eléctricos e de controlo das TEH estão encerrados num invólucro dito de cabine ou *nacelle*. A *nacelle* assenta no cimo da torre por intermédio duma placa rotativa que permite orientar o eixo da turbina segundo a direcção do vento (*yaw*). A torre é em geral fabricada em betão ou em chapa de aço calandrada, permitindo colocar o eixo da turbina a uma altura suficiente. A torre fabricada com chapa de aço calandrada é, em geral, constituída por vários troços ligados entre si por juntas aparafusadas de modo a obter uma forma cónica de diâmetro decrescente com a altura. A altura da torre é situada dentro da camada limite atmosférica: em geral, dentro desta camada a velocidade do vento, i.e., escoamento aumenta com a altitude [Harrison00]. O perfil de velocidade do vento nesta camada é do tipo apresentado na Figura 3.1.

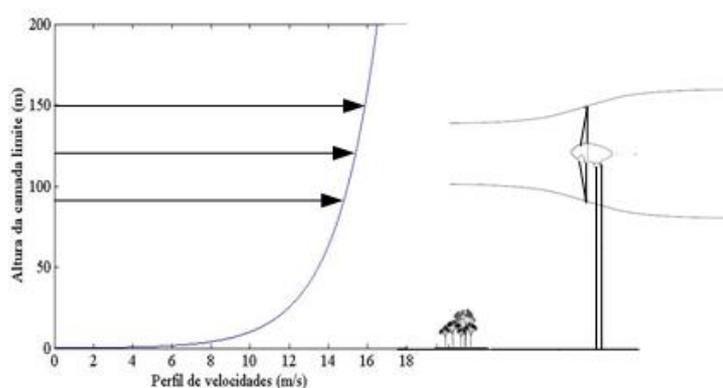


Figura 3.1 – Perfil de velocidades na camada limite atmosférica e escoamento no tubo de corrente.

A torre que suporta a turbina deverá ser suficientemente alta para que o escoamento disponível seja uniforme no tubo de corrente de escoamento definido pelas pás.

Contudo, essa altura poderá implicar um elevado preço para a torre, visto que, poderá ser demasiado elevada. Assim, a determinação da altura a adoptar para a torre resulta de um compromisso entre a pretensão de se obter um perfil de velocidades do escoamento disponível o mais uniforme possível no tubo de corrente de escoamento e o preço admissível associado com a altura da torre. A zona normalmente utilizada para as turbinas eólicas é a que se estende até à altura de 100 m. Nesta zona, a topografia do terreno e a rugosidade do solo condicionam o perfil de velocidades do vento. Esta velocidade do vento segue o perfil apresentado pela lei logarítmica de Prandtl [Harrison00], sendo dada por:

$$u(z) = u(z_R) \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_R}{z_0}\right)} \quad (3.1)$$

sendo $u(z)$ a velocidade média do vento à altura z , z_R a altura de referência e z_0 o comprimento característico da rugosidade do solo.

Na literatura especializada a configuração da turbina mais comum é designada por *upwind* [Spooner96]. Nesta configuração, as três pás estão situadas a montante da torre e posicionadas de forma equilibrada num plano perpendicular ao rotor, formando ângulos de 120°, funcionando para velocidades do vento u compreendidas entre os valores de arranque (*cut-in*) da ordem dos 2.5 m/s e de paragem (*cut-out*) da ordem dos 25 m/s. A configuração da turbina eólica mais comum é apresentada na Figura 3.2.

Na configuração *upwind*, o vento que atravessa a área do rotor não é perturbado pela torre, o que já não sucede com a opção *downwind*, em que as pás estão situadas a jusante da torre, pelo que neste caso o vento incidente é perturbado pela torre antes de atravessar a área do rotor da turbina [Amenedo03].

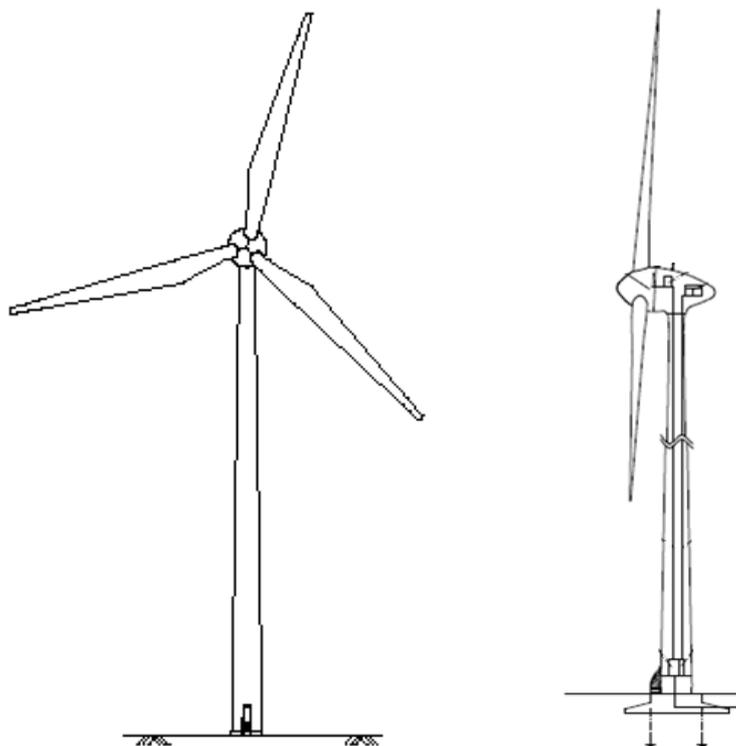


Figura 3.2 – Configuração da turbina eólica mais comum
(Fonte: <http://www.enercon.de>).

O sistema eólico em estudo usa a configuração da turbina mais comum, sendo constituído por: uma turbina eólica de velocidade variável, tendo como sistema de transmissão um rotor que será descrito pela consideração de modelos com concentração de massas, respectivamente, por uma, duas ou três massas; um GSIP; um conversor electrónico de potência, sendo descrito respectivamente pela consideração de modelos de um conversor de dois níveis, de um conversor multinível ou de um conversor matricial. Neste sistema eólico não há necessidade de usar uma caixa de velocidades ou conversor de binário entre a turbina e o GSIP como órgão mecânico de transmissão. Assim, o cubo do rotor da turbina e o gerador estão directamente ligados entre si através do veio, conforme se apresenta na Figura 3.3.

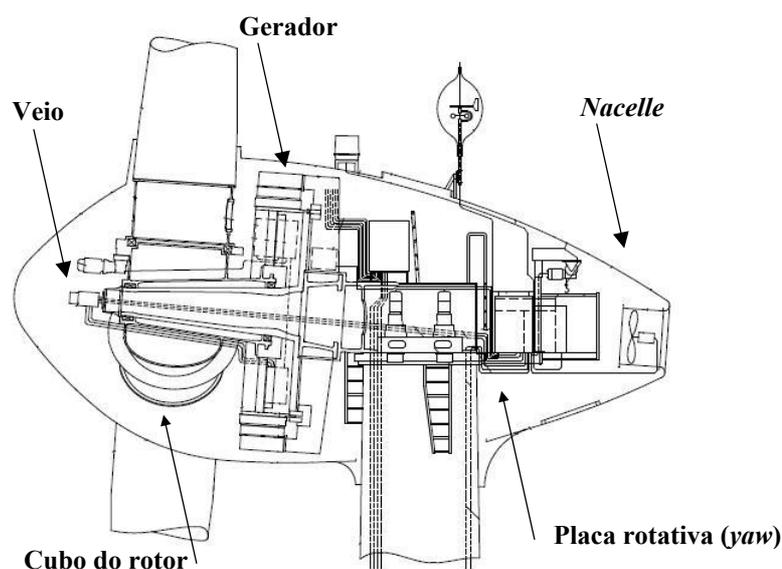


Figura 3.3 – Configuração da *nacelle* do sistema eólico sem caixa de velocidades

(Fonte: <http://www.enercon.de>).

Na década de setenta do século passado, o progresso dos sistemas eólicos usando TEH ficou associado com a actividade de investigação para aplicações na aeronáutica, tendo beneficiado dos progressos realizados nessa investigação.

3.2 Pás da Turbina

A investigação nas hélices para a propulsão de aviões beneficiou o progresso no estudo das pás das TEH. Na modelação da pá é utilizada a teoria do disco actuante. A teoria do disco actuante teve a sua origem no estudo das hélices propulsoras marítimas e aeronáuticas, tendo contribuições associadas com os trabalhos de Rankine em 1865 e de Froude em 1889. Esta teoria consiste em modelar as pás do rotor por um disco sem espessura, através do qual as variáveis que caracterizam o escoamento (pressão e velocidade) variam de modo descontínuo [Kuik04].

A teoria do disco actuante ignora as variações circunferenciais no escoamento (supondo que o número de pás é muito grande, i.e., teoricamente infinito, cada uma delas produzindo uma contribuição elementar para a força propulsora) [Estanqueiro97, Brederode97]. No estudo da pá, a turbina interfere no escoamento introduzindo um atraso, ou efeito de retardamento. A interferência da turbina no escoamento é apresentada na Figura 3.4.

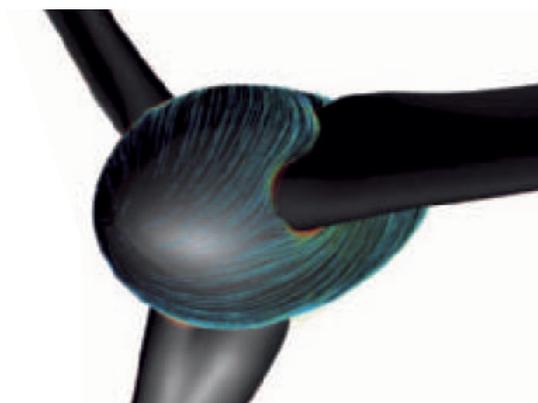


Figura 3.4 – Interferência da turbina no escoamento (Fonte: <http://www.enercon.de>).

Nesta figura é mostrada a evolução do vento em torno da *nacelle*. A teoria do disco actuante permite uma diferença entre as velocidades do vento a montante e a jusante de um rotor, i.e., do disco [Brederode97]. Supõe-se que o vento é um fluido perfeito incompressível, i.e., desprezando os efeitos da viscosidade. Assim, no caso do vento, um escoamento incompressível é aquele em que as variações de pressão sejam suficientemente pequenas para não produzirem variações da massa específica do ar ρ que se justifique contabilizar [Brederode97, Sørensen01, Kuik04].

Por não ser do âmbito deste trabalho não se apresentam as demonstrações teóricas das expressões utilizadas para descrever a modelação da pá da turbina. Assim, a potência mecânica P_u extraída do escoamento pelo disco actuador [Estanqueiro97] é dada por:

$$P_u = 2\rho A v_{np}^3 a(1-a)^2 \quad (3.2)$$

sendo A a superfície da secção do disco actuador e a o *factor de indução axial*. Um *factor de indução axial* $a < 1$ representa a desaceleração da massa de ar que atravessa a área A do disco actuador, i.e., é um indicador da perturbação introduzida pela turbina no escoamento. No escoamento a potência disponível P_{disp} é dada por:

$$P_{disp} = \frac{1}{2}\rho A v_{np}^3 \quad (3.3)$$

A eficiência da extracção da energia do escoamento por uma turbina eólica é geralmente expressa recorrendo a outro parâmetro auxiliar, denominado por coeficiente de potência, sendo este coeficiente de potência definido pela razão entre a potência mecânica extraída do escoamento pelas pás P_u e a potência disponível no escoamento P_{disp} [Sørensen01]. O coeficiente de potência c_p em função do *factor de indução axial* considerando (3.2) e (3.3) é dado por:

$$c_p = \frac{P_u}{P_{disp}} = 4a(1-a)^2 \quad (3.4)$$

O *factor de indução axial* crítico e o valor máximo do c_p são respectivamente dados por:

$$a = \frac{1}{3} \Rightarrow c_{p_{\max}} = \frac{16}{27} = 0.593 \quad (3.5)$$

Este valor máximo de $c_{p_{\max}}$ foi obtido por Albert Betz na década dos anos 20 do século passado e é conhecido como *limite de Betz* para turbinas eólicas [Betz20]. O *limite de Betz* é o limite máximo teórico de potência mecânica associada à energia extraível do escoamento por uma turbina eólica.

A interacção entre o rotor e o escoamento é feita recorrendo a um parâmetro auxiliar denominado por coeficiente de velocidade periférica do rotor (*Tip Speed Ratio*, TSR) [Brederode97]. O TSR é normalmente indicado por λ e é definido pela razão entre a velocidade periférica na extremidade da pá e a velocidade do vento num ponto de raio r da envergadura da pá, i.e., dado por:

$$\lambda_r = \frac{\omega_t r}{u_r} \quad (3.6)$$

sendo ω_t a velocidade angular de rotação da turbina e u_r a velocidade do vento no ponto de raio r da envergadura da pá.

A potência fornecida pelas turbinas eólicas em condições normais deve ser limitada para valores que não ultrapassem a potência nominal do gerador. Pelo que, é necessário um controlo de potência. O controlo de potência é conseguido mediante a variação do coeficiente de potência. A variação do coeficiente de potência é conseguida utilizando meios passivos ou meios activos [Melício09]. O controlo de potência nas turbinas que utilizam meios passivos é conseguido mediante a utilização de pás construídas com materiais elásticos e projectadas de forma que entrem em perda aerodinâmica, i.e. *stall*, a partir de determinado valor da velocidade do vento, sem necessidade de variação do ângulo do passo, i.e., a geometria da pá é projectada de modo a que no momento em que a velocidade do vento se torne muito elevada seja induzida uma turbulência que provoque a sua entrada em perda [Manwell03]. Quando a pá entra em perda a componente de sustentação diminui, ao mesmo tempo que a componente de arrastamento aumenta, chegando mesmo a ser a componente dominante.

Assim, sem sustentação o rotor deixa de acelerar. O coeficiente de potência $c_p = f(\lambda)$ nestas pás é dado por uma função não linear de λ [Lubosny03, Sloomweg03b].

A vantagem do controlo de potência por *stall* é a ausência de partes móveis no rotor da turbina e da consequente complexidade do sistema de controlo activo, pois estas pás não rodam em torno do seu eixo longitudinal, estão encastradas no cubo do rotor com um ângulo de passo fixo. Mas, por outro lado, representa uma maior complexidade nos projectos aerodinâmico e estrutural das pás, como é o caso de evitar as vibrações induzidas pela turbulência quando entram em perda, cerca de 2/3 das turbinas instaladas no mundo usam o controlo de potência por *stall* [Lubosny03, Manwell03].

O controlo de potência nas turbinas que utilizam meios activos é conseguido variando o ângulo do passo da pá, i.e., ângulo de *pitch*. Nestas turbinas, as pás são projectadas e construídas para que não estejam encastradas no cubo do rotor com um ângulo de passo fixo. No controlo de potência por *pitch* as pás rodam em torno do seu eixo longitudinal ajustando o ângulo do passo, aumentando ou diminuindo a sustentação ou o arrastamento de forma a variar o coeficiente de potência. O controlo de potência por *pitch* é mais complexo na medida em que utiliza um controlador de velocidade e partes móveis eléctricas e mecânicas localizadas no rotor da turbina [Sloomweg03b, Conroy07].

A vantagem do controlo de potência por *pitch* é a precisão com que regula a entrega da energia captada ao vento no veio, nas situações em que as rajadas de vento possam provocar a elevação da potência para valores que ultrapassem a potência nominal do gerador. Outra vantagem é que o gerador pode funcionar à potência nominal para todas as velocidades do vento superiores à velocidade para a qual o sistema eólico atinge a potência nominal.

O controlo de potência por *stall* tem normalmente uma quebra da entrega de potência no veio à medida que a pá entra mais profundamente em perda, i.e., para as velocidades do vento superiores à velocidade para a qual o sistema eólico atinge a potência nominal [Lubosny03, Conroy07]. A potência da turbina com controlo por *pitch* e com controlo por *stall*, respectivamente, é apresentada na Figura 3.5.

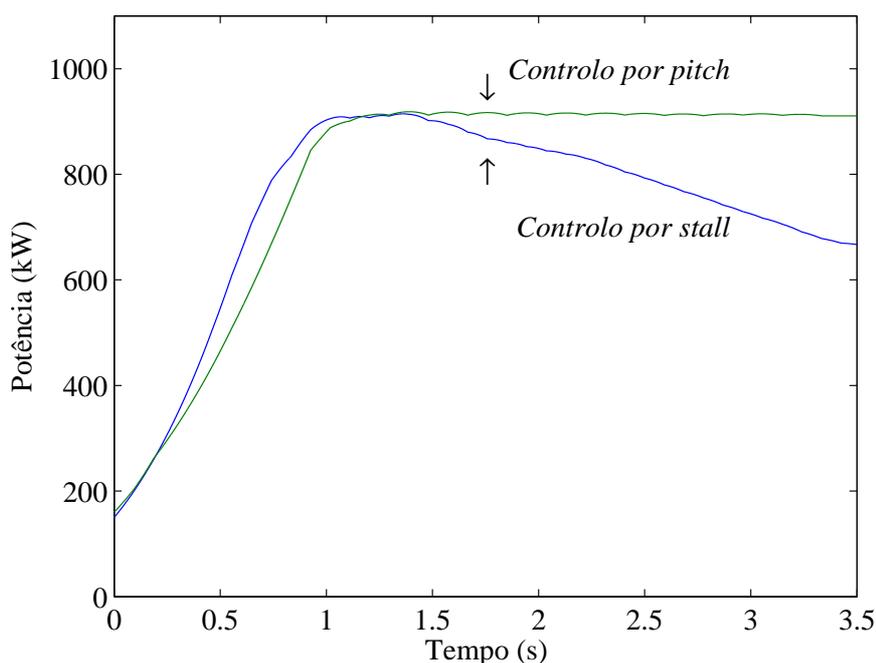


Figura 3.5 – Potência da turbina com controlo por *pitch* e com controlo por *stall*.

O coeficiente de potência $c_p = f(\lambda, \zeta)$ da turbina com controlo por *pitch* é dado por uma função não linear de λ e do ângulo de passo da pá ζ [Lubosny03, Sloopweg03b]. Para o dimensionamento do coeficiente de potência é usada a teoria do elemento de pá e o conhecimento da geometria dos perfis da pá. É um dimensionamento complexo que normalmente obriga a recorrer a aproximações numéricas e ao recurso de resultados provenientes de conhecimentos empíricos.

Nestas aproximações numéricas a indicação dos perfis não é explicitada no formalismo final. Por exemplo, os perfis ao longo de uma envergadura da pá, i.e., desde a raiz até à extremidade, são apresentados na Figura 3.6.

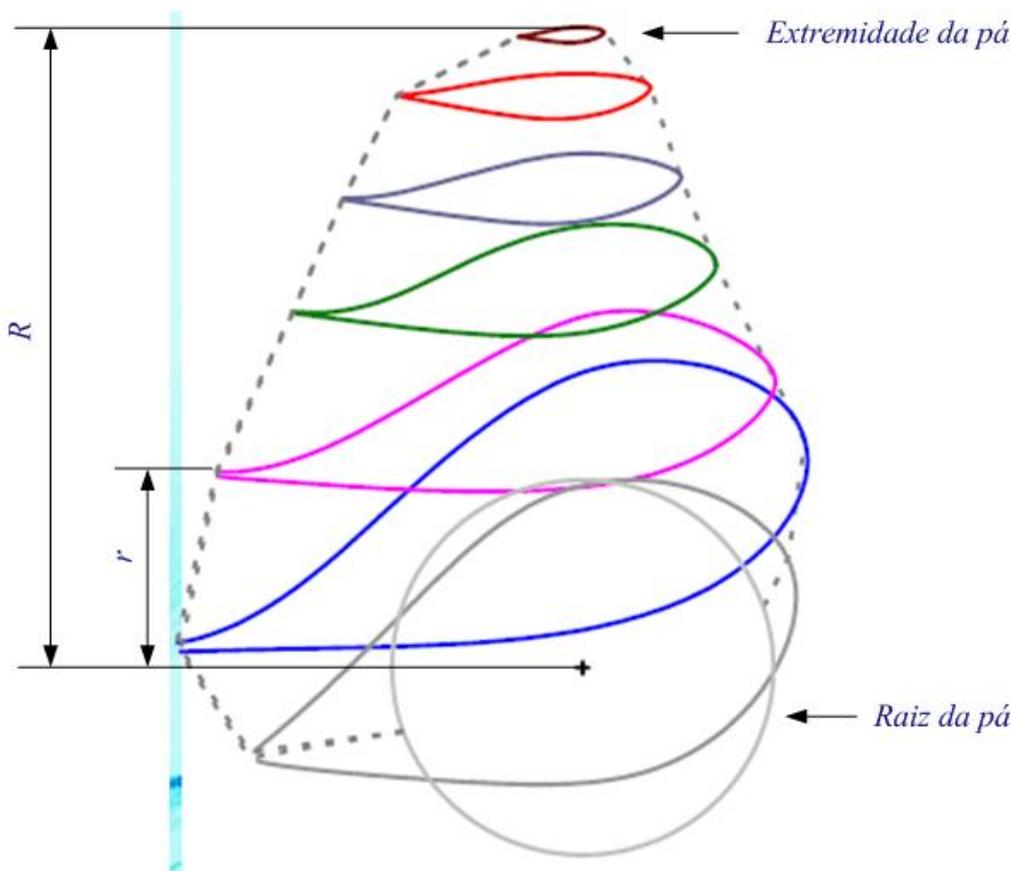


Figura 3.6 – Geometria dos perfis da pá.

O coeficiente de potência é determinado por uma função não linear de λ e do ângulo de passo da pá ζ $c_p = f(\lambda, \zeta)$. Por exemplo, segundo as referências [Lubosny03, Slootweg03c] é dado por:

$$c_p = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \zeta - c_4 \zeta^{c_5} - c_6 \right) e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}} \quad (3.7)$$

em que λ_i é dada por:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{(\lambda + c_8 \zeta)} - \frac{c_9}{(\zeta^3 + 1)}} \quad (3.8)$$

sendo os valores dos coeficientes c_1 até c_9 determinados pelo coeficiente de sustentação c_L , pelo coeficiente de arrastamento c_D do perfil da pá e pelo número de pás da turbina.

A aproximação numérica apresentada em [Slootweg03c] considera as expressões (3.7) e (3.8) para a determinação do coeficiente de potência para a turbina com controlo de potência por *stall*, considerado $\zeta = 0^\circ$ e usando os valores dos coeficientes indicados por [Slootweg03c], o coeficiente de potência é dado por:

$$c_p(\lambda) = 0.44 \left(\frac{125}{\lambda_i} - 6.94 \right) e^{\frac{-16.5}{\lambda_i}} \quad (3.9)$$

em que a função λ_i é dada por:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda} + 0.002} \quad (3.10)$$

As expressões (3.9) e (3.10) foram as escolhidas para modelar o comportamento do coeficiente de potência da turbina eólica com controlo de potência por *stall* em estudo. O coeficiente de potência $c_p = f(\lambda)$ é apresentado na Figura 3.7.

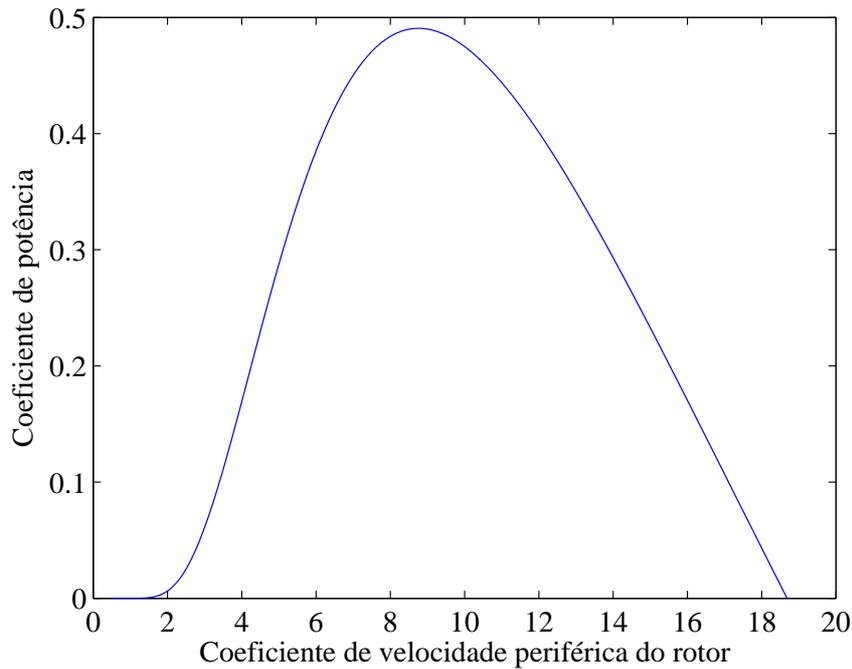


Figura 3.7 – Coeficiente de potência em função do TSR (controlo por *stall*).

O máximo do coeficiente de potência $c_{p_{\max}}$ para uma turbina com controlo de potência por *stall*, considerando (3.9) e (3.10), é determinado pela resolução do problema de programação matemática dado por:

$$c_{p_{\max}}(\lambda_{opt}(0), 0) = \max_{\lambda} 0.44 \left(\frac{125}{\lambda} - 6.94 \right) e^{-\frac{16.5}{\lambda}}$$

sujeito a

(3.11)

$$\lambda \geq 0$$

cuja solução é dada por:

$$c_{p_{\max}}(\lambda_{opt}) = 0.4906$$
(3.12)

$$\lambda_{opt} = 8.762$$
(3.13)

sendo λ_{opt} o coeficiente de velocidade periférica óptimo.

O coeficiente de potência para uma turbina com controlo de potência por *pitch* usando os valores dos coeficientes indicados por [Slootweg03a, Slootweg03b] é dado por:

$$c_p(\lambda, \zeta) = 0.73 \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0.58\zeta - 0.002\zeta^{2.14} - 13.2 \right) e^{\frac{-18.4}{\lambda_i}} \quad (3.14)$$

em que λ_i é dado por:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{(\lambda - 0.02\zeta)} - \frac{0.003}{(\zeta^3 + 1)}} \quad (3.15)$$

As expressões (3.14) e (3.15) foram as escolhidas para modelar o comportamento do coeficiente de potência da turbina eólica com controlo de potência por *pitch* em estudo neste trabalho.

Este coeficiente de potência em função do λ em função do ângulo do passo da pá $c_p = f(\lambda, \zeta)$ é apresentado na Figura 3.8.

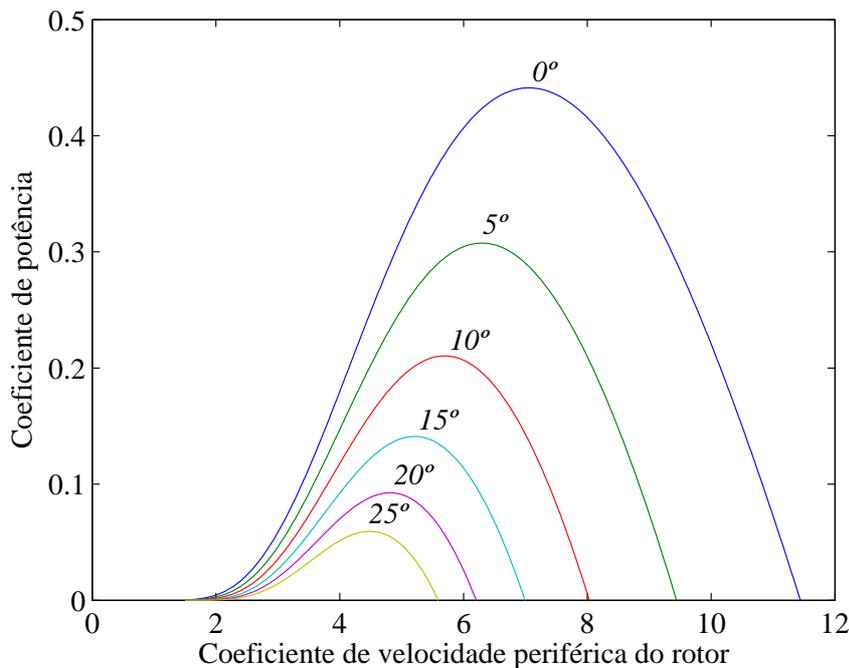


Figura 3.8 – Coeficiente de potência em função do λ (controlo por *pitch*).

O máximo do coeficiente de potência $c_{p_{\max}}$ para uma turbina com controlo de potência por *pitch*, considerando (3.14) e (3.15), é determinado pela resolução do problema de programação matemática dado por:

$$c_{p_{\max}}(\lambda_{opt}(0), 0) = \max \quad 110.23 \left(\frac{1}{\lambda} - 0.090417\right) e^{-18.4(1/\lambda - 0.003)}$$

sujeito a

(3.16)

$$\lambda \geq 0$$

cuja solução é dada por:

$$c_{p_{\max}}(\lambda_{opt}(0), 0) = 0.4412$$
(3.17)

$$\lambda_{opt}(0) = 7.057$$
(3.18)

Este coeficiente de potência para um mesmo valor de λ decresce com o ângulo do passo da pá da turbina com controlo de potência por *pitch*. Este decréscimo permite controlar a energia captada pela turbina ao vento, permitindo obviar a uma energia cinética existente no vento que conduziria a ultrapassar a potência nominal do gerador. Os valores máximos do coeficiente de potência, do λ e do λ_i para cada ângulo de passo da pá estão indicados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Valores de c_p , λ e de λ_i em função do ζ .

ζ [°]	0	5	10	20	30	40	50	55
$c_{p_{\max}}$	0.4412	0.3075	0.2104	0.0925	0.0372	0.0136	0.0045	0.0025
λ	7.057	6.3	5.7	4.8	4.225	3.825	3.55	3.475
λ_i	7.0458	6.2009	5.5001	4.4	3.625	3.025	2.55	2.375

O *Limite de Betz*, o coeficiente de potência utilizando a função teórica de Glauert [Manwell03] e o coeficiente de potência dado por (3.14) e (3.15) são apresentados na Figura 3.9.

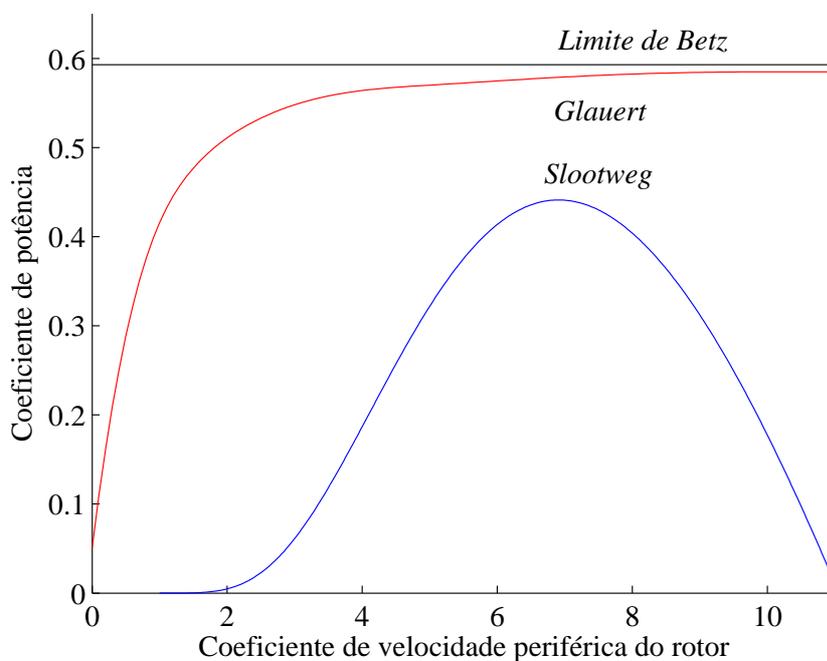


Figura 3.9 – *Limite de Betz*, função teórica de Glauert, e função de Sootweg.

O *limite de Betz* não depende de λ , tendo sido estabelecido para um fluido assumido como perfeito, sendo assim um limite teórico sem grande utilidade prática. A função de Glauert é função de λ , portanto é mais razoável que o *limite de Betz*; considerando a perda na esteira, o c_p tem um comportamento crescente com λ . No entanto, tendo a função de Glauert sido estabelecida também para um fluido assumido como perfeito, não permite captar de modo realista o desempenho verificado experimentalmente. Finalmente, a função de Sootweg, tendo sido obtida assumindo o verdadeiro comportamento do fluido, capta o desempenho verificado experimentalmente.

A energia disponível no vento, que pode ser extraída pelas pás da turbina, é determinada com base na energia cinética da massa de ar no tubo de corrente de escoamento, com secção definida pela área do círculo determinado pelo movimento das pás da turbina. Assim, a potência mecânica da turbina sujeita a um vento sem perturbações P_u , considerando (3.3), é dada por:

$$P_u = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 u_0^3 c_p(\lambda, \zeta) \quad (3.19)$$

sendo u_0 o valor médio da velocidade do vento sem perturbações, R o raio do tubo de corrente de escoamento determinado pela envergadura da pá.

O binário mecânico da turbina sujeita a um vento sem perturbações T_u , considerando (3.19), é dado por:

$$T_u = \frac{1}{2} \frac{\rho \pi R^5 \omega_t^2}{\lambda^3} c_p(\lambda, \zeta) \quad (3.20)$$

sendo ω_t a velocidade angular de rotação da turbina.

A velocidade e direcção do vento podem variar consideravelmente com o tempo, apresentando um comportamento estocástico. Esta variação de velocidade pode ser descrita no domínio da frequência [Xing05] como uma soma de componentes harmónicas. As frequências mais elevadas, correspondentes a períodos de poucos segundos, estão relacionadas com a turbulência atmosférica [Castro07].

A turbulência atmosférica produz variações na velocidade do vento, sendo particularmente importantes os turbilhões cuja dimensão característica é da ordem de grandeza do comprimento das pás.

A turbulência atmosférica é caracterizada pela sua irregularidade e tridimensionalidade, em que as variações de velocidade em torno de um valor médio promovem o transporte de turbilhões em movimento desordenado de uma para outras regiões do espaço. Os turbilhões correspondem às rajadas de vento em escoamento atmosférico [Brederode97]. Uma vez que a turbulência atmosférica é um fenómeno inerente ao escoamento com perturbações, não sendo possível a sua erradicação, então a solução é considerar a turbulência atmosférica como um elemento determinante no estudo dos sistemas eólicos. Neste trabalho a velocidade do vento u , incluindo a turbulência atmosférica, é determinada como uma variação da velocidade do vento em torno de um valor médio u_0 , usando uma série de frequências compreendidas entre 0.1 Hz e 10 Hz [Akmatov00, Xing05], dado por:

$$u = u_0 \left[1 + \sum_k A_k \sin(\omega_k t) \right] \quad (3.21)$$

sendo k um índice associado com a oscilação mecânica excitada durante a rotação da turbina, A_k a amplitude da oscilação k , e ω_k a frequência da oscilação k . A expressão (3.21) foi a escolhida para modelar o comportamento do vento com perturbações.

O impacte da variação da velocidade e direcção do vento com turbulência atmosférica é significativo ao nível dos esforços mecânicos que o sistema eólico fica submetido, afectando o seu funcionamento, pelo que é considerado um factor determinante no projecto de sistemas eólicos [Falcão06].

Os esforços mecânicos que o sistema eólico fica sujeito actuam sobre as pás, a *nacelle*, o veio, e a torre [Akmatov00]. Estes esforços mecânicos, actuando sobre os elementos mecânicos do sistema eólico, originam esforços centrífugos, gravíticos e giroscópicos sobre a torre, produzindo oscilações mecânicas nas pás e na torre.

Os esforços na torre são devidos não só ao efeito de sombra, mas também à assimetria no alinhamento da turbina em relação ao vento [Akmatov00, Xing05]. As oscilações mecânicas são modeladas por uma gama de frequências compreendidas entre 0.1 Hz e 10 Hz, sendo a potência mecânica P_t do sistema sujeita a um vento com perturbações dada por:

$$P_t = P_{tt} \left[1 + \sum_{k=1}^3 A_k \left(\sum_{m=1}^2 a_{km} g_{km}(t) \right) h_k(t) \right] \quad (3.22)$$

em que g_{km} é dado por:

$$g_{km} = \sin \left(\int_0^t m \omega_k(t') dt' + \varphi_{km} \right) \quad (3.23)$$

sendo m um índice da harmónica da perturbação, g_{km} a função distribuição da harmónica m na oscilação k , a_{km} a amplitude normalizada de g_{km} , h_k um factor de modulação da oscilação k , e φ_{km} a fase da harmónica m da perturbação k .

A gama de frequências de oscilação está compreendida entre 0.1 Hz e 10 Hz, sendo os valores usados para o cálculo de P_t os indicados na Tabela 3.2 [Akmatov00].

Tabela 3.2 – Oscilações mecânicas excitadas no sistema.

k	Fonte	A_k	ω_k	h_k	m	a_{km}	φ_{km}
1	Assimetria	0.01	ω_k	1	1	4/5	0
					2	1/5	$\pi/2$
2	Sombra da Torre	0.08	$3 \omega_k$	1	1	1/2	0
					2	1/2	$\pi/2$
3	Pás	0.15	9π	$1/2 (g_{11} + g_{21})$	1	1	0

As expressões empíricas apresentadas em (3.21) a (3.23) foram obtidas com base no estudo dos espectros de harmónicas da energia injectada na rede pelas turbinas num parque eólico na Dinamarca [Akmatov00]. Estas expressões empíricas foram as escolhidas para modelar o comportamento da potência mecânica da turbina sujeita a um vento com perturbações, visto que, incluem os diversos esforços que se fazem sentir nos sistemas eólicos.

3.3 Sistema de Transmissão

No sistema eólico, o sistema de transmissão é o órgão mecânico que liga o rotor da turbina com o rotor do gerador, i.e., transfere a energia mecânica do vento extraída pelas pás da turbina para o rotor do gerador. O sistema de transmissão deve ser projectado para suportar os esforços resultantes da variação da velocidade e direcção do vento com perturbações.

A tecnologia dominante nos sistemas eólicos instalados no mundo tem no sistema de transmissão uma caixa de velocidades como elemento mecânico que permite que a velocidade de rotação do gerador [Baroudi07] seja superior à velocidade de rotação da turbina. A caixa de velocidades envolve desvantagens que se traduzem em perdas de energia mecânica devidas a vibrações, atritos, ruídos e aquecimentos, implicando a utilização de fluidos lubrificantes e à necessidade de refrigerar o interior da *nacelle* [SanMartín05]. Na caixa de velocidades a perda de energia mecânica é da ordem dos 3.75% da energia total produzida pelo sistema eólico [Spooner96].

A construção de sistemas eólicos de grandes valores de potência e de tamanho faz com que a velocidade de rotação da turbina seja cada vez menor, sendo as relações de transmissão na caixa de velocidades cada vez mais desfavoráveis.

Por outro lado, as variações da velocidade do vento com perturbações implicam grandes flutuações do binário mecânico que se transmitem directamente à caixa de velocidades. A caixa de velocidades deve ser então sobredimensionada chegando a ter o dobro do peso do gerador, i.e., a caixa de velocidades aumenta consideravelmente as dimensões e o preço da *nacelle* e da torre devido ao seu grande peso. A sua eficiência diminui o rendimento do sistema eólico, que adicionado à desvantagem do seu desgaste, dificuldade de fazer manutenção, ruído e calor que origina, faz com que um sistema eólico com caixa de velocidades não seja a opção mais adequada [Amenedo03, SanMartín05].

Uma das tendências na construção de sistemas eólicos de grandes valores de potência e de tamanho é a redução do número de componentes mecânicos, nomeadamente a ausência da caixa de velocidades devido não só aos desafios aerodinâmicos que as dimensões destas turbinas impõem, como à necessidade de diminuição de pesos, dimensões e custos associados à sua construção, fazendo com que os seus custos de manutenção e de operação sejam consideravelmente menores comparados com os custos dos sistemas eólicos com caixa de velocidades [Brughuis01, SanMartín05, Baroudi07]. Neste trabalho o sistema de transmissão que liga o cubo do rotor da turbina e o rotor do GSIP não dispõe de uma caixa de velocidades, i.e., a turbina funciona numa configuração directamente ligada ao gerador, conforme se apresenta na Figura 3.10.

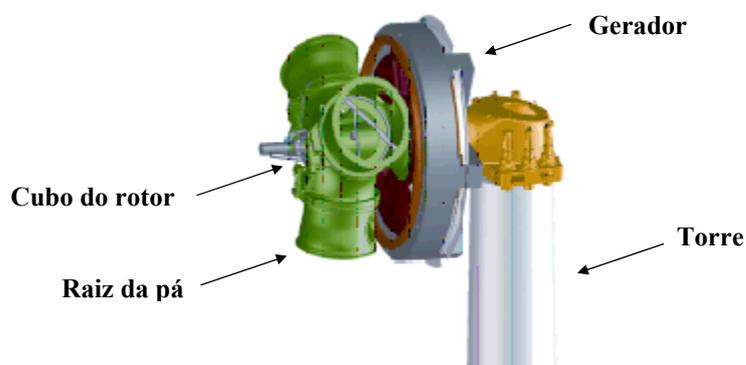


Figura 3.10 – Sistema de transmissão, turbina directamente ligada ao gerador

(Fonte: <http://www.enercon.de>).

No sistema de transmissão numa configuração directamente ligada ao gerador, o veio tem uma distância entre apoios pequena, pelo que são desprezíveis as vibrações de deformação devidas à flexão. O veio numa configuração directamente ligada ao gerador é apresentado na Figura 3.11.



Figura 3.11 – Veio do sistema eólico (Fonte: <http://www.enercon.de>).

Embora se possa estudar o rotor dos sistemas eólicos utilizando o método dos elementos finitos, este método tem como desvantagem a sua difícil implementação nos programas informáticos utilizados no estudo dos sistemas de energia eléctrica [Li07, Salman03, Ramtharan07a]. Assim, para evitar a utilização do método dos elementos finitos, a dinâmica do veio deve ser simplificada, representando o cubo do rotor e as pás da turbina como sistemas de torção com concentração de massas. Assim, o veio pode ser estudado utilizando um modelo com concentração de massas simples ou o modelo com concentração de massas com aproximações mais complexas. O modelo com concentração de massas simples considera o rotor do sistema eólico como um corpo indeformável, i.e., as pás estão rigidamente encastradas no veio. O modelo com concentração de massas com aproximações mais complexas considera o comportamento flexível das pás, devido à sua envergadura e flexibilidade. A envergadura e a flexibilidade das pás têm um impacto importante no estudo da estabilidade transitória do sistema eólico durante uma falha [Estanqueiro97, Salman03].

O modelo com concentração de massas simples é normalmente utilizado para estudos que envolvem comportamentos do rotor funcionando em regime quase estacionário, sendo o caso da configuração de veio constituído por uma massa. Nesta configuração uma variação da velocidade do vento origina uma variação de velocidade do veio, quer na turbina quer no gerador, com igual valor [Estanqueiro97].

O modelo com concentração de massas com aproximações mais complexas permite caracterizar o comportamento flexível das pás [Estanqueiro97], sendo o caso das configurações de duas e três massas. Estas configurações do veio, nomeadamente a configuração de três massas, consideram que as pás estão divididas em dois sectores: o primeiro sector definido desde a raiz das pás até um ponto de raio r da sua envergadura com um comportamento rígido; o segundo sector definido desde o ponto de raio r até à extremidade das pás com um comportamento flexível [Salman03, Ramtharan07a].

Neste trabalho o sistema de transmissão tem um veio descrito pela consideração de modelos com concentração de massas, respectivamente, por uma, duas e três massas. O veio considerando a concentração da massa do rotor da turbina e do gerador, i.e., a massa do cubo do rotor, das pás e do rotor do gerador concentradas numa só massa, cujo momento de inércia é indicado por J [Salman03], é apresentado na Figura 3.12.

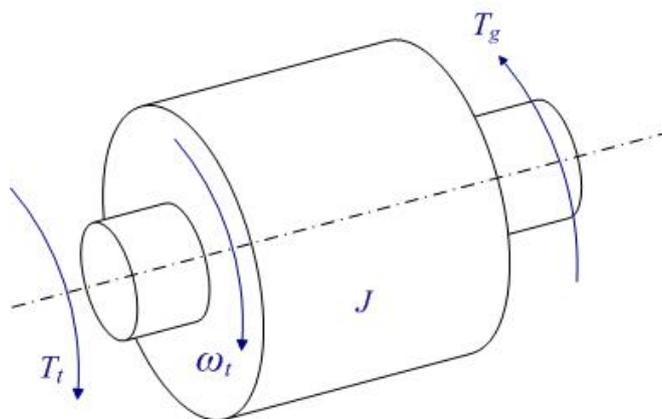


Figura 3.12 – Veio com uma configuração de uma massa.

A versão rotacional da segunda lei de Newton permite escrever a equação de estado dado por:

$$\frac{d\omega_t}{dt} = \frac{1}{J} (T_t - T_g) \quad (3.24)$$

sendo, ω_t a velocidade angular de rotação da turbina, T_t o binário mecânico da turbina e T_g o binário eléctrico.

No veio configurado por duas massas, na primeira massa é concentrada a massa do cubo do rotor e das pás, i.e., a massa da turbina cujo momento de inércia é indicado por J_t ; a segunda massa representa a massa do rotor do gerador cujo momento de inércia é indicado por J_g , sendo a ligação entre as duas massas feita através de um acoplamento elástico. O veio com uma configuração de duas massas é apresentado na Figura 3.13.

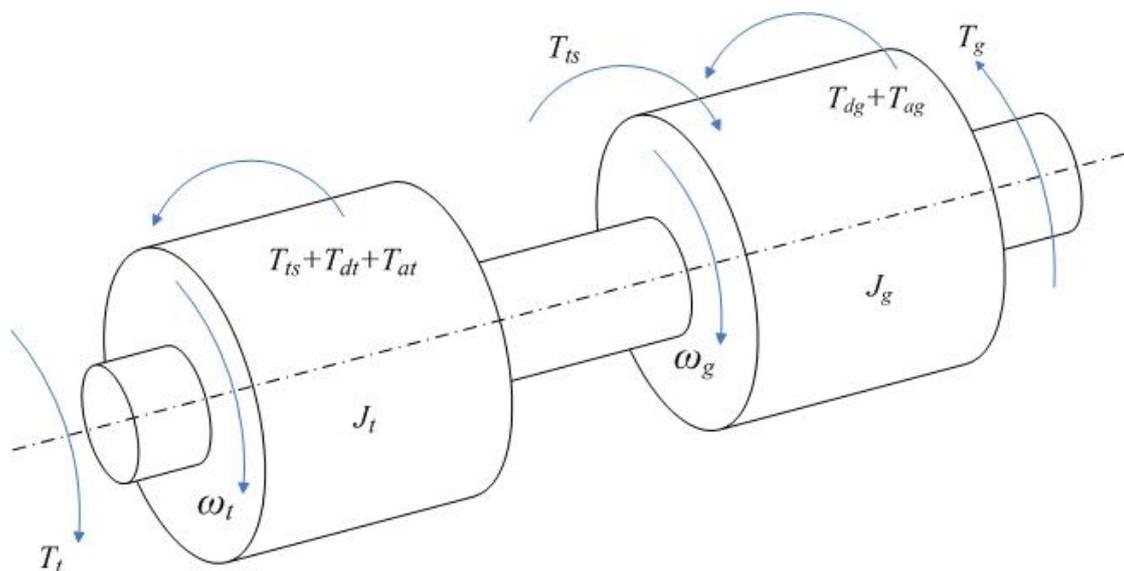


Figura 3.13 – O veio com uma configuração de duas massas.

No veio com uma configuração de duas massas o desvio angular da rotação do elemento elástico θ é dado por:

$$\theta = \theta_t - \theta_g \quad (3.25)$$

sendo θ_t a posição angular do veio na turbina e θ_g a posição angular do veio no gerador, pelo que, a velocidade angular da rotação do elemento elástico ω é dada por:

$$\omega = \omega_t - \omega_g \quad (3.26)$$

sendo ω_g a velocidade angular de rotação do gerador.

O atrito viscoso na chumaceira da turbina origina um binário resistente T_{dt} , na medida em que na chumaceira existe fluido lubrificante o escoamento é laminar [Palma99], sendo aproximadamente proporcional à velocidade angular de rotação da turbina, i.e., é dado por:

$$T_{dt} = k_{dt} \omega_t \quad (3.27)$$

sendo k_{dt} o coeficiente de atrito viscoso do rotor da turbina.

O atrito no cubo do rotor e nas pás com o ar está associado com o escoamento, originando um binário resistente T_{at} que é aproximadamente proporcional ao quadrado da velocidade de rotação da turbina [Palma99], dado por:

$$T_{at} = k_{at} \omega_t^2 \quad (3.28)$$

sendo k_{at} o coeficiente de atrito do cubo do rotor e das pás com o ar.

O binário de torção devido ao comportamento elástico do veio T_{ts} é dado por:

$$T_{ts} = k_e \theta \quad (3.29)$$

sendo k_e o coeficiente de elasticidade torsional do veio.

De igual forma ao atrito viscoso do rotor da turbina, o atrito viscoso do rotor do gerador origina um binário resistente T_{dg} dado por:

$$T_{dg} = k_{dg} \omega_g \quad (3.30)$$

sendo k_{dg} o coeficiente de atrito viscoso do rotor do gerador.

O atrito do rotor do gerador com o ar origina um binário resistente T_{ag} que é de igual modo ao caso da turbina aproximadamente proporcional ao quadrado da velocidade de rotação do gerador [Palma99], dado por:

$$T_{ag} = k_{ag} \omega_g^2 \quad (3.31)$$

sendo k_{ag} o coeficiente de atrito do rotor do gerador com o ar.

A versão rotacional da segunda lei de Newton permite escrever as equações de estado dadas por:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \omega_t \\ \omega_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{J_t} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{J_g} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} T_t \\ T_g \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{-T_{dt} - T_{at} - T_{ts}}{J_t} & 0 \\ 0 & \frac{-T_{dg} - T_{ag} + T_{ts}}{J_g} \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

O veio configurado por três massas considera que as pás estão divididas em dois sectores: o primeiro sector OA definido desde a raiz das pás até um ponto de raio r da sua envergadura com um comportamento rígido; o segundo sector AB definido desde o ponto de raio r até à extremidade das pás com um comportamento flexível. Os sectores rígidos e flexíveis das pás são apresentados na Figura 3.14.

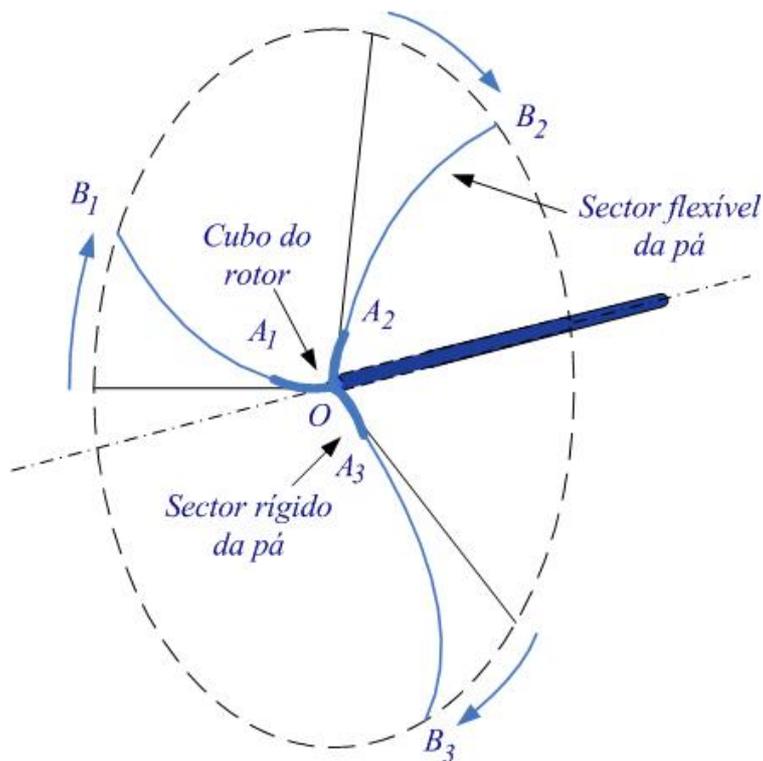


Figura 3.14 – Sectores rígido e flexível das pás.

O sector flexível das pás está constituído pelas secções A_1B_1 , A_2B_2 e A_3B_3 e o sector rígido das pás está constituído pelas secções OA_1 , OA_2 e OA_3 .

No veio configurado por três massas, na primeira massa é concentrada a massa do sector flexível das pás cujo momento de inércia é indicado por J_b ; a segunda massa representa a massa do cubo do rotor e do sector rígido das pás cujo momento de inércia é indicado por J_h ; a terceira massa representa a massa do rotor do gerador cujo momento de inércia é indicado por J_g , sendo a ligação entre as três massas feita através de acoplamentos elásticos [Ramtharan07a]. O veio numa configuração de três massas é apresentado na Figura 3.15.

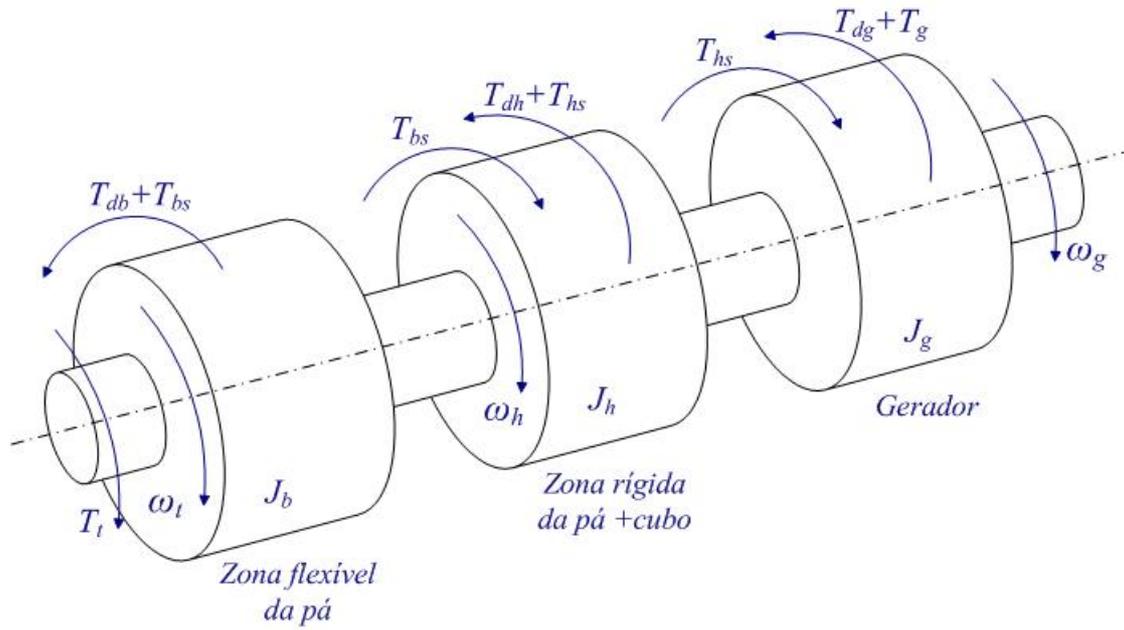


Figura 3.15 – O veio com uma configuração de três massas.

No veio com uma configuração de três massas o desvio angular da rotação do elemento elástico entre a primeira massa e a segunda massa θ_{bh} é dado por:

$$\theta_{bh} = \theta_b - \theta_h \quad (3.33)$$

sendo θ_b a posição angular do veio no sector flexível das pás e θ_h a posição angular do veio no cubo do rotor e no sector rígido das pás, pelo que, a velocidade angular da rotação do elemento elástico entre a primeira massa e a segunda massa ω_{th} é dada por:

$$\omega_{th} = \omega_t - \omega_h \quad (3.34)$$

sendo ω_h a velocidade angular de rotação do cubo do rotor e do sector rígido das pás.

O desvio angular da rotação do elemento elástico entre a segunda massa e a terceira massa θ_{hg} é dado por:

$$\theta_{hg} = \theta_h - \theta_g \quad (3.35)$$

sendo θ_g a posição angular do veio do gerador, pelo que, a velocidade angular da rotação do elemento elástico entre a segunda massa e a terceira massa ω_{hg} é dada por:

$$\omega_{hg} = \omega_h - \omega_g \quad (3.36)$$

O atrito viscoso no sector flexível das pás origina um binário resistente T_{db} [Salman03, Ramtharan07a] dado por:

$$T_{db} = k_{db} \omega_t \quad (3.37)$$

sendo k_{db} o coeficiente de atrito viscoso no sector flexível das pás.

O binário de torção devido ao comportamento elástico do veio entre a primeira massa e a segunda massa T_{bs} [Salman03, Ramtharan07a] é dado por:

$$T_{bs} = k_{bh} \theta_{bh} \quad (3.38)$$

sendo k_{bh} o coeficiente de elasticidade torsional entre a primeira massa e a segunda massa.

O atrito viscoso no cubo do rotor e no sector rígido das pás origina um binário resistente T_{dh} aproximadamente proporcional à velocidade angular de rotação no cubo do rotor e no sector rígido das pás [Salman03, Ramtharan07a], dado por:

$$T_{dh} = k_{dh} \omega_h \quad (3.39)$$

sendo k_{dh} o coeficiente de atrito viscoso no cubo do rotor e no sector rígido das pás.

O binário de torção devido ao comportamento elástico do veio entre a segunda massa e a terceira massa T_{hs} [Salman03, Ramtharan07a] é dado por:

$$T_{hs} = k_{hg} \theta_{hg} \quad (3.40)$$

sendo k_{hg} o coeficiente de elasticidade torsional entre a segunda massa e a terceira massa.

O atrito viscoso do rotor do gerador com o ar origina um binário resistente T_{dg} [Salman03, Ramtharan07a] dado por:

$$T_{dg} = k_{dg} \omega_g \quad (3.41)$$

sendo k_{dg} o coeficiente de atrito viscoso do rotor do gerador com o ar.

A versão rotacional da segunda lei de Newton permite escrever as equações de estado dadas por:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \omega_t \\ \omega_h \\ \omega_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{J_b} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{J_h} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{J_g} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} T_t \\ T_{bs} \\ T_g \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{-T_{db} - T_{bs}}{J_b} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-T_{dh} - T_{hs}}{J_h} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{T_{hs} - T_{dg}}{J_g} \end{bmatrix} \quad (3.42)$$

O veio com uma configuração de três massas é modelado por (3.33) a (3.42).

3.4 Gerador

O gerador é o elemento central do sistema eólico, visto que, é o componente a partir do qual se dimensionam todos os restantes elementos do sistema [Amenedo03]. Uma representação de um gerador síncrono é dada na Figura 3.16.



Figura 3.16 – Uma representação de um gerador síncrono
(Fonte: <http://www.enercon.de>).

Neste trabalho, para o modelo do GSIP é utilizada a convenção de notação de motor. Uma representação para o GSIP considerando um passo polar nos sistemas de eixos de coordenadas $(1, 2, 3)$ e (d, q) é apresentado na Figura 3.17.

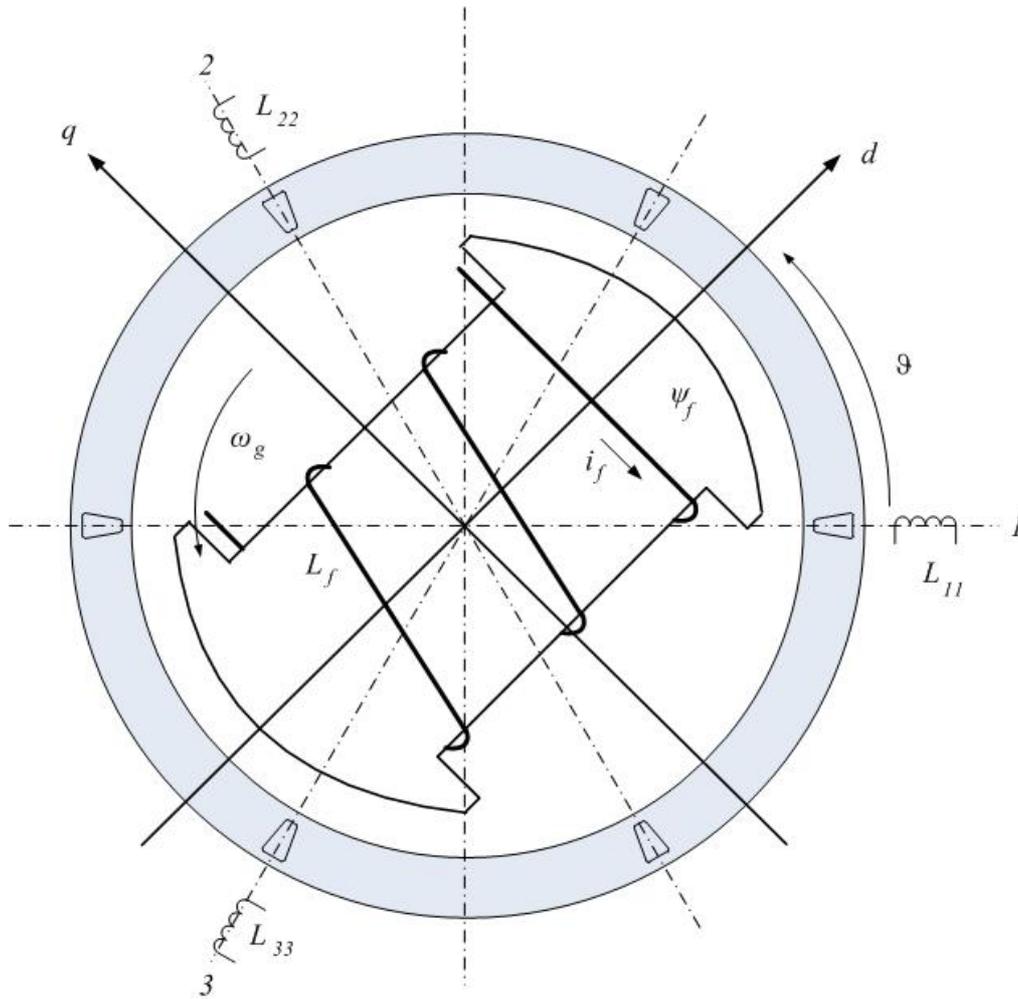


Figura 3.17 – Uma representação do GSIP de pólos salientes.

No modelo do GSIP em estudo, são consideradas as seguintes hipóteses:

- 1) Os enrolamentos estatóricos são distribuídos sinusoidalmente, originando distribuições sinusoidais da força magnetomotriz ao longo do entreferro;
- 2) As perdas no ferro são desprezadas;
- 3) O campo magnético ψ_f do íman permanente é simulado usando um enrolamento equivalente percorrido por uma corrente de excitação i_f [Ong98];

- 4) A indutância própria do enrolamento equivalente L_f é constante e independente da posição angular do rotor ϑ ;
- 5) O entreferro é heterogéneo, dependendo da posição angular do rotor ϑ ;
- 6) Os enrolamentos estatóricos formam um sistema trifásico simétrico equilibrado, formando ângulos de 120° ;
- 7) As indutâncias estatóricas são funções pares da posição angular do rotor ϑ ;
- 8) Os enrolamentos amortecedores não são simulados, visto que, as correntes induzidas no rotor são geralmente desprezáveis nestes GSIP [Amenedo03].

Considerando a simetria dos enrolamentos do estator do GSIP e as hipóteses consideradas, as indutâncias próprias L_{11} , L_{22} , L_{33} , no sistema de eixos de coordenadas (1, 2, 3) são dadas por:

$$L_{11} = L_a + L_b \cos 2\vartheta + L_c \cos 4\vartheta \quad (3.43)$$

$$L_{22} = L_a + L_b \cos 2\vartheta_3 + L_c \cos 4\vartheta_3 \quad (3.44)$$

$$L_{33} = L_a + L_b \cos 2\vartheta_2 + L_c \cos 4\vartheta_2 \quad (3.45)$$

sendo L_a , L_b , L_c , respectivamente, o valor médio, e respectivamente a amplitude do termo com variação co-sinusoidal de segunda e da quarta harmónica para as indutâncias.

ϑ_2 é dado por:

$$\vartheta_2 = \left(\frac{2\pi}{3} + \vartheta\right) \quad (3.46)$$

ϑ_3 é dado por:

$$\vartheta_3 = \left(\frac{4\pi}{3} + \vartheta\right) \quad (3.47)$$

As indutâncias mútuas entre os enrolamentos estatóricos são simétricas, sendo dadas por:

$$M_{ij} = M_{ji} \quad \text{com } i, j = 1, 2, 3 \quad \text{e} \quad i \neq j \quad (3.48)$$

As indutâncias mútuas entre os enrolamentos estatóricos considerando a hipótese 1) são dadas por:

$$M_{12} = M_a + M_b \cos 2\vartheta_2 + M_c \cos 4\vartheta_2 \quad (3.49)$$

$$M_{23} = M_a + M_b \cos 2\vartheta + M_c \cos 4\vartheta \quad (3.50)$$

$$M_{31} = M_a + M_b \cos 2\vartheta_3 + M_c \cos 4\vartheta_3 \quad (3.51)$$

sendo M_a, M_b, M_c , respectivamente, o valor médio, e respectivamente a amplitude do termo com variação co-sinusoidal de segunda e da quarta harmónica para as indutâncias. Embora alguns autores considerem para as indutâncias próprias e para as indutâncias mútuas os termos até à quarta harmónica, é normalmente aceite a aproximação que consiste em utilizar apenas o termo constante e o termo de segunda harmónica [Krause95]. Esta é a aproximação considerada neste capítulo com o objectivo de simplificar a obtenção do modelo matemático para o GSIP.

As indutâncias mútuas entre os enrolamentos estatóricos e o rotor são dadas por:

$$M_{1f} = M_{f1} = M_F \cos \vartheta + M_{F3} \cos 3\vartheta \quad (3.52)$$

$$M_{2f} = M_{f2} = M_F \cos \vartheta_3 + M_{F3} \cos 3\vartheta \quad (3.53)$$

$$M_{3f} = M_{f3} = M_F \cos \vartheta_2 + M_{F3} \cos 3\vartheta \quad (3.54)$$

sendo M_F e M_{F3} respectivamente as amplitude dos termos co-sinusoidais de primeira e de terceira harmónica para as indutâncias mútuas entre os enrolamentos estatóricos e o rotor. De igual modo, é normalmente aceite a aproximação que consiste em utilizar apenas o termo de primeira harmónica. Estas aproximações quer para as indutâncias próprias e para as indutâncias mútuas entre os enrolamentos do estator, quer para as indutâncias mútuas entre os enrolamentos estatóricos e o rotor, são consideradas neste capítulo com o objectivo de simplificar a obtenção do modelo matemático para o GSIP.

Os fluxos magnéticos ligados com os enrolamentos estatóricos ψ_1, ψ_2, ψ_3 e com o rotor ψ_f são funções das correntes nos enrolamentos estatóricos i_1, i_2, i_3 e da corrente equivalente i_f . Estes fluxos são dados por:

$$\begin{bmatrix} \psi_1 \\ \psi_2 \\ \psi_3 \\ \psi_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{11} & M_{12} & M_{13} & M_{1f} \\ M_{21} & L_{22} & M_{23} & M_{2f} \\ M_{31} & M_{32} & L_{33} & M_{3f} \\ M_{f1} & M_{f2} & M_{f3} & L_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \\ i_f \end{bmatrix} = [\psi_{123f}] \quad (3.55)$$

considerando (3.43) a (3.45), (3.49) a (3.54) e (3.55) e as aproximações com o objectivo de simplificar a obtenção do modelo matemático para o GSIP, estes fluxos são dados por:

$$\begin{bmatrix} \psi_1 \\ \psi_2 \\ \psi_3 \\ \psi_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (L_a + L_b \cos 2\vartheta) & (M_a + M_b \cos 2\vartheta_2) & (M_a + M_b \cos 2\vartheta_3) & (M_F \cos \vartheta) \\ (M_a + M_b \cos 2\vartheta_2) & (L_a + L_b \cos 2\vartheta_3) & (M_a + M_b \cos 2\vartheta) & (M_F \cos \vartheta_3) \\ (M_a + M_b \cos 2\vartheta_3) & (M_a + M_b \cos 2\vartheta) & (L_a + L_b \cos 2\vartheta_2) & (M_F \cos \vartheta_2) \\ (M_F \cos \vartheta) & (M_F \cos \vartheta_3) & (M_F \cos \vartheta_2) & (L_f) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \\ i_f \end{bmatrix} \quad (3.56)$$

As tensões nos enrolamentos estatóricos u_{123} e no rotor u_f no sistema de eixos de coordenadas (1,2,3) são dadas por:

$$[u_{123f}] = [R_{123f}][i_{123f}] + \frac{d}{dt}[\Psi_{123f}] \quad (3.57)$$

sendo R_{123} as resistências dos enrolamentos estatóricos e do rotor R_f no sistema de eixos de coordenadas (1,2,3). Decompondo em blocos a matriz das resistências dos enrolamentos estatóricos e do rotor é dada por:

$$[R] = \begin{bmatrix} R_{123} & 0 \\ 0 & R_f \end{bmatrix} \quad (3.58)$$

considerando ($R_1 = R_2 = R_3 = R$) com o objectivo de simplificar a obtenção do modelo matemático para o GSIP.

Considerando (3.55), as derivadas em ordem ao tempo dos fluxos magnéticos ligados com os enrolamentos estatóricos e com o rotor são dadas por:

$$\frac{d}{dt}[\Psi_{123}] = [L_{123}] \frac{d[i_{123}]}{dt} + \frac{d\vartheta}{dt} \frac{d[L_{123}]}{d\vartheta} [i_{123}] + \frac{d\vartheta}{dt} i_f \frac{d}{d\vartheta} \begin{bmatrix} M_{1f} \\ M_{2f} \\ M_{3f} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} M_{1f} \\ M_{2f} \\ M_{3f} \end{bmatrix} \frac{di_f}{dt} \quad (3.59)$$

O uso da transformação de Concordia $[C]$, simplifica a obtenção do modelo matemático para o GSIP, sendo esta transformação dada por:

$$[X_{123}] = [C][X_{\alpha\beta}] \quad ; \quad \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ X_3 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{\sqrt{2}}{2} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_\alpha \\ X_\beta \\ X_0 \end{bmatrix} \quad (3.60)$$

sendo X_{123} a grandeza de interesse no sistema de eixos de coordenadas (1, 2, 3) e $X_{\alpha\beta 0}$ a grandeza de interesse no sistema de eixos de coordenadas ($\alpha, \beta, 0$), pelo que o sistema é equilibrado e simétrico, e a componente homopolar X_0 é nula.

Considerando (3.57) e (3.60) as tensões nos enrolamentos estatóricos e no rotor no sistema de eixos de coordenadas (α, β) são dadas por:

$$[u_{\alpha\beta}] = [R_{\alpha\beta}] [i_{\alpha\beta}] + \frac{d}{dt} [\Psi_{\alpha\beta}] \quad (3.61)$$

Considerando (3.59) e (3.60), as derivadas em ordem ao tempo dos fluxos magnéticos ligados com os enrolamentos estatóricos no sistema de eixos de coordenadas (α, β) , são dadas por:

$$\begin{aligned} \frac{d[\Psi_{\alpha\beta}]}{dt} = & [L_{\alpha\beta}] \frac{d[i_{\alpha\beta}]}{dt} + \frac{d\vartheta}{dt} \frac{d[L_{\alpha\beta}]}{d\vartheta} [i_{\alpha\beta}] + \\ & + \sqrt{\frac{3}{2}} \frac{d\vartheta}{dt} M_F i_f \begin{bmatrix} -\text{sen}\vartheta \\ \cos\vartheta \end{bmatrix} + \sqrt{\frac{3}{2}} M_F \begin{bmatrix} \cos\vartheta \\ \text{sen}\vartheta \end{bmatrix} \frac{di_f}{dt} \end{aligned} \quad (3.62)$$

sendo:

$$[L_{\alpha\beta}] = \begin{bmatrix} (L_a - M_a) + \left(\frac{1}{2}L_b + M_b\right) \cos 2\vartheta & \left(\frac{1}{2}L_b + M_b\right) \text{sen} 2\vartheta \\ \left(\frac{1}{2}L_b + M_b\right) \text{sen} 2\vartheta & (L_a - M_a) - \left(\frac{1}{2}L_b + M_b\right) \cos 2\vartheta \end{bmatrix} \quad (3.63)$$

Considerando (3.63) as derivadas em ordem a ϑ das indutâncias $\frac{d[L_{\alpha\beta}]}{d\vartheta}$, são dadas por:

$$\frac{d[L_{\alpha\beta}]}{d\vartheta} = 2 \begin{bmatrix} -\left(\frac{1}{2}L_b + M_b\right) \text{sen} 2\vartheta & \left(\frac{1}{2}L_b + M_b\right) \cos 2\vartheta \\ \left(\frac{1}{2}L_b + M_b\right) \cos 2\vartheta & \left(\frac{1}{2}L_b + M_b\right) \text{sen} 2\vartheta \end{bmatrix} \quad (3.64)$$

Considerando:

$$L_{a1} = (L_a - M_a) \quad (3.65)$$

$$L_{a2} = \left(\frac{1}{2}L_b + M_b\right) \quad (3.66)$$

e considerando (3.65) e (3.66) em (3.63), $[L_{\alpha\beta}]$ é dado por:

$$[L_{\alpha\beta}] = \begin{bmatrix} (L_{a1} + L_{a2} \cos 2\vartheta) & (L_{a2} \sin 2\vartheta) \\ (L_{a2} \sin 2\vartheta) & (L_{a1} - L_{a2} \cos 2\vartheta) \end{bmatrix} \quad (3.67)$$

e $\frac{d[L_{\alpha\beta}]}{d\vartheta}$, é dado por:

$$\frac{d[L_{\alpha\beta}]}{d\vartheta} = \begin{bmatrix} (-2L_{a2} \sin 2\vartheta) & (2L_{a2} \cos 2\vartheta) \\ (2L_{a2} \cos 2\vartheta) & (2L_{a2} \sin 2\vartheta) \end{bmatrix} \quad (3.68)$$

O uso da transformação de Park $[D]$ permite introduzir uma simplificação adicional na obtenção do modelo matemático para o GSIP:

$$[X_{\alpha\beta 0}] = [C][X_{dq0}] \quad ; \quad \begin{bmatrix} X_\alpha \\ X_\beta \\ X_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \vartheta & -\sin \vartheta & 0 \\ \sin \vartheta & \cos \vartheta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_d \\ X_q \\ X_0 \end{bmatrix} \quad (3.69)$$

sendo X_{dq0} a grandeza de interesse no sistema de eixos de coordenadas $(d, q, 0)$.

Considerando (3.61) e (3.69) as tensões nos enrolamentos estatóricos no sistema de eixos de coordenadas (d, q) , são dadas por:

$$[u_{dq}] = [R_{dq}][i_{dq}] + \frac{d\vartheta}{dt} \begin{bmatrix} -\psi_q \\ \psi_d \end{bmatrix} + \frac{d[\psi_{dq}]}{dt} \quad (3.70)$$

a tensão no enrolamento do rotor é dada por:

$$u_f = R_f i_f + \frac{d\psi_f}{dt} \quad (3.71)$$

A matriz de resistências dos enrolamentos estatóricos R_{dq} no sistema de eixos de coordenadas (d, q) é dada por:

$$[R_{dq}] = \begin{bmatrix} R & 0 \\ 0 & R \end{bmatrix} \quad (3.72)$$

Os fluxos magnéticos ligados com os enrolamentos estatóricos ψ_{dq} no sistema de eixos de coordenadas (d, q) são dados por:

$$[\Psi_{dq}] = [L_{dq}][i_{dq}] + \sqrt{\frac{3}{2}} M_F i_f \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.73)$$

O fluxo magnético ligado com o enrolamento do rotor ψ_f é dado por:

$$\Psi_f = L_f i_f + \sqrt{\frac{3}{2}} M_F i_d \quad (3.74)$$

Considerando:

$$M = \sqrt{\frac{3}{2}} M_F \quad (3.75)$$

Considerando (3.70) a (3.74) o modelo matemático para o GSIP com p pares de pólos no sistema de eixos de coordenadas (d, q) é dado por:

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \\ u_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R & -p\omega_g L_q & 0 \\ p\omega_g L_d & R & p\omega_g M \\ 0 & 0 & R_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_f \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_d & 0 & M \\ 0 & L_q & 0 \\ M & 0 & L_f \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_f \end{bmatrix} \quad (3.76)$$

As equações de estado do modelo matemático para o GSIP, considerando (3.76), são dadas por:

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_f \end{bmatrix} = & \begin{bmatrix} \frac{1}{(L_d - \frac{M^2}{L_f})} & 0 & -\frac{M}{L_f(L_d - \frac{M^2}{L_f})} \\ 0 & \frac{1}{L_q} & 0 \\ -\frac{M}{L_f(L_f - \frac{M^2}{L_d})} & 0 & \frac{1}{(L_f - \frac{M^2}{L_d})} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_d \\ u_q \\ u_f \end{bmatrix} + \\ & + \begin{bmatrix} \frac{1}{(L_d - \frac{M^2}{L_f})} & \frac{p\omega_g L_q}{(L_d - \frac{M^2}{L_f})} & \frac{MR_f}{L_f(L_d - \frac{M^2}{L_f})} \\ -\frac{p\omega_g L_d}{L_q} & \frac{R}{L_q} & -\frac{p\omega_g M}{L_q} \\ \frac{MR}{L_f(L_f - \frac{M^2}{L_d})} & \frac{1}{(L_f - \frac{M^2}{L_d})} & \frac{p\omega_g ML_q}{L_f(L_f - \frac{M^2}{L_d})} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_f \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3.77)$$

Particularizando para o caso do modelo matemático para o GSIP, a corrente de excitação i_f no enrolamento equivalente do rotor é considerada constante e a resistência do enrolamento equivalente R_f é nula [Krause95, Ong98].

Considerando (3.76) o modelo matemático para o GSIP é dado por:

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \\ u_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R & -p\omega_g L_q & 0 \\ p\omega_g L_d & R & p\omega_g M \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_f \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_d & 0 & 0 \\ 0 & L_q & 0 \\ M & 0 & L_f \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.78)$$

A potência eléctrica entre o gerador e o exterior é dada por:

$$P_g = [u_1 \ u_2 \ u_3 \ u_f][i_1 \ i_2 \ i_3 \ i_f]^T = [u_d \ u_q \ u_f][i_d \ i_q \ i_f]^T \quad (3.79)$$

O esquema equivalente do GSIP com p pares de pólos no sistema de eixos de coordenadas (d, q) é apresentado na Figura 3.18.

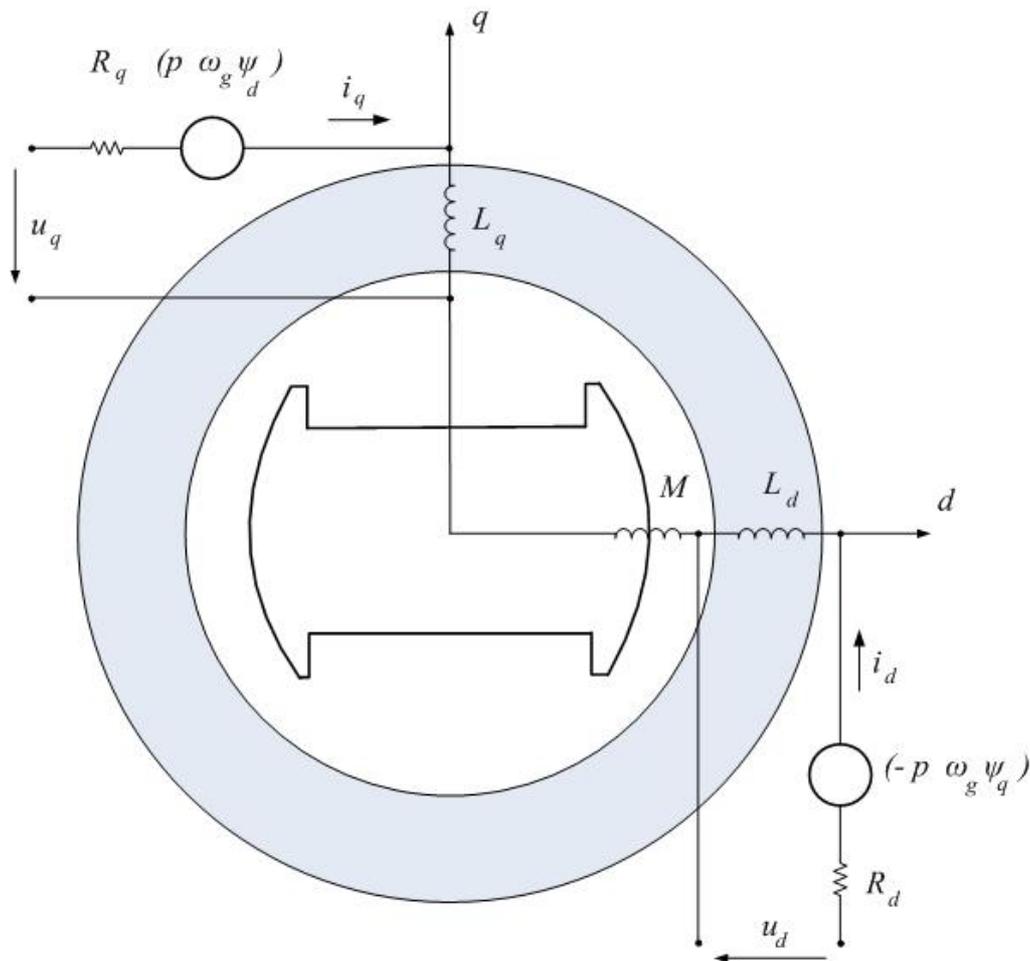


Figura 3.18 – Esquema equivalente do GSIP no sistema de eixos de coordenadas (d, q) .

3.5 Conversores Electrónicos de Potência

O desenvolvimento dos semicondutores de potência de corte comandado nas últimas décadas do século passado levou ao interesse nos conversores electrónicos de potência com um ou mais estágios de processamento de energia [Cruz09]. No conversor com apenas um estágio de processamento de energia, caso do conversor matricial, a conversão é designada por conversão directa de frequência, i.e., conversão de corrente alternada para corrente alternada em diferente frequência, CA/CA, não existindo elementos de armazenamento de energia. No conversor com dois ou mais estágios de processamento de energia, a conversão é designado por conversão indirecta de frequência. No caso da conversão indirecta de dois estágios, caso dos conversores de dois níveis e do conversor multinível, o estágio de entrada é um conversor corrente alternada para corrente contínua, CA/CC, e o estágio de saída é um conversor de corrente contínua para corrente alternada, CC/CA [Labrique91, Pinto03, Baroudi07].

Em [Ikonen06, Barros07] são descritas vantagens e desvantagens no uso do conversor multinível. Em relação ao conversor de dois níveis, o conversor multinível tem as seguintes vantagens [Portillo06, Antunes06]:

- o estágio contínuo pode assumir tensões mais elevadas, visto que, cada dispositivo semiconductor de potência fica sujeito a uma tensão igual à diferença entre os dois níveis adjacentes de tensões;
- a tensão de saída pode apresentar mais de três níveis ou patamares;
- a distorção harmónica da corrente injectada na rede eléctrica é menor;
- as exigências de comutação dos interruptores de potência são menores, reduzindo as perdas de comutação, visto que, a frequência de comutação é inferior;
- a relação sinal-ruído é superior;
- a interferência electromagnética é reduzida.

O conversor multinível, por conter um maior número de interruptores de potência e por ter uma configuração com mais graus de liberdade, tem as seguintes desvantagens:

- o comando e o controlo são mais complexos;
- a disponibilidade de mais níveis de tensão na etapa contínua torna a configuração mais onerosa.

O conversor multinível pode ter diversas configurações. As configurações mais comuns [Barros07] são:

- a configuração de díodos de ligação ao ponto neutro, conhecida por configuração NPC;
- a configuração de condensadores flutuantes (*Flying Capacitor*, FC);
- a configuração de associação em série de inversores de ponte completa com fontes independentes, conhecida por configuração CHB.

O conversor matricial é constituído quase integralmente por interruptores de potência bidireccionais, tendo a vantagem de dispensar comparativamente aos conversores de dois níveis e de multinível o uso de elementos armazenadores de energia. Esta vantagem implica maior fiabilidade, menor volume e menor custo.

Contudo, o conversor matricial tem comparativamente as desvantagens de dificultar:

- o processo de comutação dos interruptores;
- a definição de estratégias de comando que garantam tensões de saída e correntes de entrada sinusoidais [Pinto03].

O conversor matricial, para além de permitir a ligação de qualquer uma das fases de saída a uma das fases de entrada, permite igualmente que o trânsito da energia tenha o sentido do gerador para o receptor ou vice-versa, sendo este denominado por trânsito bidireccional de energia.

O trânsito bidireccional de energia no conversor matricial é conseguido utilizando interruptores de potência de corte comandado unidireccionais numa configuração que os aproxima do comportamento dos interruptores bidireccionais. O interruptor bidireccional não está comercialmente disponível. A associação de transístores IGBT's permite obter interruptores bidireccionais [Holmes92, Matsuo96, Pinto03, Pinto07]. Assim, cada um destes interruptores bidireccionais é constituído por dois transístores IGBT's ligados a dois díodos numa configuração em anti-paralelo. Para filtrar as harmónicas de alta-frequência da corrente de entrada, é utilizado um filtro L C [Pinto03], ou um filtro R L [Barakati09]. À excepção do filtro, o conversor matricial não tem mais elementos reactivos.

Os conversores matriciais têm sido aplicados em fontes de alimentação trifásicas compactas e em accionamentos electromecânicos para controlo de velocidade em processos em linhas fabris, em aeronáutica e em diversos usos militares [Pinto03, Baroudi07]. Comparativamente aos conversores de dois níveis e de multinível, a utilização do conversor matricial em fontes de alimentação compactas trifásicas tem as seguintes vantagens:

- o rendimento é maior;
- os graus de liberdade permitem controlar as grandezas de saída e de entrada, em particular o factor de potência;
- a redução do custo e do volume do conversor;
- o ruído áudio de comutação está acima da banda de frequência áudio;
- o trânsito bidireccional de energia cumpre com as normas internacionais sobre harmónicas injectadas na rede eléctrica.

Estas vantagens do conversor matricial, aplicados às fontes de alimentação trifásicas compactas, permitem definir este conversor como um conversor universal de tensão e frequência, pois pode realizar a conversão: CA/CA polifásica; trifásica/monofásica; monofásica/trifásica; monofásica/monofásica; CA/CC; CC/CA [Pinto03].

O uso de conversores electrónicos de potência constituídos por interruptores de potência de corte comandado, nos sistemas eólicos, permite melhorar a eficiência do processo de conversão de energia, o que, aliado à crescente relação qualidade/preço dos conversores electrónicos de potência, faz esperar que a sua utilização como componente dos sistemas eólicos seja cada vez mais significativa. Nos sistemas eólicos de velocidade variável, a utilização de conversores electrónicos de potência principiou com o uso do conversor de dois níveis, tendo este uso permanecido até à actualidade. No entanto existem estudos sobre sistemas eólicos com GIDA [Baroudi07] recorrendo ao uso do conversor multinível e mais recentemente ao uso do conversor matricial.

O sistema eólico estudado está equipado com um conversor electrónico de potência, sendo consideradas três configurações, usando respectivamente um modelo para o conversor de dois níveis, o conversor multinível na configuração NPC e o conversor matricial. Este estudo é uma das contribuições originais desta tese e envolve a simulação da aplicação destes conversores aos sistemas eólicos de velocidade variável com GSIP [Melício10c].

3.5.1 Conversor de Dois Níveis

No sistema eólico equipado com um conversor electrónico de potência descrito pela consideração do modelo para um conversor de dois níveis, o conversor está ligado entre o GSIP e o filtro de segunda ordem, estando o filtro de segunda ordem ligado à rede eléctrica.

O modelo do conversor de dois níveis é constituído por dois conversores de potência de dois níveis, constituídos por interruptores de potência de corte comandado unidireccionais denominados transístores IGBT's. O primeiro conversor desempenha a função de rectificador, estando ligado entre o GSIP e um banco de condensadores.

O segundo conversor desempenha a função de inversor, estando ligado entre o banco de condensadores e um filtro de segunda ordem ligado antes da rede eléctrica. O rectificador e o inversor são constituídos por seis transístores IGBT's, cada um ligado a um diódo numa configuração em anti-paralelo.

O transístor IGBT é descrito por um interruptor de potência unidireccional ideal, i.e., as comutações são instantâneas, sendo nula a tensão de condução no estado de saturação e nula a corrente no estado de corte. O conjunto de dois interruptores de potência ligados à mesma fase constitui um braço do conversor.

A configuração do sistema eólico equipado com um conversor de dois níveis é apresentada na Figura 3.19.

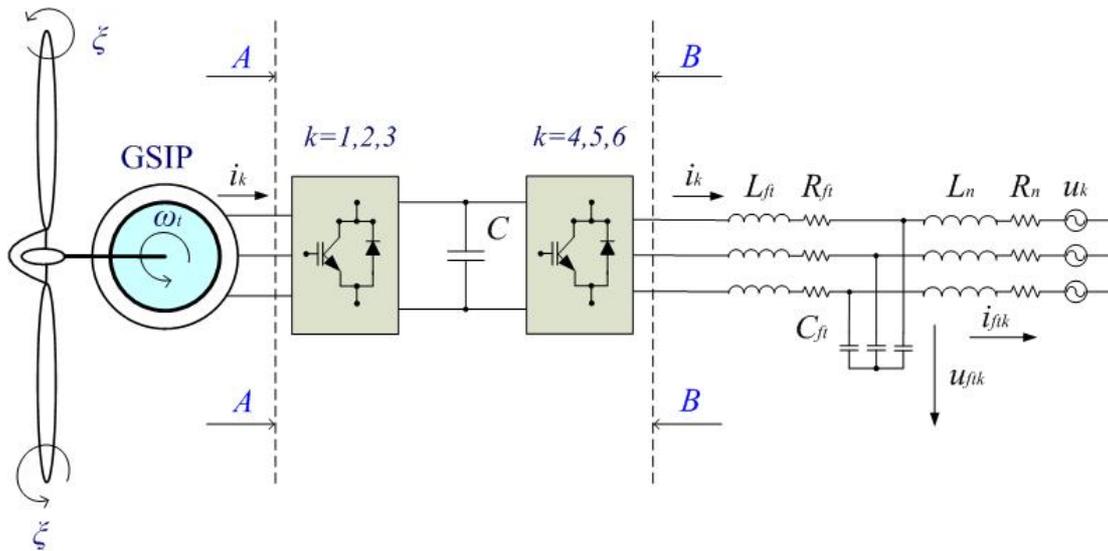


Figura 3.19 – Configuração do sistema eólico equipado com conversor de dois níveis.

A configuração do conversor de dois níveis, indicada na figura anterior entre AA e BB, é apresentada com maior pormenor na Figura 3.20.

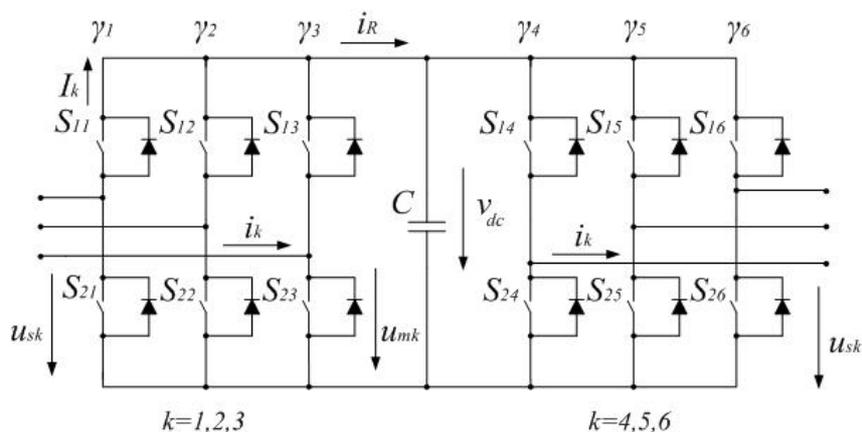


Figura 3.20 – Configuração do conversor de dois níveis.

No modelo do conversor de dois níveis em estudo, são consideradas as seguintes hipóteses [Silva07, Melício08c]:

- 1) O interruptor de potência é ideal e unidireccional e nunca estará sujeito a tensões inversas, sendo esta situação garantida pela ligação do diodo numa configuração em anti-paralelo;
- 2) O diodo é ideal: em condução é nula a queda de tensão aos seus terminais e ao corte é nula a corrente que o atravessa;
- 3) A tensão no banco de condensadores C na saída do rectificador deve ser sempre $v_{dc} > 0$;
- 4) O conversor deve ter em cada braço k sempre um interruptor de potência em condução.

Cada interruptor identificado por S_{ik} com $i \in \{1, 2\}$ na Figura 3.20 pode assumir um de dois estados de comutação, designados 1 ou 0, respectivamente associados com o estado de condução ou de corte.

Estes estados determinam uma variável de comutação γ_k . A variável de comutação γ_k identifica o estado do interruptor $i = 1$ no braço k do conversor. O índice k com $k \in \{1, 2, 3\}$ identifica os braços do rectificador e com $k \in \{4, 5, 6\}$ identifica os braços do inversor.

As combinações de comutação (condução ou corte) do braço k do conversor em função da variável de comutação e da tensão u_{mk} estão indicadas na Tabela 3.3 [Melício04].

Tabela 3.3 – Combinações de comutação do braço do conversor de dois níveis.

S_{1k}	S_{2k}	γ_k	u_{mk}
1	0	1	v_{dc}
0	1	0	0

A variável de comutação do braço k [Silva07, Melício08c] é dada por:

$$\gamma_k = \begin{cases} 1, & (S_{1k} = 1 \text{ e } S_{2k} = 0) \\ 0, & (S_{1k} = 0 \text{ e } S_{2k} = 1) \end{cases} \quad k \in \{1, \dots, 6\} \quad (3.80)$$

A variável de comutação depende dos estados de condução ou corte do interruptor $i = 1$ no braço k . Assim, considerando a hipótese 4) é necessário introduzir a restrição para o braço k dada por:

$$\sum_{i=1}^2 S_{ik} = 1 \quad k \in \{1, \dots, 6\} \quad (3.81)$$

O vector das tensões com componentes u_{mk} em função das variáveis de comutação γ_k é dado por:

$$[u_{mk}] = [\gamma_k] v_{dc} \quad (3.82)$$

O vector das correntes de fase com componentes i_k para a corrente de saída do gerador e entrada do rectificador está relacionado com as suas componentes no sistema (d, q) pela relação dada por:

$$[i_k] = [C][D][i_{dq}] \quad (3.83)$$

As correntes I_k dos braços do conversor em função das variáveis de comutação γ_k e das correntes i_k são dadas por:

$$I_k = \gamma_k i_k \quad k \in \{1, 2, 3\} \quad (3.84)$$

A corrente i_R na saída do rectificador em função das correntes I_k nos braços do rectificador é dada por:

$$i_R = \sum_{k=1}^3 I_k \quad (3.85)$$

A corrente i_R na saída do rectificador substituindo (3.84) em (3.85) é dada por:

$$i_R = \sum_{k=1}^3 \gamma_k i_k \quad (3.86)$$

As tensões u_{sk} aos terminais do gerador em função das variáveis de comutação e da tensão v_{dc} aos terminais do banco de condensadores C são dadas por:

$$u_{sk} = \frac{1}{3} \left(2\gamma_k - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^3 \gamma_j \right) v_{dc} \quad k \in \{1, 2, 3\} \quad (3.87)$$

As variáveis de comutação do rectificador [Melício04] são dadas por:

$$\Gamma_k = \frac{1}{3} \left(2\gamma_k - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^3 \gamma_j \right) \quad k \in \{1, 2, 3\} \quad (3.88)$$

O vector das tensões (3.87) com componentes $u_{s\alpha\beta}$ para a tensão aos terminais do gerador no sistema de eixos de coordenadas (α, β) , é dado por:

$$[u_{s\alpha\beta}] = \frac{1}{3}[C]^T [\Gamma_k] v_{dc} \quad (3.89)$$

O vector das tensões aos terminais do gerador em componentes u_{dq} , considerando o modelo matemático para o GSIP (3.78), é dado por:

$$[u_{dq}] = [C]^T [D]^T [u_{sk}] \quad (3.90)$$

A tensão v_{dc} aos terminais do banco de condensadores C é determinada pela equação dada por:

$$\frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} \left(\sum_{k=1}^3 \gamma_k i_k - \sum_{k=4}^6 \gamma_k i_k \right) \quad (3.91)$$

A metodologia aplicada para a determinação das tensões u_{sk} aos terminais do inversor e das correntes de fase i_k para a corrente de saída do inversor e entrada do filtro com $k \in \{4, 5, 6\}$, é semelhante à metodologia aplicada no estudo do rectificador.

As tensões u_{sk} aos terminais do inversor em função das variáveis de comutação e da tensão v_{dc} aos terminais do banco de condensadores C são dadas por:

$$u_{sk} = \frac{1}{3} \left(2\gamma_k - \sum_{\substack{j=4 \\ j \neq k}}^6 \gamma_j \right) v_{dc} \quad k \in \{4, 5, 6\} \quad (3.92)$$

As correntes de fase i_k na saída do inversor e entrada do filtro são determinadas pelas equações dadas por:

$$\frac{di_k}{dt} = \frac{1}{L_{ft}}(u_{sk} - R_{ft} i_k - u_{ftk}) \quad k \in \{4,5,6\} \quad (3.93)$$

As equações (3.93) para as correntes de fase i_k na saída do inversor e entrada do filtro no sistema de eixos (α, β) permitem escrever a equação matricial dada por:

$$\frac{d}{dt}[i_{\alpha\beta}] = \frac{1}{L_{ft}}([u_{s\alpha\beta}] - R_{ft}[i_{\alpha\beta}] - [u_{ft\alpha\beta}]) \quad (3.94)$$

O filtro de segunda ordem ligado antes da rede eléctrica é representado por uma bobina com uma indutância L_{ft} , uma resistência R_{ft} e um banco de condensadores com uma capacidade C_{ft} . A tensão u_{ftk} na saída do filtro, i.e., no ponto de ligação à rede é determinada pela equação dada por:

$$\frac{du_{ftk}}{dt} = \frac{1}{C_{ft}}(i_k - i_{ftk}) \quad k \in \{4,5,6\} \quad (3.95)$$

sendo i_{ftk} a corrente de saída do filtro e entrada da rede eléctrica

O conversor de dois níveis é modelado por (3.80) a (3.95).

3.5.2 Conversor Multinível

No sistema eólico equipado com um conversor electrónico de potência descrito pela consideração do modelo para um conversor multinível na configuração NPC, o conversor está ligado entre o GSIP e o filtro de segunda ordem, estando o filtro de segunda ordem ligado à rede eléctrica.

O modelo do conversor multinível é constituído por dois conversores de potência multinível, constituídos por interruptores de potência de corte comandado unidireccionais denominados transístores IGBT's. O primeiro conversor desempenha a função de rectificador, estando ligado entre o GSIP e um divisor de tensão constituído por dois bancos de condensadores. O segundo conversor desempenha a função de inversor, estando ligado entre os bancos de condensadores e um filtro de segunda ordem ligado antes da rede eléctrica. O rectificador e o inversor são constituídos por doze transístores IGBT's, cada um ligado a um diódo numa configuração em anti-paralelo.

O transístor IGBT é descrito por um interruptor de potência unidireccional ideal, i.e., as comutações são instantâneas, sendo nula a tensão de condução no estado de saturação e nula a corrente no estado de corte. O conjunto de quatro interruptores de potência ligados à mesma fase constitui um braço do conversor.

A configuração do sistema eólico equipado com um conversor multinível na configuração NPC é apresentada na Figura 3.21.

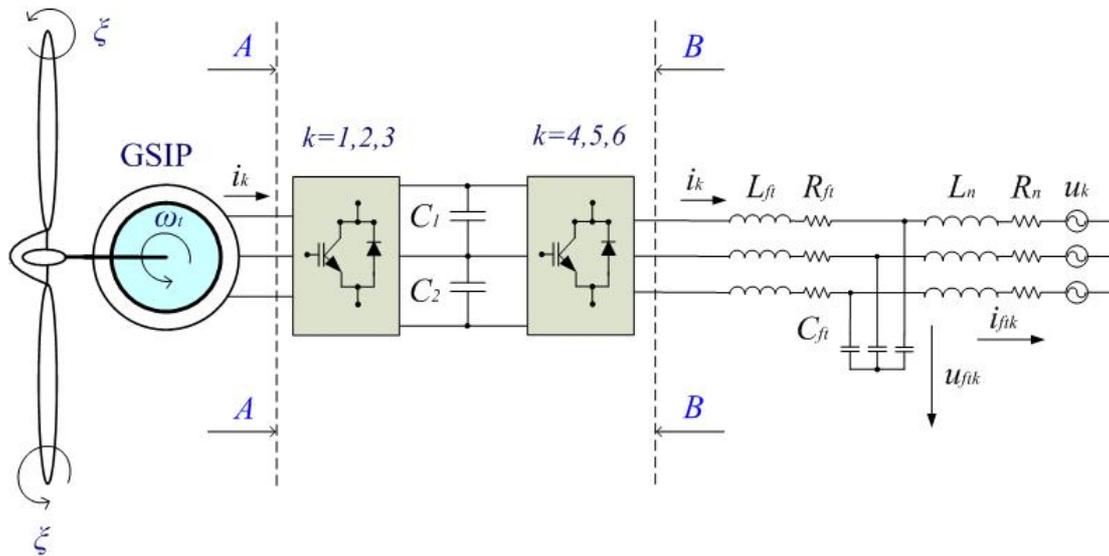


Figura 3.21 – Configuração do sistema eólico equipado com conversor multinível NPC.

A configuração do conversor multinível, indicada na figura anterior entre AA e BB, é apresentada com maior pormenor na Figura 3.22.

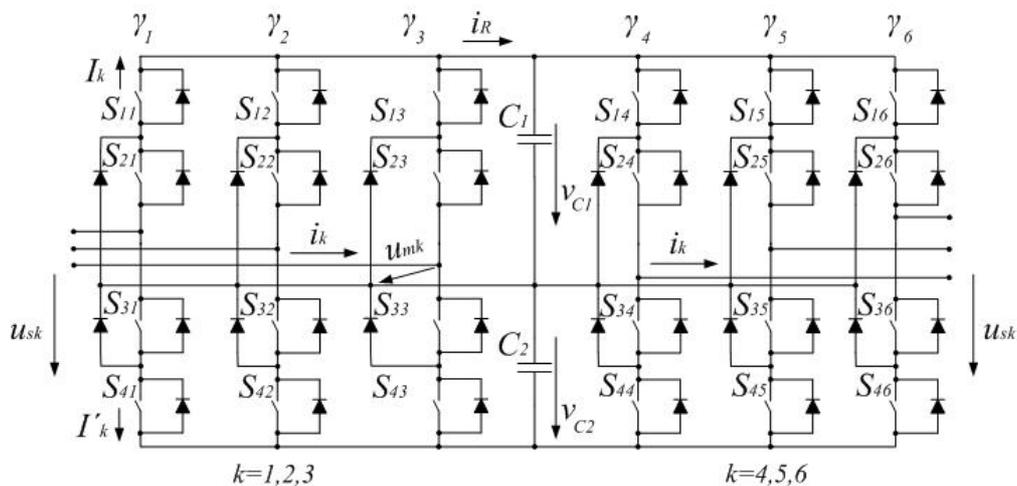


Figura 3.22 – Configuração do conversor multinível NPC.

No modelo do conversor multinível em estudo, são consideradas as seguintes hipóteses [Melício08c]:

- 1) O interruptor de potência é ideal e unidireccional e nunca estará sujeito a tensões inversas, sendo esta situação garantida pela ligação do díodo numa configuração em anti-paralelo;
- 2) O díodo é ideal: em condução é nula a queda de tensão aos seus terminais e ao corte é nula a corrente que o atravessa;
- 3) A tensão nos bancos de condensadores C_1 e C_2 na saída do rectificador deve ser sempre $v_{dc} > 0$;
- 4) O conversor deve ter em cada braço k sempre dois interruptores de potência em condução.

Cada interruptor identificado por S_{ik} com $i \in \{1, 2, 3, 4\}$ na Figura 3.22 pode assumir um de dois estados de comutação, designados 1 ou 0, respectivamente associados com o estado condução ou corte. Estes estados determinam uma variável de comutação γ_k . A variável de comutação γ_k identifica o estado dos interruptores ($i=1$ e $i=2$), ($i=2$ e $i=3$) ou ($i=3$ e $i=4$) no braço k do conversor. O índice k com $k \in \{1, 2, 3\}$ identifica os braços do rectificador e com $k \in \{4, 5, 6\}$ identifica os braços do inversor.

As combinações de comutação (condução ou corte) do braço k do conversor em função da variável de comutação e da tensão u_{mk} estão indicadas na Tabela 3.4 [Barros07].

Tabela 3.4 – Combinações de comutação do braço do conversor multinível.

S_{1k}	S_{2k}	S_{3k}	S_{4k}	γ_k	u_{mk}
1	1	0	0	1	$u_{C1} = \frac{v_{dc}}{2}$
0	1	1	0	0	0
0	0	1	1	-1	$u_{C2} = -\frac{v_{dc}}{2}$

A variável de comutação do braço k [Barros07, Melício08c] é dada por:

$$\gamma_k = \begin{cases} 1, & (S_{1k} \text{ e } S_{2k}) = 1 \text{ e } (S_{3k} \text{ e } S_{4k}) = 0 \\ 0, & (S_{2k} \text{ e } S_{3k}) = 1 \text{ e } (S_{1k} \text{ e } S_{4k}) = 0 \\ -1, & (S_{3k} \text{ e } S_{4k}) = 1 \text{ e } (S_{1k} \text{ e } S_{2k}) = 0 \end{cases} \quad k \in \{1, \dots, 6\} \quad (3.96)$$

A variável de comutação depende dos estados de condução ou corte dos interruptores ($i = 1$ e $i = 2$), ($i = 2$ e $i = 3$) ou ($i = 3$ e $i = 4$) no braço k . Assim, considerando a hipótese 4) é necessário introduzir a restrição para cada braço k dada por:

$$(S_{1k} \cdot S_{2k}) + (S_{2k} \cdot S_{3k}) + (S_{3k} \cdot S_{4k}) = 1 \quad k \in \{1, \dots, 6\} \quad (3.97)$$

O vector das tensões com componentes u_{mk} em função das variáveis de comutação γ_k é dado por:

$$[u_{mk}] = [\gamma_k] \frac{v_{dc}}{2} \quad (3.98)$$

As tensões compostas u_{sij} aos terminais do rectificador em função da tensão u_{si} e da tensão u_{mk} são dadas por:

$$u_{sij} = u_{si} - u_{sj} = u_{mi} - u_{mj} \quad i, j \in \{1, 2, 3\} \quad \text{para} \quad i \neq j \quad (3.99)$$

A tensão v_{dc} aos terminais dos bancos de condensadores, considerando que os bancos de condensadores C_1 e C_2 são iguais, é dada por:

$$v_{dc} = v_{C1} + v_{C2} \quad (3.100)$$

As tensões u_{mk} em função das variáveis de comutação γ_k , considerando (3.98) a (3.100), são dadas por:

$$u_{mk} = \frac{\gamma_k(1 + \gamma_k)}{2} v_{C1} + \frac{\gamma_k(1 - \gamma_k)}{2} v_{C2} \quad k \in \{1, 2, 3\} \quad (3.101)$$

As variáveis de comutação Φ_{1k} e Φ_{2k} associadas a γ_k para simplificação de (3.101) são dadas por:

$$u_{mk} = \Phi_{1k} v_{C1} + \Phi_{2k} v_{C2} \quad k \in \{1, 2, 3\} \quad (3.102)$$

Os dois interruptores superiores (S_{1k} e S_{2k}) e os dois interruptores inferiores (S_{3k} e S_{4k}) de cada braço k do conversor estão associados às variáveis de comutação Φ_{1k} e Φ_{2k} , respectivamente, [Barros07, Melício08c] dadas por:

$$\Phi_{1k} = \frac{\gamma_k (1 + \gamma_k)}{2}; \quad \Phi_{2k} = \frac{\gamma_k (1 - \gamma_k)}{2} \quad k \in \{1, 2, 3\} \quad (3.103)$$

As tensões u_{mk} em função das variáveis de comutação γ_k , considerando (3.96) a (3.101), são dadas por:

$$u_{mk} = \begin{cases} v_{C1} & \text{quando } \gamma_k = 1 \\ 0 & \text{quando } \gamma_k = 0 \\ -v_{C2} & \text{quando } \gamma_k = -1 \end{cases} \quad k \in \{1, \dots, 6\} \quad (3.104)$$

As tensões u_{sk} aos terminais do gerador, em função das variáveis de comutação e das tensões v_{C1} e v_{C2} nos bancos de condensadores C_1 e C_2 , são dadas por:

$$u_{sk} = \frac{1}{3} (2\Phi_{ik} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^3 \Phi_{ij}) v_{Ci} \quad i \in \{1, 2\} \quad k \in \{1, 2, 3\} \quad (3.105)$$

As variáveis de comutação do rectificador [Barros07] são dadas por:

$$E_{ik} = \frac{1}{3} (2\Phi_{ik} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^3 \Phi_{ij}) \quad i \in \{1, 2\} \quad k \in \{1, 2, 3\} \quad (3.106)$$

O vector das tensões (3.105) com componentes $u_{s\alpha\beta}$ para a tensão aos terminais do gerador no sistema de eixos de coordenadas (α, β) , é dado por:

$$[u_{s\alpha\beta}] = \frac{1}{3} [C]^T [E_{ik}] [u_{Ci}] \quad (3.107)$$

O vector das tensões aos terminais do gerador em componentes u_{dq} , considerando o modelo matemático para o GSIP (3.78), é dado por:

$$[u_{dq}] = [C]^T [D]^T [u_{sk}] \quad (3.108)$$

A tensão v_{dc} aos terminais dos bancos de condensadores é a soma das tensões v_{C1} e v_{C2} no banco de condensadores de capacidade C_1 e no banco de condensadores de capacidade C_2 , respectivamente, sendo determinada pela equação dada por:

$$\frac{dv_{dc}}{dt} = \sum_{i=1}^2 \frac{1}{C_i} \left(\sum_{k=1}^3 \Phi_{ik} i_k - \sum_{k=4}^6 \Phi_{ik} i_k \right) \quad (3.109)$$

O vector das correntes de fase com componentes i_k para a corrente de saída do gerador e entrada do rectificador está relacionado com as suas componentes no sistema (d, q) pela relação dada por:

$$[i_k] = [C][D][i_{dq}] \quad (3.110)$$

As correntes I_k dos braços do conversor em função das variáveis de comutação γ_k e das correntes de fase i_k [Barros07] são dadas por:

$$I_k = \begin{cases} -i_k, & \gamma_k = 1 \\ 0, & \gamma_k \neq 1 \end{cases} \quad I'_k = \begin{cases} i_k, & \gamma_k = -1 \\ 0, & \gamma_k \neq -1 \end{cases} \quad k \in \{1, 2, 3\} \quad (3.111)$$

A metodologia aplicada para a determinação das tensões u_{sk} aos terminais do inversor e das correntes de fase i_k para a corrente de saída do inversor e entrada do filtro com $k \in \{4, 5, 6\}$, é semelhante à metodologia aplicada no estudo do rectificador.

As equações para as correntes de fase i_k na saída do inversor e entrada do filtro sistema de eixos (α, β) permitem escrever a equação matricial dada por:

$$\frac{d}{dt}[i_{\alpha\beta}] = \frac{1}{L_{ft}}([u_{s\alpha\beta}] - R_{ft}[i_{\alpha\beta}] - [u_{ft\alpha\beta}]) \quad (3.112)$$

O filtro de segunda ordem ligado antes da rede eléctrica é apresentado por uma bobina com uma indutância L_{ft} , uma resistência R_{ft} e um banco de condensadores com uma capacidade C_{ft} . A tensão u_{ftk} na saída do filtro, i.e., no ponto de ligação à rede é determinada pela equação dada por:

$$\frac{du_{ftk}}{dt} = \frac{1}{C_{ft}}(i_k - i_{ftk}) \quad k \in \{4, 5, 6\} \quad (3.113)$$

sendo i_{ftk} a corrente de saída do filtro e entrada da rede eléctrica

O conversor multinível na configuração NPC é modelado por (3.96) a (3.113).

3.5.3 Conversor Matricial

No sistema eólico equipado com um conversor electrónico de potência descrito pela consideração do modelo para um conversor matricial, o conversor está ligado entre o filtro de primeira ordem e o filtro de segunda ordem, estando o filtro de primeira ordem ligado ao GSIP e o filtro de segunda ordem ligado à rede eléctrica.

O conversor matricial é constituído por nove interruptores de potência bidireccionais. A configuração do sistema eólico equipado com um conversor matricial é apresentada na Figura 3.23.

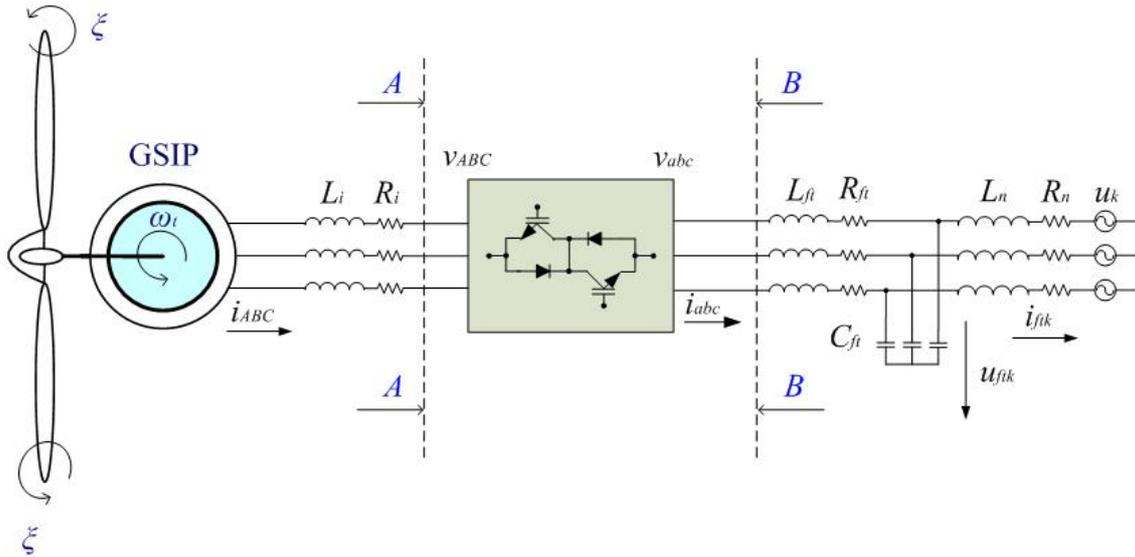


Figura 3.23 – Configuração do sistema eólico com conversor matricial.

A configuração do conversor matricial, indicada na figura anterior entre AA e BB, usando a seguinte convenção para os índices das tensões e das correntes respectivamente na entrada letras minúsculas e na saída letras maiúsculas [Pinto03], é apresentada com maior pormenor na Figura 3.24.

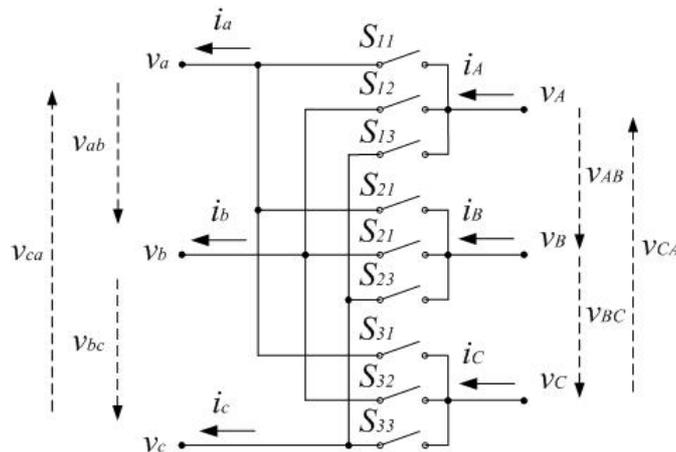


Figura 3.24 – Configuração do conversor matricial.

Cada interruptor S_{ij} na Figura 3.24 pode assumir um de dois estados de comutação, designados 1 ou 0, respectivamente associados com o estado de condução ou de corte. Segundo [Pinto07] será usada a convenção dada por:

$$S_{ij} = \begin{cases} 1 \text{ (condução)} \\ 0 \text{ (corte)} \end{cases} \quad \text{para } i, j \in \{1, 2, 3\} \quad (3.114)$$

O índice i identifica a fase de saída à qual o interruptor está ligado, e o índice j identifica a fase de entrada à qual o interruptor está ligado. Os nove interruptores bidireccionais S_{ij} estão associados em grupos de três com cada uma das fases, formando uma sistema de 3×3 que constitui a matriz de comando do conversor dada por:

$$[S] = \begin{bmatrix} S_{11} & S_{12} & S_{13} \\ S_{21} & S_{22} & S_{23} \\ S_{31} & S_{32} & S_{33} \end{bmatrix} \quad (3.115)$$

Esta matriz de comando determina em cada instante que cada fase de saída esteja ligada a uma fase de entrada do conversor.

No modelo do conversor matricial em estudo são consideradas as seguintes hipóteses:

- 1) O interruptor de cada elemento da matriz de comando do conversor é bidireccional e ideal em tensão e corrente;
- 2) Os díodos são ideais: em condução é nula a queda de tensão aos seus terminais e ao corte é nula a corrente que os atravessa;
- 3) A matriz de comando deverá ter sempre em cada linha, um interruptor em condução para que haja continuidade na corrente;

- 4) A matriz de comando só poderá ter um interruptor em condução em cada linha, para que não haja a possibilidade de curto-circuito com as fontes de tensão.

Considerando as hipóteses 3) e 4) é necessário introduzir as restrições para a matriz de comando do conversor matricial, dadas por:

$$\sum_{j=1}^3 S_{ij} = 1 \quad \text{para } i \in \{1, 2, 3\} \quad (3.116)$$

$$\sum_{i=1}^3 S_{ij} = 1 \quad \text{para } j \in \{1, 2, 3\} \quad (3.117)$$

A matriz de comando do conversor matricial é variável no tempo, dependente em cada instante dos estados de comutação (condução ou corte) dos interruptores de potência bidireccionais.

A matriz de comando permite determinar o vector cujas componentes são as tensões simples v_A , v_B , v_C aos terminais na saída do conversor matricial em função do vector cujas componentes são as tensões simples v_a , v_b , v_c aos terminais na entrada do conversor matricial [Pinto07, Cruz09], sendo válida a igualdade dada por:

$$\begin{bmatrix} v_A \\ v_B \\ v_C \end{bmatrix} = [S] \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3.118)$$

O vector cujas componentes são as tensões compostas v_{AB} , v_{BC} , v_{CA} aos terminais na saída do conversor matricial é determinado em função do vector cujas componentes são as tensões compostas v_{ab} , v_{bc} , v_{ca} aos terminais na entrada do conversor matricial através da matriz de comando das tensões compostas, sendo válida a igualdade dada por:

$$\begin{bmatrix} v_{AB} \\ v_{BC} \\ v_{CA} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & H_{13} \\ H_{21} & H_{22} & H_{23} \\ H_{31} & H_{32} & H_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{ab} \\ v_{bc} \\ v_{ca} \end{bmatrix} \quad (3.119)$$

onde os H_{ij} são dados por:

$$\left\{ \begin{array}{l} H_{11} = \frac{(S_{11} + S_{22}) - (S_{12} + S_{21})}{3} \\ H_{12} = \frac{(S_{12} + S_{23}) - (S_{13} + S_{22})}{3} \\ H_{13} = \frac{(S_{13} + S_{21}) - (S_{11} + S_{23})}{3} \\ H_{21} = \frac{(S_{21} + S_{32}) - (S_{22} + S_{31})}{3} \\ H_{22} = \frac{(S_{22} + S_{33}) - (S_{23} + S_{32})}{3} \\ H_{23} = \frac{(S_{23} + S_{31}) - (S_{21} + S_{33})}{3} \\ H_{31} = \frac{(S_{31} + S_{12}) - (S_{32} + S_{11})}{3} \\ H_{32} = \frac{(S_{32} + S_{13}) - (S_{33} + S_{12})}{3} \\ H_{33} = \frac{(S_{33} + S_{11}) - (S_{31} + S_{13})}{3} \end{array} \right. \quad (3.120)$$

O vector cujas componentes são as tensões compostas (3.119) com componentes $v_{\alpha\beta}$ para a tensão aos terminais do gerador no sistema de eixos de coordenadas (α, β) , é dado por:

$$\begin{bmatrix} v_{\alpha} \\ v_{\beta} \end{bmatrix} = [C]^T \begin{bmatrix} v_{AB} \\ v_{BC} \\ v_{CA} \end{bmatrix} \quad (3.121)$$

O vector cujas componentes são as correntes de fase i_a, i_b, i_c na entrada do conversor matricial é determinado em função do vector cujas componentes são as correntes de fase i_A, i_B, i_C na saída do conversor matricial [Pinto07, Melício08b], sendo válida a igualdade dada por:

$$[i_a \ i_b \ i_c]^T = [S]^T [i_A \ i_B \ i_C]^T \quad (3.122)$$

A componente i_q das correntes de fase na entrada do conversor matricial, considerando (3.122) no sistema (d, q) , é dada por:

$$i_q = -i_a \operatorname{sen} \vartheta + i_b \cos \vartheta \quad (3.123)$$

O filtro de segunda ordem ligado antes da rede eléctrica é apresentado por uma bobina com uma indutância L_{ft} , uma resistência R_{ft} , e um banco de condensadores com uma capacidade C_{ft} . A tensão u_{ftk} na saída do filtro, i.e., no ponto de ligação à rede é determinada pela equação dada por:

$$\frac{du_{ftk}}{dt} = \frac{1}{C_{ft}} (i_l - i_{ftk}) \quad k \in \{4,5,6\} \ , \ l \in \{a, b, c\} \quad (3.124)$$

O conversor matricial é modelado por (3.114) a (3.124).

3.6 Rede Eléctrica

O modelo para a rede eléctrica considerado é o de uma rede infinita [Melício08b]. A rede eléctrica é considerada simétrica e equilibrada, sendo modelada como uma associação série de uma resistência R_n com uma indutância L_n e uma fonte de tensão constante u_k com $k \in \{4,5,6\}$.

A corrente de saída do filtro e entrada da rede eléctrica i_{ftk} é determinada pela equação dada por:

$$\frac{di_{ftk}}{dt} = \frac{1}{L_c}(u_{ftk} - R_c i_{ftk} - u_k) \quad k \in \{4, 5, 6\} \quad (3.125)$$

sendo u_{ftk} a tensão na saída do filtro, i.e., no ponto de ligação à rede eléctrica.

3.7 Conclusões

Neste capítulo é apresentada a modelação do sistema eólico ligado a uma rede eléctrica. O sistema eólico é constituído por uma turbina eólica de velocidade variável; um sistema de transmissão descrito respectivamente por um veio de uma, duas ou três massas; um gerador síncrono com excitação assegurada por meio de ímanes permanentes; um conversor electrónico de potência, descrito respectivamente por um conversor de dois níveis, um conversor multinível, ou um conversor matricial e a rede eléctrica.

CAPÍTULO

4

Controlo do Sistema Eólico

Neste capítulo é apresentado o controlo do sistema eólico ligado a uma rede eléctrica. O sistema eólico é constituído por uma turbina eólica de velocidade variável; um sistema de transmissão descrito respectivamente por um veio de uma, duas ou três massas; um gerador síncrono com excitação assegurada por meio de ímanes permanentes e um conversor electrónico de potência, descrito respectivamente por um conversor de dois níveis, um conversor multinível, ou um conversor matricial. O controlo do sistema eólico é conseguido utilizando o modo de deslizamento associado com a modulação PWM por vectores espaciais, e controladores de ordem inteira, i.e., clássicos, ou uma nova estratégia de controlo mediante o uso de controladores de ordem fraccionária.

4.1 Introdução

O desenvolvimento dos interruptores de potência de corte comandado nas últimas duas décadas do século passado levou ao interesse nos conversores electrónicos de potência aplicados aos sistemas eólicos. Os conversores electrónicos de potência constituídos por interruptores de potência de corte comandado permitem melhorar a eficiência do processo de conversão de energia [Pinto03].

Os interruptores de potência de corte comandado desempenhando funções como interruptores, assumindo um dos dois estados de comutação designados 1 ou 0, respectivamente associados com o estado de condução ou corte a uma dada frequência de comutação, implicando que a estrutura dos conversores tenha uma configuração variável no tempo. O controlo de estruturas cuja configuração é variável no tempo está baseado na utilização de descontinuidades nos estados de comutação (condução ou corte) sempre que sejam atingidas as superfícies de deslizamento [Pinto07]. As superfícies de deslizamento são trajectórias no espaço de estados de comutação dos interruptores de potência de forma a assegurar que as grandezas que se pretendem controlar, i.e., tensões ou correntes, sigam as referências [Pinto03].

O controlo das correntes ou das tensões nos conversores, pode ser feito usando a modulação por largura de impulso com modulante sinusoidal (*Sinusoidal Pulse Width Modulation*, SPWM) [Labrique91], ou usando a modulação PWM por vectores espaciais SVM [Barros08].

A modulação por SPWM é baseada na utilização de portadoras triangulares e modulantes sinusoidais, sendo de fácil implementação em circuitos electrónicos analógicos e digitais, mas nem sempre se optimizam as formas de onda sinusoidais para as tensões e correntes, i.e., não têm uma forma a mais próxima possível de uma sinusóide [Labrique91, Strzelecki03].

A modulação por SVM é utilizada na maioria dos conversores electrónicos de potência trifásicos, sendo baseada na representação vectorial das tensões ou das correntes de fase no conversor. A modulação por SVM, sendo a resultante de todas as combinações de comutação dos interruptores de potência (condução ou corte) admissíveis para o conversor, permite geralmente obter [Liu91, Pinto07]:

- relações de transferência entrada/saída relativamente elevadas;
- distorções harmónicas baixas.

A modulação por SVM associada ao controlo por modo de deslizamento SMC é adequada para sistemas cuja estrutura é variável no tempo, como são os conversores electrónicos de potência [Hung93].

O controlo por SMC permite a unificação do projecto de electrónica de comando e de controlo, sob a mesma teoria, dispensando o uso dos moduladores PWM convencionais e controladores lineares. Pelo que, possibilita ganhos consideráveis em termos de desempenho e robustez de controlo, em função das condições de funcionamento [Labrique91].

O controlo por SMC é particularmente interessante na medida em que é um método de controlo que garante robustez relativamente às incertezas paramétricas que as variações da velocidade do vento e as perturbações na rede eléctrica introduzem na turbina e no gerador [Beltran08]. O método de controlo por SMC é adequado para ser usado em conversores electrónicos de potência em que a comutação dos interruptores de potência entre as superfícies de deslizamento a uma frequência de comutação elevada possibilita a trajectória no espaço de estados de comutação (condução ou corte), para assegurar que as grandezas que se pretendem controlar sigam as referências [Pinto03].

Uma nova estratégia de controlo é proposta nesta tese mediante a utilização de controladores PI de ordem fraccionária, tal determina que o SMC seja também de ordem fraccionário [Calderón06].

Em [Melício08a, Melício08b, Melício08c] é apresentada a modelação de um sistema eólico constituído por uma turbina eólica de velocidade variável; um sistema de transmissão descrito por um veio de duas massas; um GSIP; um conversor electrónico de potência, descrito respectivamente por um conversor de dois níveis, um conversor multinível ou um conversor matricial. Para o controlo do sistema são utilizados a SVM associada com o SMC e controladores proporcional integral (PI) de ordem inteira, i.e., clássicos.

Para o controlo do sistema eólico, é proposta nesta Tese a utilização de controladores de ordem fraccionária. O controlador de ordem fraccionária está baseado na utilização da teoria do cálculo de ordem fraccionário (COF) [Ortigueira04, Calderón06]. A teoria do COF está ainda pouco divulgada, mas apresenta elevadas potencialidades de aplicação em vários domínios científicos, nomeadamente, no controlo [Ortigueira04]. Em [Valério05] é indicado que os controladores de ordem fraccionária alcançam bons desempenhos e robustez tanto para sistemas inteiros como fraccionários. No entanto, isto não quer dizer que os controladores de ordem fraccionária sejam sempre os melhores. Dependendo do caso, há circunstâncias em que um controlador de ordem fraccionária poderá ter um melhor desempenho que um controlador clássico, mas poderá ser excessivamente complexo; neste caso, será certamente preferível um controlador clássico mais simples, com um desempenho inferior mas aceitável.

Em [Melício09, Melício10a, Melício10b, Melício10c] é apresentada uma nova modelação de um sistema eólico constituído por uma turbina eólica de velocidade variável; um sistema de transmissão descrito por um veio de uma massa, um veio de duas massas ou por um veio de três massas; um GSIP; um conversor electrónico de potência, descrito respectivamente por um conversor de dois níveis, um conversor multinível ou um conversor matricial. Para o controlo do sistema são utilizados a SVM associada com o SMC e uma nova estratégia de controlo mediante o uso de controladores PI de ordem fraccionária.

4.2 Modo de Deslizamento

O método de controlo por SMC é utilizado no controlo do sistema eólico em estudo, constituído por um conversor electrónico de potência, descrito respectivamente por um conversor de dois níveis, um conversor multinível, ou um conversor matricial. Sendo os conversores estruturas variáveis no tempo, o método de controlo por SMC é importante porque [Silva07, Pinto07]:

- garante a selecção adequada dos vectores de tensão disponíveis no conversor;
- aplica restrições dinâmicas no controlo;
- reduz a ordem do sistema.

O método de controlo por SMC permite controlar as correntes de fase aos terminais na entrada ou aos terminais na saída do conversor, com base na modulação por SVM, i.e., nos vectores de tensão resultantes de todas as combinações de comutação dos interruptores de potência admissíveis no conversor no sistema de eixos de coordenadas (α, β) . Para controlar as correntes de fase aos terminais na entrada ou na saída do conversor, durante um intervalo de tempo é aplicado o vector da tensão cujas componentes em (α, β) satisfaçam as condições de convergência das correntes, i.e., que as grandezas do sistema a controlar sigam as grandezas de referência.

O método de controlo por SMC utiliza as discontinuidades da comutação (condução ou corte) dos interruptores de potência. O que se pretende é que as grandezas do sistema a controlar sigam as grandezas de referência. Esta imposição implica que os interruptores de potência tenham um valor de frequência de comutação infinita. Um valor de frequência de comutação infinita anula o erro de corrente entre as grandezas de referência e as grandezas do sistema que se pretendem controlar, neste caso as correntes de fase aos terminais na entrada ou na saída do conversor.

Os erros de corrente com componentes $e_{\alpha\beta}$ para um valor de frequência de comutação infinita, no sistema de eixos de coordenadas (α, β) [Silva00], são dados por:

$$e_{\alpha\beta} = i_{\alpha\beta \text{ ref}} - i_{\alpha\beta} = 0 \quad (4.1)$$

A superfície de deslizamento $S_{mc}(e_{\alpha\beta}, t)$, determinada pela trajectória no espaço dos estados de comutação dos interruptores de potência para o controlo do sistema, é uma função das componentes do erro de corrente $e_{\alpha\beta}$ relativo a uma dada referência de corrente. S_{mc} é a superfície que possibilita a trajectória no espaço dos estados de comutação (condução ou corte) para assegurar que as grandezas que se pretendem controlar sigam as referências e garanta a sua robustez [Pinto03], sendo dada por:

$$S_{mc}(e_{\alpha\beta}, t) = \sum_{i=1}^n k_i e_i = 0 \quad (4.2)$$

sendo k_i um ganho determinante do comportamento dinâmico do sistema em modo de deslizamento, i.e., relativo à frequência de comutação. A superfície de deslizamento, no sistema de eixos de coordenadas (α, β) , é dada por:

$$S_{mc}(e_{\alpha\beta}, t) = k_{\alpha\beta} (i_{\alpha\beta \text{ ref}} - i_{\alpha\beta}) = 0 \quad (4.3)$$

sendo $k_{\alpha\beta}$ os ganhos relativos à frequência de comutação.

O conversor constituído por interruptores de potência ideais, comutando a um valor de frequência infinita, está em modo de deslizamento quando se cumpre (4.3), e para que não abandone o modo de deslizamento deve também verificar a condição determinada pela equação [Silva00] dada por:

$$\frac{d}{dt} S_{mc}(e_{\alpha\beta}, t) = k_{\alpha\beta} \frac{d}{dt} (i_{\alpha\beta \text{ ref}} - i_{\alpha\beta}) = 0 \quad (4.4)$$

No entanto, os interruptores de potência de corte comandado apresentam limitações físicas que não lhes permite exceder determinados valores de frequência de comutação, i.e., sendo apenas possível aplicar aos interruptores de potência valores de frequência de comutação finita. Estas limitações físicas são ainda mais importantes no caso específico do conversor matricial, uma vez que cada interruptor de potência bidireccional está composto por dois interruptores unidireccionais, que para comutarem de forma segura necessitam de um intervalo de tempo mínimo entre cada comutação. Um valor de frequência de comutação finita não anula o erro entre as grandezas de referência e as grandezas do sistema a controlar, neste caso as correntes de fase aos terminais do conversor.

Para um valor de frequência de comutação finita, o erro de corrente com componentes $e_{\alpha\beta}$, no sistema de eixos de coordenadas (α, β) [Silva00], é dado por:

$$e_{\alpha\beta} = i_{\alpha\beta \text{ ref}} - i_{\alpha\beta} \neq 0 \quad (4.5)$$

A superfície de deslizamento, no sistema de eixos de coordenadas (α, β) é dada por:

$$S_{mc}(e_{\alpha\beta}, t) = k_{\alpha\beta} (i_{\alpha\beta \text{ ref}} - i_{\alpha\beta}) \neq 0 \quad (4.6)$$

sendo $k_{\alpha\beta}$ os ganhos relativos à frequência de comutação.

O conversor constituído por interruptores de potência ideais, comutando a um valor de frequência finita, está em modo de deslizamento quando se cumpre (4.6), e para que não abandone o modo de deslizamento deve também verificar a condição determinada pela equação [Silva00] dada por:

$$\frac{d}{dt} S_{mc}(e_{\alpha\beta}, t) = k_{\alpha\beta} \frac{d}{dt} (i_{\alpha\beta \text{ ref}} - i_{\alpha\beta}) \neq 0 \quad (4.7)$$

Os interruptores de potência, comutando a valores de frequência de comutação finita, é habitual considerar bandas de erro entre as grandezas do sistema a controlar e as grandezas de referência. A implementação prática das bandas de erro é feita recorrendo a comparadores de histerese de dois ou mais níveis. As bandas de erro correspondem à largura da banda de histerese. Nos comparadores de histerese, o estado de comutação do conversor não muda quando a grandeza a controlar coincide com a superfície de deslizamento, mas apenas quando a grandeza a controlar atinge os limites definidos pela largura da banda de histerese. A largura da banda de histerese é apresentada na Figura 4.1.

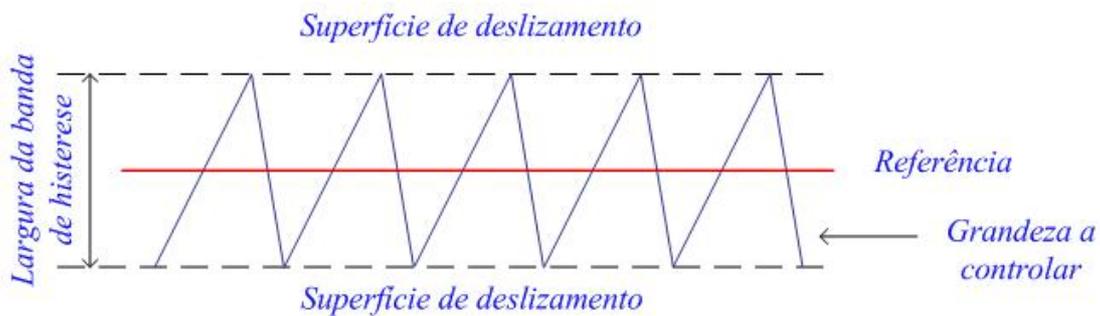


Figura 4.1 – Largura da banda de histerese.

Na prática para a utilização dos comparadores de histerese é admitido um erro pequeno $\varepsilon_{\alpha\beta} > 0$ igual à banda de erro, dentro do qual se considera que o sistema está quase em modo de deslizamento, sendo $\sigma_{\alpha\beta}(t)$ as saídas do comparador de histerese. O comparador de histerese de dois níveis é apresentado na Figura 4.2.

Para bandas de erro iguais $\varepsilon_{\alpha} = \varepsilon_{\beta} = \varepsilon$ é dado por:

$$-\varepsilon < S_{mc}(e_{\alpha\beta}, t) < +\varepsilon \tag{4.8}$$

As bandas de erro correspondem ao tremor associado à generalidade das grandezas eléctricas no conversor; esse tremor só seria eliminado se a frequência de comutação fosse infinita [Pinto03].

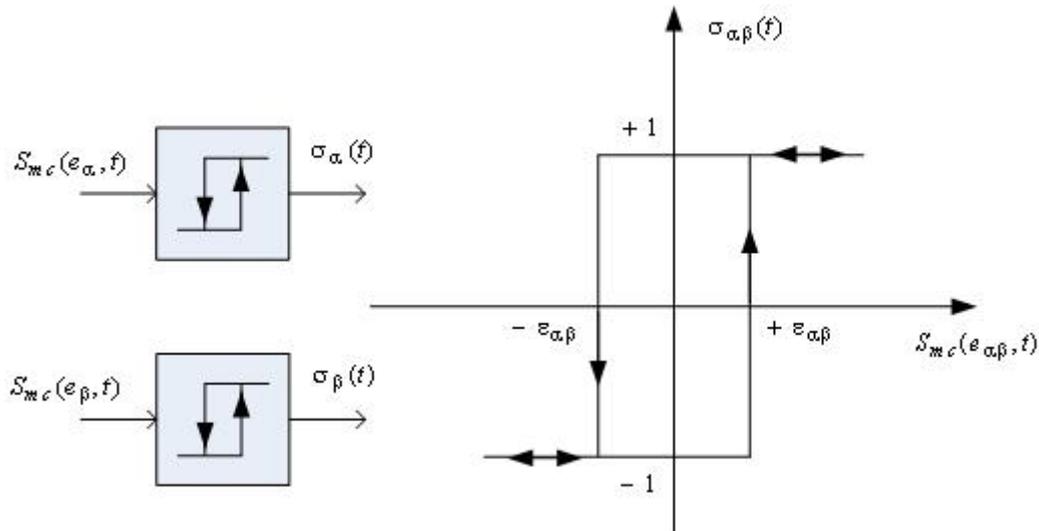


Figura 4.2 – Comparador de histerese de dois níveis.

Devido às limitações físicas dos interruptores de potência de corte comandado, apenas é possível aplicar aos interruptores valores de frequência de comutação finita. Para um valor de frequência de comutação finita, a condição de estabilidade para que o sistema atinja ou chegue ao modo de deslizamento é imposta pelas desigualdades [Silva07] determinadas pelas equações dadas por:

$$S_{mc}(e_{\alpha\beta}, t) \frac{dS_{mc}(e_{\alpha\beta}, t)}{dt} < 0 \quad (4.9)$$

O cumprimento da condição de estabilidade (4.9) implica o seguinte:

— se a função de comutação $S_{mc}(e_{\alpha\beta}, t) > +\varepsilon$, o sistema só atingirá o modo de deslizamento se lhe for aplicado um vector capaz de garantir que a função de comutação se irá tornar decrescente, i.e., que imponha uma derivada negativa à

função de comutação $\frac{dS_{mc}(e_{\alpha\beta}, t)}{dt} < 0$;

— se, pelo contrário, a função de comutação $S_{mc}(e_{\alpha\beta}, t) > -\varepsilon$, o sistema só atingirá o modo de deslizamento se lhe for aplicado um vector capaz de garantir que a função de comutação se irá tornar crescente, i.e., que imponha uma derivada positiva à função de comutação $\frac{dS_{mc}(e_{\alpha\beta}, t)}{dt} > 0$.

Quando estas condições não se verificarem, para que o sistema retome ao modo de deslizamento, deve actuar sobre a tensão com componentes $u_{s\alpha\beta}$ para a tensão aos terminais do conversor de dois níveis (3.89), multinível (3.107) ou sobre a tensão $v_{\alpha\beta}$ aos terminais do conversor matricial (3.121).

Para que o sistema não abandone o modo de deslizamento, no caso do conversor de dois níveis ou do conversor multinível, respectivamente, considerando (3.94), (3.112) e (4.7) são determinadas pelas equações dadas por:

$$\frac{dS_{mc}(e_{\alpha\beta}, t)}{dt} = k_{\alpha\beta} \left(\frac{di_{\alpha\beta ref}}{dt} + \frac{R_f}{L_f} i_{\alpha\beta} + \frac{1}{L_f} u_{f\alpha\beta} - \frac{1}{L_f} u_{s\alpha\beta} \right) \quad (4.10)$$

A condição de estabilidade de modo de deslizamento [Silva00] é dada por:

$$S_{mc}(e_{\alpha\beta}, t) > +\varepsilon \Rightarrow \frac{dS_{mc}(e_{\alpha\beta}, t)}{dt} < 0 \Rightarrow u_{s\alpha\beta} > \left(L_f \frac{di_{\alpha\beta ref}}{dt} + R_f i_{\alpha\beta} + u_{f\alpha\beta} \right) \quad (4.11)$$

$$S_{mc}(e_{\alpha\beta}, t) < -\varepsilon \Rightarrow \frac{dS_{mc}(e_{\alpha\beta}, t)}{dt} > 0 \Rightarrow u_{s\alpha\beta} < \left(L_f \frac{di_{\alpha\beta ref}}{dt} + R_f i_{\alpha\beta} + u_{f\alpha\beta} \right) \quad (4.12)$$

As tensões aos terminais do conversor matricial, considerando (3.121) não são variáveis de estado do sistema; dependem directamente da matriz de comando, i.e., depende dos estados de comutação (condução ou corte) dos interruptores de potência bidireccionais.

Esta relação entre as variáveis de comando do conversor matricial e as grandezas a controlar implica que as tensões aos terminais na saída do conversor não têm dinâmica associada. As tensões aos terminais na saída do conversor matricial não tendo dinâmica associada, e também o facto das variáveis de comando serem descontínuas, implica que as tensões aos terminais na saída do conversor também sejam descontínuas [Pinto03, Pinto07].

Admitindo que a frequência de comutação dos interruptores de potência bidireccionais é elevada, i.e., muito superior à frequência fundamental das tensões e correntes de fase aos terminais na entrada ou na saída do conversor matricial, é possível controlar o sistema de forma que durante um determinado período de comutação, T_s , os valores médios das tensões a controlar sejam aproximadamente iguais aos valores médios das tensões de referência, i.e., que as tensões a controlar sigam as respectivas referências, no sistema de eixos de coordenadas (α, β) [Pinto07] sendo dadas por:

$$\frac{1}{T_s} \int_{nT_s}^{(n+1)T_s} v_{\alpha\beta} dt = v_{\alpha\beta ref} \quad (4.13)$$

Considerando (4.13), as funções de comutação que estabelecem as superfícies de deslizamento para o controlo da tensão aos terminais na saída do conversor matricial, no sistema de eixos de coordenadas (α, β) , são dadas por:

$$S_{mc}(e_{\alpha\beta}, t) = \frac{k_{\alpha\beta}}{T_s} \int (v_{\alpha\beta ref} - v_{\alpha\beta}) dt \quad (4.14)$$

sendo $k_{\alpha\beta}$ os ganhos relativos à frequência de comutação. Para que o conversor matricial não abandone o modo de deslizamento deve também verificar a condição [Silva07] determinada pelas equações dadas por:

$$\frac{d}{dt} S_{mc}(e_{\alpha\beta}, t) = k_{\alpha\beta} (v_{\alpha\beta ref} - v_{\alpha\beta}) \quad (4.15)$$

Ao controlar as tensões aos terminais na saída do conversor matricial, é possível garantir um factor de potência quase unitário efectuando o controlo da componente i_q da corrente de fase aos terminais na entrada do conversor matricial, no sistema de eixos de coordenadas (d, q) [Pinto07].

Admitindo que a frequência de comutação dos interruptores bidireccionais é elevada, i.e., muito superior à frequência fundamental das correntes de fase aos terminais na entrada do conversor matricial, é possível controlar o sistema de forma que durante um determinado período de comutação T_s , os valores médios da componente (q) da corrente de fase a controlar seja aproximadamente igual aos valores médios da componente (q) da corrente de fase de referência, i.e., a corrente a controlar siga a respectiva referência, no sistema de eixos de coordenadas (d, q) sendo dada por:

$$\frac{1}{T_s} \int_{nT_s}^{(n+1)T_s} i_q dt = i_{q \text{ ref}} \quad (4.16)$$

A função de comutação que estabelece a superfície de deslizamento, no sistema de eixos de coordenadas (d, q) [Pinto07], é dada por:

$$S_{mc}(e_{i_q}, t) = k_{i_q} (i_{q \text{ ref}} - i_q) \quad (4.17)$$

sendo k_{i_q} os ganhos relativos à frequência de comutação.

O modo de deslizamento é utilizado no controlo do sistema eólico em estudo, constituído por um conversor electrónico de potência, descrito respectivamente por um conversor de dois níveis, um conversor multinível, ou um conversor matricial.

4.3 Modulação por Vectores Espaciais

A modulação por SVM é utilizada na maioria dos conversores electrónicos de potência trifásicos. Está baseada na representação vectorial das tensões ou correntes de fase no conversor, sendo a resultante de todas as combinações de comutação (condução ou corte) admissíveis para os interruptores de potência do conversor. Permite geralmente obter relações de transferência entrada/saída relativamente elevadas e distorções harmónicas baixas [Liu91, Pinto07]. No caso do conversor multinível, a modulação por SVM é utilizada em qualquer uma das configurações mais comuns [Barros07, Barros08].

A modulação por SVM no caso dos conversores de dois níveis ou multinível, respectivamente, para cada combinação de comutação (condução ou corte) é possível definir o nível de tensão em cada braço do conversor. As combinações de comutação para o controlo das tensões em cada braço originam um vector de tensão que pode ser apresentado num diagrama vectorial espacial [Liu91, Pinto07]. No conversor multinível o equilíbrio das tensões nos divisores de tensão é mais facilmente conseguido com a modulação por SVM do que com a modulação por SPWM. A vantagem da modulação por SVM em relação à modulação por SPWM consiste na possibilidade de seleccionar em cada instante o vector mais adequado para corrigir o erro de corrente $e_{\alpha\beta}$ [Barros08].

No caso do conversor matricial, as combinações de comutação (condução ou corte) para o controlo das tensões na saída e das correntes na entrada do conversor pode ser obtido fazendo a modulação por SVM simultânea dos vectores espaciais da tensão na saída e das correntes na entrada do conversor [Pinto03].

4.3.1 Conversor de Dois Níveis

A modulação por SVM utilizada no controlo do sistema eólico constituído por uma turbina eólica de velocidade variável e um conversor electrónico de potência, descrito por um conversor de dois níveis, está baseada na representação vectorial das tensões nos braços do conversor no sistema de eixos de coordenadas (α, β) .

A representação vectorial das tensões nos braços do conversor é a resultante de todas as combinações de comutação (condução ou corte) admissíveis para os interruptores de potência do conversor, considerando a condição de estabilidade de modo de deslizamento dada por (4.11) e (4.12).

Assim, considerando as combinações de comutação (condução ou corte) do braço k do conversor indicadas na Tabela 3.3, as combinações de comutação (condução ou corte) admissíveis para os interruptores de potência dos braços que permitem controlar as correntes de fase na entrada do rectificador, estão indicadas na Tabela 4.1 [Melício04].

Tabela 4.1 – Combinações de comutação admissíveis para o rectificador de dois níveis.

Vector	γ_1	γ_2	γ_3	$u_{s\alpha}/v_{dc}$	$u_{s\beta}/v_{dc}$
0	0	0	0	0.0	0.0
1	1	0	0	0.8164	0.0
2	0	1	0	-0.4082	0.7071
3	1	1	0	0.4082	0.7071
4	0	0	1	-0.4082	-0.7071
5	1	0	1	0.4082	-0.7071
6	0	1	1	-0.8164	0.0
7	1	1	1	0.0	0.0

Além das combinações de comutação admissíveis (condução ou corte) para os interruptores de potência dos braços do rectificador, a Tabela 4.1 também indica os vectores da tensão nos braços do rectificador trifásico, numerados sequencialmente, e as componentes da tensão aos terminais do gerador $u_{s\alpha\beta}$ em função da tensão v_{dc} aos terminais do banco de condensadores no sistema de eixos de coordenadas (α, β) . No inversor trifásico a tabela é a mesma.

O conversor de dois níveis, atendendo à hipótese 4) e à restrição para o braço k , considerando (3.81), permite um total de 8 combinações de comutação admissíveis (condução ou corte) para os interruptores de potência dos braços do rectificador trifásico, i.e., 8 vectores de tensão. A cada vector de tensão correspondem componentes (α, β) indicadas na Tabela 4.1. Os vectores de tensão para o conversor de dois níveis são apresentados na Figura 4.3.

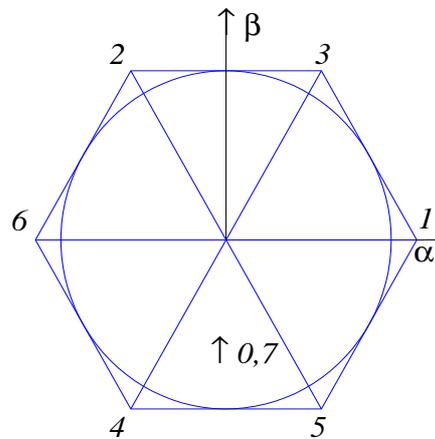


Figura 4.3 – Vectores de tensão disponíveis para o rectificador de dois níveis.

A selecção de cada vector a aplicar ao conversor de dois níveis estando os interruptores de potência a comutar para um valor de frequência de comutação finita, tem como objectivo:

- a minimização do erro $e_{\alpha\beta}$ entre as correntes de referência e as correntes de fase na entrada do rectificador;
- o cumprimento da condição de estabilidade do modo de deslizamento.

A implementação prática da selecção dos vectores de tensão é conseguida utilizando os comparadores de histerese, sendo as saídas do comparador de histerese $\sigma_{\alpha\beta}$ dadas por:

$$\sigma_{\alpha\beta} = (\sigma_{\alpha}, \sigma_{\beta}) \tag{4.18}$$

Para o conversor de dois níveis as saídas do comparador de histerese são números inteiros que tomam os valores no conjunto Ω [Silva00], dado por:

$$\Omega \in \{-1, 0, 1\} \tag{4.19}$$

Os vectores de tensão para o conversor de dois níveis de acordo com os valores no conjunto das saídas dos comparadores de histerese Ω estão indicados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Vectores de acordo com as saídas dos comparadores de histerese.

$\sigma_{\beta} \setminus \sigma_{\alpha}$	-1	0	1
-1	4	4,5	5
0	6	0,7	1
1	2	2,3	3

Os vectores de tensão para o conversor de dois níveis de acordo com os valores no conjunto das saídas dos comparadores de histerese Ω são apresentados na Figura 4.4.

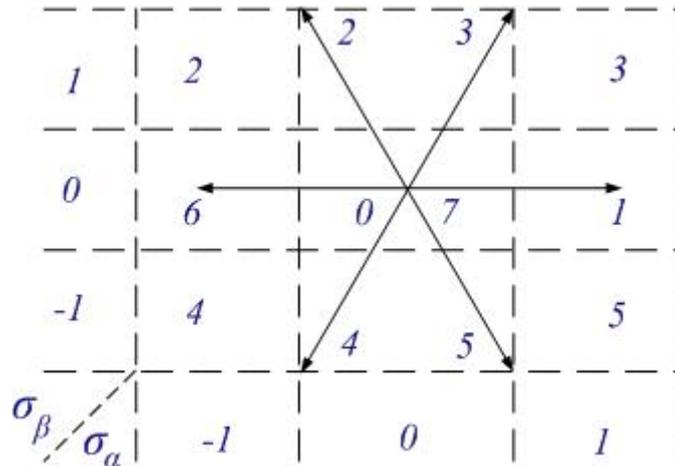


Figura 4.4 – Vectores de tensão para o conversor de dois níveis.

Na Figura 4.4 quando por exemplo as saídas dos comparadores de histerese tiverem os valores $\sigma_\alpha = \sigma_\beta = 1$, é seleccionado o vector 3, que de acordo com o indicado na Tabela 4.1 correspondem às variáveis de comutação $\gamma_1 = \gamma_2 = 1$ e $\gamma_3 = 0$.

Na Figura 4.4 é apresentado que alguns vectores, como por exemplo o 2 e o 3, o 4 e 5, ou o 0 e 7, produzem idênticas componentes da tensão aos terminais do conversor; são os denominados vectores redundantes. Ao seleccionar os vectores redundantes o sistema escolhe aquele que minimize a frequência de comutação (condução ou corte) dos interruptores de potência do conversor de dois níveis.

4.3.2 Conversor Multinível

A modulação por SVM utilizada no controlo do sistema eólico constituído por uma turbina eólica de velocidade variável e um conversor electrónico de potência, descrito por um conversor multinível na configuração NPC, está baseada na representação vectorial das tensões nos braços do conversor no sistema de eixos de coordenadas (α, β) .

A representação vectorial das tensões nos braços do conversor, é a resultante de todas as combinações de comutação (condução ou corte) admissíveis para os interruptores de potência do conversor, considerando a condição de estabilidade de modo de deslizamento dada por (4.11) e (4.12).

Assim, considerando as combinações de comutação (condução ou corte) do braço k do conversor indicadas na Tabela 3.4, as combinações de comutação (condução ou corte) admissíveis para os interruptores de potência dos braços que permitem controlar as correntes de fase na entrada do rectificador, estão indicadas na Tabela 4.3 [Barros08].

Além das combinações de comutação admissíveis (condução ou corte) para os interruptores de potência dos braços do rectificador, a Tabela 4.3 também indica os vectores da tensão nos braços do rectificador trifásico numerados sequencialmente, e as componentes da tensão aos terminais do gerador $u_{s,\alpha\beta}$ em função da tensão v_{dc} aos terminais dos bancos de condensadores no sistema de eixos de coordenadas (α, β) [Silva00, Barros08]. No inversor trifásico a tabela é a mesma.

Tabela 4.3 – Combinações de comutação admissíveis para o rectificador multinível.

Vector	γ_1	γ_2	γ_3	$u_{s\alpha}/v_{dc}$	$u_{s\beta}/v_{dc}$
1	1	1	1	0.0	0.0
2	1	1	0	0.2041	0.3536
3	1	1	-1	0.4082	0.7071
4	1	0	-1	0.6124	0.3536
5	1	0	0	0.4082	0.0
6	1	0	1	0.2041	-0.3536
7	1	-1	1	0.4082	-0.7071
8	1	-1	0	0.6124	-0.3536
9	1	-1	-1	0.8165	0.0
10	0	-1	-1	0.4082	0.0
11	0	-1	0	0.2041	-0.3536
12	0	-1	1	0.0	-0.7071
13	0	0	1	-0.2041	-0.3536
14	0	0	0	0.0	0.0
15	0	0	-1	0.2041	0.3536
16	0	1	-1	0.0	0.7071
17	0	1	0	-0.2041	0.3536
18	0	1	1	-0.4082	0.0
19	-1	1	1	-0.8165	0.0
20	-1	1	0	-0.6124	0.3536
21	-1	1	-1	-0.4082	0.7071
22	-1	0	-1	-0.2041	0.3536
23	-1	0	0	-0.4082	0.0
24	-1	0	1	-0.6124	-0.3536
25	-1	-1	1	-0.4082	-0.7071
26	-1	-1	0	-0.2041	-0.3536
27	-1	-1	-1	0.0	0.0

O conversor multinível na configuração NPC, atendendo à hipótese 4) e à restrição para o braço k , considerando (3.97), permite um total de 27 combinações de comutação admissíveis (condução ou corte) para os interruptores de potência dos braços do rectificador trifásico, i.e., 27 vectores de tensão. A cada vector de tensão correspondem componentes (α, β) indicadas na Tabela 4.1. Os vectores de tensão para o conversor multinível são apresentados na Figura 4.5.

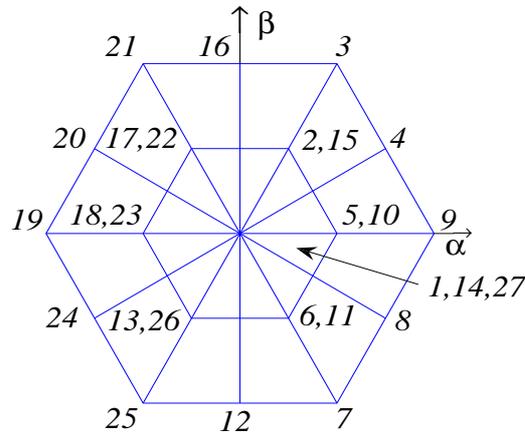


Figura 4.5 – Vectores de tensão disponíveis para o rectificador multinível.

A selecção de cada vector a aplicar ao conversor multinível, com os interruptores de potência a comutar para um valor de frequência de comutação finita, tem como objectivo:

- a minimização do erro $e_{\alpha\beta}$ entre as correntes de referência e as correntes de fase na entrada do rectificador;
- o cumprimento da condição de estabilidade do modo de deslizamento.

A implementação prática da selecção dos vectores de tensão é conseguida utilizando os comparadores de histerese, sendo as saídas do comparador de histerese números inteiros que tomam os valores no conjunto Ω [Silva00, Barros08] dado por:

$$\Omega \in \{-2, -1, 0, 1, 2\} \tag{4.20}$$

O equilíbrio das tensões v_{C1} e v_{C2} nos bancos de condensadores do conversor multinível é um factor importante a ter em consideração para a selecção dos vectores de tensão, de acordo com os valores no conjunto Ω das saídas dos comparadores de histerese. Assim, quando $v_{C1} \neq v_{C2}$ um novo vector é seleccionado.

Os vectores de tensão para o conversor multinível de acordo com os valores no conjunto das saídas dos comparadores de histerese Ω , quando $v_{C1} > v_{C2}$, estão indicados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Vectores do conversor multinível quando $v_{C1} > v_{C2}$.

$\sigma_\beta \setminus \sigma_\alpha$	-2	-1	0	1	2
-2	25	25	12	7	7
-1	24	13	13;6	6	8
0	19	18	1;14;27	5	9
1	20	17	17;2	2	4
2	21	21	16	3	3

Os vectores de tensão para o conversor multinível de acordo com os valores no conjunto das saídas dos comparadores de histerese Ω , quando $v_{C1} < v_{C2}$, estão indicados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Vectores do conversor multinível quando $v_{C1} < v_{C2}$.

$\sigma_\beta \setminus \sigma_\alpha$	-2	-1	0	1	2
-2	25	25	12	7	7
-1	24	26	26;11	11	8
0	19	23	1;14;27	10	9
1	20	22	22;15	15	4
2	21	21	16	3	3

Os vectores de tensão para o conversor multinível de acordo com os valores no conjunto Ω das saídas dos comparadores de histerese são apresentados na Figura 4.6.

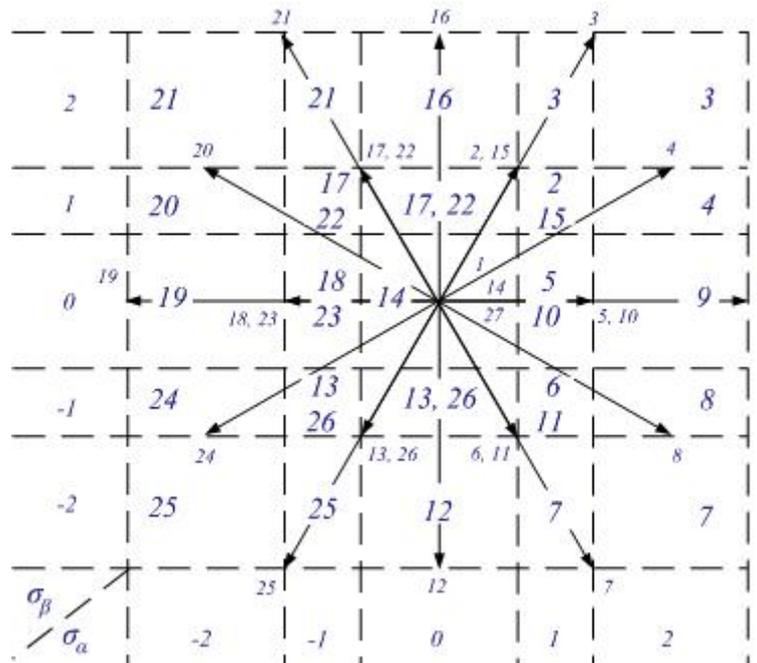


Figura 4.6 – Vectores de tensão para o conversor multinível.

Na Figura 4.6 é apresentado por exemplo que alguns vectores o 17 e o 22, o 2 e o 15, o 6 e o 11, ou o 13 e o 26, têm idênticas componentes da tensão aos terminais do conversor; são os denominados vectores redundantes. Ao seleccionar os vectores redundantes, o sistema escolhe aquele que fizer tender para o equilíbrio da tensão nos bancos de condensadores v_{C1} e v_{C2} , respectivamente.

4.3.3 Conversor Matricial

A modulação por SVM utilizada no controlo do sistema eólico constituído por uma turbina eólica de velocidade variável e um conversor electrónico de potência, descrito por um conversor matricial, está baseada na representação vectorial simultânea das tensões na saída do conversor, no sistema de eixos de coordenadas (α, β) e das correntes na entrada do conversor, no sistema de eixos de coordenadas (d, q) [Pinto03, Pinto07].

O conversor matricial não dispõe de elementos de armazenamento de energia intermédios, pelo que, qualquer acção realizada no sentido de controlar as tensões aos terminais na saída do conversor tem consequências imediatas no controlo da fase das correntes na entrada do conversor, i.e., as combinações de comutação dos interruptores de potência bidireccionais utilizadas para controlar a tensão na saída do conversor influenciam as correntes na entrada do conversor.

As tensões aos terminais na saída do conversor matricial, considerando (3.118), não são variáveis de estado do sistema, dependendo directamente da matriz de comando, i.e., dependendo dos estados de comutação (condução ou corte) dos interruptores de potência bidireccionais. Esta relação entre as variáveis de comando da matriz de comando e as grandezas a controlar implica que as tensões aos terminais na saída do conversor não têm dinâmica associada. As tensões, não tendo dinâmica associada e também o facto das variáveis de comando serem descontínuas, implica que as tensões aos terminais na saída do conversor também sejam descontínuas [Pinto03].

As combinações de comutação (condução ou corte) admissíveis para os interruptores de potência bidireccionais do conversor matricial estão indicadas na Tabela 4.6 [Pinto03].

Tabela 4.6 – Combinações de comutação admissíveis para o conversor matricial.

Nº	S ₁₁	S ₁₂	S ₁₃	S ₂₁	S ₂₂	S ₂₃	S ₃₁	S ₃₂	S ₃₃
1	1	0	0	0	1	0	0	0	1
2	1	0	0	0	0	1	0	1	0
3	0	1	0	1	0	0	0	0	1
4	0	1	0	0	0	1	1	0	0
5	0	0	1	1	0	0	0	1	0
6	0	0	1	0	1	0	1	0	0
7	1	0	0	0	1	0	0	1	0
8	0	1	0	1	0	0	1	0	0
9	0	1	0	0	0	1	0	0	1
10	0	0	1	0	1	0	0	1	0
11	0	0	1	1	0	0	1	0	0
12	1	0	0	0	0	1	0	0	1
13	0	1	0	1	0	0	0	1	0
14	1	0	0	0	1	0	1	0	0
15	0	0	1	0	1	0	0	0	1
16	0	1	0	0	0	1	0	1	0
17	1	0	0	0	0	1	1	0	0
18	0	0	1	1	0	0	0	0	1
19	0	1	0	0	1	0	1	0	0
20	1	0	0	1	0	0	0	1	0
21	0	0	1	0	0	1	0	1	0
22	0	1	0	0	1	0	0	0	1
23	1	0	0	1	0	0	0	0	1
24	0	0	1	0	0	1	1	0	0
25	1	0	0	1	0	0	1	0	0
26	0	1	0	0	1	0	0	1	0
27	0	0	1	0	0	1	0	0	1

Considerando as combinações de comutação (condução ou corte) admissíveis para os interruptores de potência bidireccionais indicadas na Tabela 4.6, para cada combinação de comutação estão indicadas as fases na saída em função das fases na entrada, as tensões compostas na saída em função das tensões compostas na entrada e as correntes de fase na entrada em função das correntes de fase na saída estão indicadas na Tabela 4.7 [Pinto07].

O conversor matricial trifásico, atendendo às restrições para a matriz de comando, considerando (3.115) e (3.116), permite 27 combinações de comutação (condução ou corte) admissíveis para os interruptores de potência bidireccionais.

Tabela 4.7 – Fases de saída, tensões compostas de saída e correntes de fase de entrada.

Grupo	Nº	A	B	C	v_{AB}	v_{BC}	v_{CA}	i_a	i_b	i_c
I	1	a	b	c	v_{ab}	v_{bc}	v_{ca}	i_A	i_B	i_C
	2	a	c	b	$-v_{ca}$	$-v_{bc}$	$-v_{ab}$	i_A	i_C	i_B
	3	b	a	c	$-v_{ab}$	$-v_{ca}$	$-v_{bc}$	i_B	i_A	i_C
	4	b	c	a	v_{bc}	v_{ca}	v_{ab}	i_C	i_A	i_B
	5	c	a	b	v_{ca}	v_{ab}	v_{bc}	i_B	i_C	i_A
	6	c	b	a	$-v_{bc}$	$-v_{ab}$	$-v_{ca}$	i_C	i_B	i_A
II a	7	a	b	b	v_{ab}	0	$-v_{ab}$	i_A	$-i_A$	0
	8	b	a	a	$-v_{ab}$	0	v_{ab}	$-i_A$	i_A	0
	9	b	c	c	v_{bc}	0	$-v_{bc}$	0	i_A	$-i_A$
	10	c	b	b	$-v_{bc}$	0	v_{bc}	0	$-i_A$	i_A
	11	c	a	a	v_{ca}	0	$-v_{ca}$	$-i_A$	0	i_A
	12	a	c	c	$-v_{ca}$	0	v_{ca}	i_A	0	$-i_A$
II b	13	b	a	b	$-v_{ab}$	v_{ab}	0	i_B	$-i_B$	0
	14	a	b	a	v_{ab}	$-v_{ab}$	0	$-i_B$	i_B	0
	15	c	b	c	$-v_{bc}$	v_{bc}	0	0	i_B	$-i_B$
	16	b	c	b	v_{bc}	$-v_{bc}$	0	0	$-i_B$	i_B
	17	a	c	a	$-v_{ca}$	v_{ca}	0	$-i_B$	0	i_B
	18	c	a	c	v_{ca}	$-v_{ca}$	0	i_B	0	$-i_B$
II c	19	b	b	a	0	$-v_{ab}$	v_{ab}	i_C	$-i_C$	0
	20	a	a	b	0	v_{ab}	$-v_{ab}$	$-i_C$	i_C	0
	21	c	c	b	0	$-v_{bc}$	v_{bc}	0	i_C	$-i_C$
	22	b	b	c	0	v_{bc}	$-v_{bc}$	0	$-i_C$	i_C
	23	a	a	c	0	$-v_{ca}$	v_{ca}	$-i_C$	0	i_C
	24	c	c	a	0	v_{ca}	$-v_{ca}$	i_C	0	$-i_C$
III	25	a	a	a	0	0	0	0	0	0
	26	b	b	b	0	0	0	0	0	0
	27	c	c	c	0	0	0	0	0	0

Para o controlo das tensões na saída e das correntes na entrada do conversor matricial, as 27 combinações de comutação (condução ou corte) podem ser obtidas fazendo a modulação por SVM simultânea dos vectores espaciais da tensão na saída (3.121) e das correntes de entrada (3.122) [Pinto03, Pinto07]. Aplicando a transformação de Concordia a todas as combinações de comutação (condução ou corte) admissíveis para os interruptores de potência bidireccionais do conversor matricial indicadas na Tabela 4.6 e na Tabela 4.7, respectivamente, são obtidos os vectores espaciais de tensão $|v_{\alpha\beta}| e^{j\delta_o}$ e de corrente $|i_{\alpha\beta}| e^{j\zeta_i}$, sendo $\delta_i = \omega_i t + \pi/6$ no sistema de eixos de coordenadas (α, β) .

Os vectores espaciais de tensão e de corrente no sistema de eixos de coordenadas (α, β) estão indicados na Tabela 4.8 [Pinto07].

Tabela 4.8 – Vectores espaciais de tensão e de corrente para o conversor matricial.

Grupo	Nº	Vector	$ v_{\alpha\beta} $	δ_o	$ i_{\alpha\beta} $	ζ_i
I	1	1g	$\sqrt{3} V_{ic}$	δ_i	$\sqrt{3} I_o$	$\omega_o t$
	2	2g	$-\sqrt{3} V_{ic}$	$-\delta_i + 4\pi/3$	$\sqrt{3} I_o$	$-\omega_o t$
	3	3g	$-\sqrt{3} V_{ic}$	$-\delta_i$	$\sqrt{3} I_o$	$-\omega_o t + 2\pi/3$
	4	4g	$\sqrt{3} V_{ic}$	$\delta_i + 4\pi/3$	$\sqrt{3} I_o$	$\omega_o t + 2\pi/3$
	5	5g	$\sqrt{3} V_{ic}$	$\delta_i + 2\pi/3$	$\sqrt{3} I_o$	$\omega_o t + 4\pi/3$
	6	6g	$-\sqrt{3} V_{ic}$	$-\delta_i + 2\pi/3$	$\sqrt{3} I_o$	$-\omega_o t + 4\pi/3$
II a	7	+1	$\sqrt{2} v_{ab}$	$\pi/6$	$\sqrt{2} i_A$	$-\pi/6$
	8	-1	$-\sqrt{2} v_{ab}$	$\pi/6$	$-\sqrt{2} i_A$	$-\pi/6$
	9	+2	$\sqrt{2} v_{bc}$	$\pi/6$	$\sqrt{2} i_A$	$\pi/2$
	10	-2	$-\sqrt{2} v_{bc}$	$\pi/6$	$-\sqrt{2} i_A$	$\pi/2$
	11	+3	$\sqrt{2} v_{ca}$	$\pi/6$	$\sqrt{2} i_A$	$7\pi/6$
	12	-3	$-\sqrt{2} v_{ca}$	$\pi/6$	$-\sqrt{2} i_A$	$7\pi/6$
II b	13	+4	$\sqrt{2} v_{ab}$	$5\pi/6$	$\sqrt{2} i_B$	$-\pi/6$
	14	-4	$-\sqrt{2} v_{ab}$	$5\pi/6$	$-\sqrt{2} i_B$	$-\pi/6$
	15	+5	$\sqrt{2} v_{bc}$	$5\pi/6$	$\sqrt{2} i_B$	$\pi/2$
	16	-5	$-\sqrt{2} v_{bc}$	$5\pi/6$	$-\sqrt{2} i_B$	$\pi/2$
	17	+6	$\sqrt{2} v_{ca}$	$5\pi/6$	$\sqrt{2} i_B$	$7\pi/6$
	18	-6	$-\sqrt{2} v_{ca}$	$5\pi/6$	$-\sqrt{2} i_B$	$7\pi/6$
II c	19	+7	$\sqrt{2} v_{ab}$	$3\pi/2$	$\sqrt{2} i_C$	$-\pi/6$
	20	-7	$-\sqrt{2} v_{ab}$	$3\pi/2$	$-\sqrt{2} i_C$	$-\pi/6$
	21	+8	$\sqrt{2} v_{bc}$	$3\pi/2$	$\sqrt{2} i_C$	$\pi/2$
	22	-8	$-\sqrt{2} v_{bc}$	$3\pi/2$	$-\sqrt{2} i_C$	$\pi/2$
	23	+9	$\sqrt{2} v_{ca}$	$3\pi/2$	$\sqrt{2} i_C$	$7\pi/6$
	24	-9	$-\sqrt{2} v_{ca}$	$3\pi/2$	$-\sqrt{2} i_C$	$7\pi/6$
III	25	za	0	-	0	-
	26	zb	0	-	0	-
	27	zc	0	-	0	-

Os vectores indicados na Tabela 4.7 e na Tabela 4.8, respectivamente, estão distribuídos em três grupos principais. No grupo I são apresentados os vectores girantes, tendo amplitude fixa mas argumento variável no tempo, i.e., estes vectores não têm posição definida no espaço, estando a girar no plano (α, β) . No grupo II são apresentados os vectores pulsantes, tendo amplitude e sinal variável no tempo mas argumento fixo. O grupo II está distribuído em três subgrupos:

- no subgrupo IIa a tensão $v_{BC} = 0$;
- no subgrupo IIb a tensão $v_{CA} = 0$;
- no subgrupo IIc a tensão $v_{CA} = 0$;
- no grupo III são apresentados os vectores nulos.

Os vectores espaciais tendo amplitude ou argumento variável, que dependem, respectivamente, dos valores instantâneos e das fases das tensões ou das correntes que lhe dão origem, assim, a localização espacial dos vectores de tensão na saída irá depender da localização temporal das tensões na entrada, e a localização espacial dos vectores da corrente na entrada também irá depender da localização temporal das correntes na saída. Dividindo o plano (α, β) em doze zonas distintas, é possível determinar para cada uma das zonas a localização espacial dos vectores utilizados para o controlo das tensões na saída, considerando as tensões na entrada v_a, v_b, v_c (3.118). As doze zonas de localização das tensões na entrada são apresentadas na Figura 4.7 [Pinto03, Pinto07].

Seguindo o mesmo raciocínio, dividindo o plano (α, β) em doze zonas distintas, é possível determinar para cada uma das zonas a localização espacial dos vectores utilizados para o controlo das correntes de entrada, considerando as correntes de saída i_A, i_B, i_C (3.122). As doze zonas de localização das correntes de saída são apresentadas na Figura 4.8 [Pinto03, Pinto07].

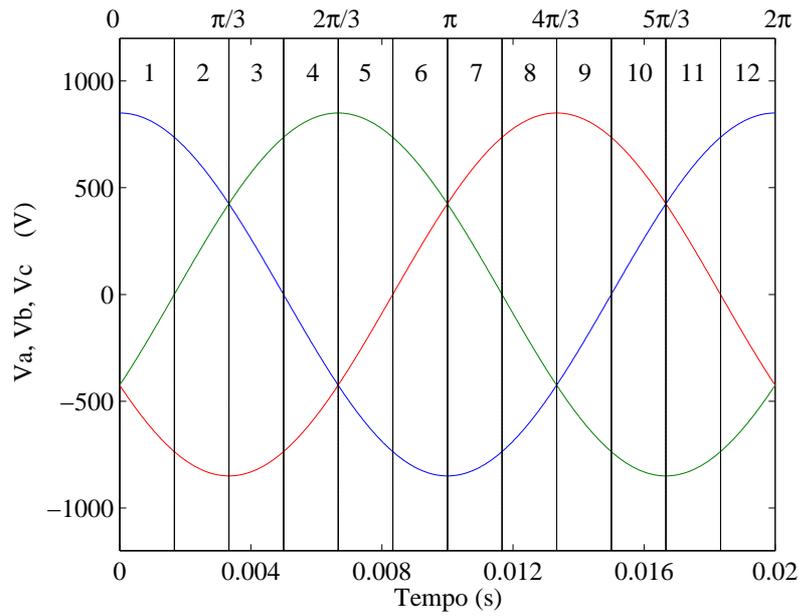


Figura 4.7 – Representação das doze zonas de localização das tensões na entrada.

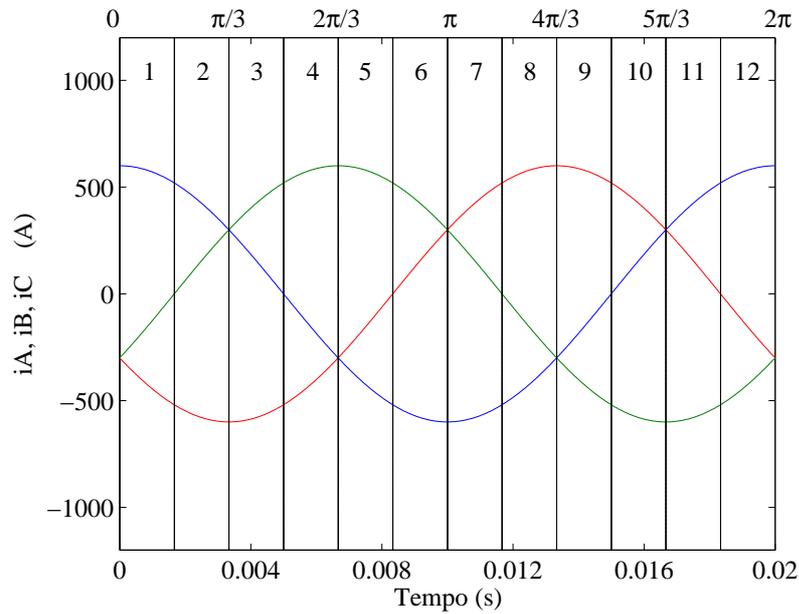


Figura 4.8 – Representação das doze zonas de localização das correntes na saída.

O início e o fim de cada uma das zonas correspondem aos pontos onde existe uma alteração da posição relativa das tensões na entrada ou das correntes na saída, levando a mudanças tanto em amplitude como em fase dos vectores.

Aos vectores da tensão na saída do conversor matricial correspondem componentes da tensão no sistema de eixos de coordenadas (α, β) apresentados na Figura 4.9. Aos vectores da corrente de fase na entrada correspondem componentes da corrente no sistema de eixos de coordenadas (α, β) apresentados na Figura 4.10.

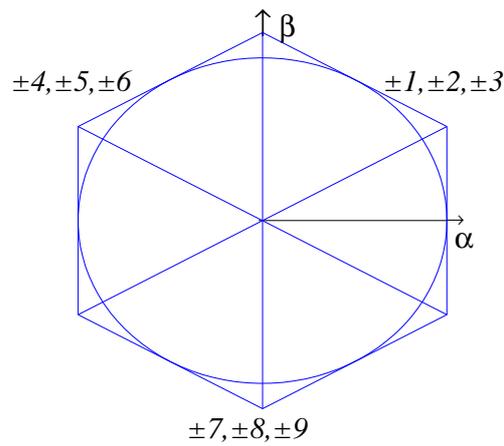


Figura 4.9 – Vectores da tensão na saída para o conversor matricial.

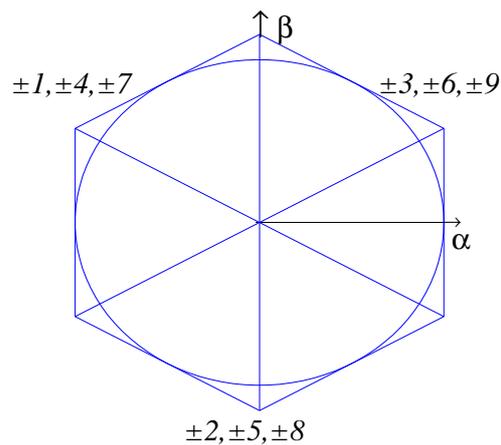


Figura 4.10 – Vectores da corrente de fase na entrada para o conversor matricial.

Nos interruptores de potência bidireccionais do conversor matricial comutando a um valor de frequência de comutação finita, a selecção de cada vector da tensão na saída e de cada vector da corrente de fase na entrada a aplicar ao conversor tem como objectivo minimizar o erro das tensões e das correntes, respectivamente, e que se cumpra a condição de estabilidade do modo de deslizamento, considerando (4.11) a (4.17). A implementação prática da selecção dos vectores de tensão é conseguida utilizando os comparadores de histerese, sendo as saídas do comparador de histerese, σ_α e σ_β , números inteiros que tomam os valores no conjunto Ω no sistema de eixos de coordenadas (α, β) dado por:

$$\Omega \in \{-1, 0, 1\} \quad (4.21)$$

A implementação prática para a selecção dos vectores de corrente é conseguida utilizando os comparadores de histerese, sendo as saídas do comparador de histerese σ_q números inteiros que tomam os valores no conjunto Ω , no sistema de eixos de coordenadas (d, q) [Pinto03, Pinto07] dado por:

$$\Omega \in \{-1, 1\} \quad (4.22)$$

A selecção dos vectores de tensão e corrente para o conversor matricial, nas zonas 2 e 3 da tensão de acordo com os valores no conjunto das saídas dos comparadores de histerese Ω , estão indicados na Tabela 4.9 [Pinto07].

Tabela 4.9 – Vectors espaciais de tensão e de corrente nas zonas 2 e 3 da tensão.

Saída de tensão		Saídas de corrente											
		Zona 12, 1		Zona 2, 3		Zona 4, 5		Zona 6, 7		Zona 8, 9		Zona 10, 11	
σ_α	σ_β	σ_q											
		-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1
-1	-1	-2	+3	-2	+3	+3	-2	+3	-2	+3	-2	-2	+3
-1	0	-2	+3	-2	+3	+3	-2	+3	-2	+3	-2	-2	+3
-1	1	+5	-6	-6	+5	-6	+5	-6	+5	+5	-6	+5	-6
0	-1	+8	-9	+8	-9	+8	-9	-9	+8	-9	+8	-9	+8
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	1	+9	-8	+9	-8	+9	-8	-8	+9	-8	+9	-8	+9
1	-1	+6	-5	-5	+6	-5	+6	-5	+6	+6	-5	+6	-5
1	0	-3	+2	-3	+2	+2	-3	+2	-3	+2	-3	-3	+2
1	1	-3	+2	-3	+2	+2	-3	+2	-3	+2	-3	-3	+2

4.4 Controladores de Ordem Fraccionária

O controlo do sistema eólico constituído por uma turbina eólica de velocidade variável e um conversor electrónico de potência, descrito respectivamente por um conversor de dois níveis, um conversor multinível, ou um conversor matricial, utilizando controladores de ordem fraccionária PI^μ no controlo do sistema eólico. Este estudo é uma das contribuições originais desta tese [Melício10d].

O controlador de ordem fraccionária está baseado na utilização da teoria do cálculo de ordem fraccionário (COF). O COF é uma generalização da diferenciação e integração de ordem inteira para valores não inteiros e valores complexos [Podlubny99]. O uso do COF nos modelos matemáticos dos sistemas dinâmicos pode melhorar o seu desempenho, incrementando as possibilidades do controlo [Jun06, Arijit09].

No COF a derivação e a integração são operações inversas, sendo o diferenciador de ordem fraccionária indicado pelo operador generalista ${}_a D_t^\mu$ [Ortigueira04, Calderón06] dado por:

$${}_a D_t^\mu = \begin{cases} \frac{d^\mu}{dt^\mu}, & \Re(\mu) > 0 \\ 1, & \Re(\mu) = 0 \\ \int_a^t (d\tau)^{-\mu}, & \Re(\mu) < 0 \end{cases} \quad (4.23)$$

sendo μ a ordem da derivada ou do integral e $\Re(\mu)$ a parte real de μ , que pode tomar um valor arbitrário, real, racional, irracional ou mesmo complexo [Barbosa 05].

A evolução histórica da generalização do conceito de derivada e integral de ordem fraccionária, i.e., para valores não inteiros de μ , remonta ao início do desenvolvimento do cálculo diferencial e integral, tendo sido objecto de várias contribuições. As contribuições propostas por Reimann-Liouville e Grünwald–Letnikov são as mais frequentes.

A contribuição de Reimann-Liouville resulta da generalização da fórmula do integral de Cauchy, e a contribuição de Grünwald–Letnikov é considerada como sendo a mais fundamental, dado que é a que impõe menos restrições nas funções em que é aplicada [Barbosa 05].

O integral de ordem fraccionário proposto por Reimann-Liouville [Calderón06] é dado por:

$${}_a D_t^{-\mu} f(t) = \frac{1}{\Gamma(\mu)} \int_a^t (t - \tau)^{\mu-1} f(\tau) d\tau \quad \mu \in \Re \quad (4.24)$$

A derivada de ordem fraccionária proposta por Reimann-Liouville [Calderón06] é dada por:

$${}_a D_t^\mu f(t) = \frac{1}{\Gamma(n - \mu)} \frac{d^n}{dt^n} \left[\int_a^t \frac{f(\tau)}{(t - \tau)^{\mu-n+1}} d\tau \right] \quad \mu \in \Re \quad (4.25)$$

em que a função $\Gamma(n - \mu)$ é dada por:

$$\Gamma(x) \equiv \int_0^\infty y^{x-1} e^{-y} dy \quad (4.26)$$

sendo $\Gamma(x)$ a função Gamma, a e t os limites da operação e $\mu \in \mathfrak{R}$ um número real que identifica a ordem fraccionária do integral ou da derivada, que satisfaz as restrições $0 < \mu \leq 1$.

Assumindo que o limite $a = 0$, o operador diferenciador de ordem fraccionária passa a ser ${}_0 D_t^{-\mu} \equiv D_t^{-\mu}$.

O integral de ordem fraccionário proposto por Grünwald–Letnikov [Cafagna07] é dado por :

$${}_a D_t^{-\mu} f(t) = \lim_{h \rightarrow 0} h^\mu \sum_{r=0}^{\frac{t-a}{h}} \frac{\Gamma(\mu + r)}{r! \Gamma(\mu)} f(t - r h) \quad \mu \in \mathfrak{R} \quad (4.26)$$

A derivada de ordem fraccionária proposta por Grünwald–Letnikov [Cafagna07] é dada por:

$${}_a D_t^\mu f(t) = \lim_{h \rightarrow 0} h^{-\mu} \sum_{r=0}^{\frac{t-a}{h}} (-1)^r \frac{\Gamma(\mu + 1)}{r! \Gamma(\mu - r + 1)} f(t - r h) \quad \mu \in \mathfrak{R} \quad (4.28)$$

As expressões (4.24), (4.25) e (4.27), (4.28) mostram que os operadores de ordem fraccionária têm uma memória associada, i.e., capturam uma infinidade de pontos de amostragem ou empregam séries infinitas, em contraste dos operadores de ordem inteira que não têm uma memória associada, apresentando um carácter puramente local, i.e., não capturam uma infinidade de pontos de amostragem ou empregam séries finitas [Barbosa06].

A equação integral do controlador PI^μ de ordem fraccionária no domínio do tempo, que satisfaz a restrição $0 < \mu < 1$ [Petráš02], é dada por:

$$u(t) = K_p e(t) + K_i D_t^{-\mu} e(t) \quad \mu \in \mathfrak{R} \quad (4.29)$$

sendo K_p e K_i os ganhos proporcional e integral do controlador. Assumindo $\mu = 1$ em (4.29) obtém-se a equação integral do controlador PI clássico, no domínio do tempo.

A função de transferência do controlador PI^μ de ordem fraccionária é dada por:

$$G(s) = K_p + K_i s^{-\mu} \quad \mu \in \mathfrak{R} \quad (4.30)$$

O controlador PI^μ de ordem fraccionária é apresentado na Figura 4.11.

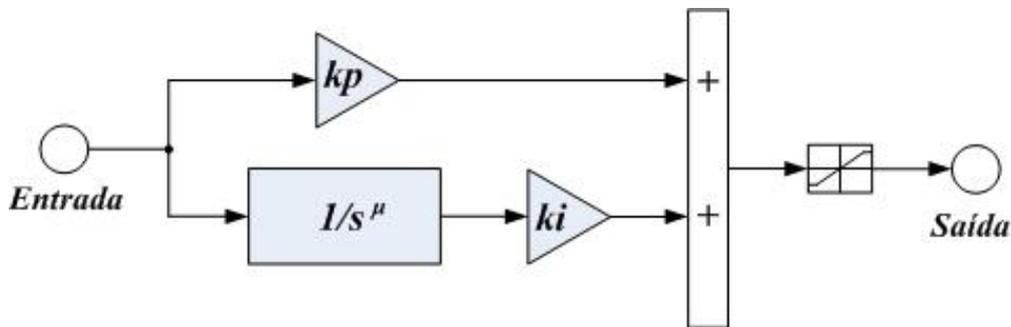


Figura 4.11 – Controlador PI^μ de ordem fraccionária.

O controlador de ordem fraccionária, em comparação com o controlador clássico, permite melhorar a qualidade da energia injectada na rede eléctrica pelo sistema, não afectando o desempenho dinâmico do sistema [Jun06, Arijit09], tendo ainda um grau significativo de robustez [Valério05].

4.5 Conclusões

O sistema eólico é constituído por uma turbina eólica de velocidade variável; um sistema de transmissão descrito respectivamente por um veio de uma, duas ou três massas; um gerador síncrono com excitação assegurada por meio de ímanes permanentes e um conversor electrónico de potência, descrito respectivamente por um conversor de dois níveis, um conversor multinível, ou um conversor matricial. O controlo do sistema eólico é conseguido utilizando o modo de deslizamento associado com a modulação PWM por vectores espaciais e controladores de ordem fraccionária; ou de ordem inteira. Os modelos de controlo utilizados para controlar o sistema eólico, sendo estáveis e robustos, permitem que as grandezas eléctricas injectadas na rede eléctrica tenham uma reduzida distorção harmónica.

CAPÍTULO

5

Simulação Computacional

Neste capítulo são apresentados os resultados numéricos obtidos e conclusões sobre o desempenho do sistema eólico ligado a uma rede eléctrica. A rede eléctrica é descrita respectivamente por uma fonte de tensão sem distorção harmónica ou com distorção originada pela terceira harmónica. É estudado o conteúdo harmónico injectado na rede eléctrica, assumindo respectivamente que a velocidade do vento não apresenta perturbações ou apresenta perturbações. São estudadas falhas na operação dos controladores impondo transitoriamente que o ângulo de passo das pás da turbina transite para a posição de rajada de vento ou um erro nas combinações de comutação dos conversores. Estes estudos constituem duas novas contribuições desta tese.

5.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados os resultados numéricos provenientes das simulações computacionais e são apresentadas conclusões sobre o desempenho do sistema eólico ligado a uma rede eléctrica. O sistema eólico tem uma potência nominal de 900 kW, sendo constituído por:

- uma turbina eólica de velocidade variável;
- um sistema mecânico de transmissão de energia;
- um gerador síncrono;
- um conversor electrónico de potência.

Para o sistema mecânico de transmissão de energia é estudado o desempenho do sistema eólico tendo em consideração que o veio seja descrito por uma, duas ou três massas.

O gerador síncrono considerado é uma máquina com excitação assegurada por meio de ímanes permanentes.

Para o conversor electrónico de potência é estudado o desempenho do sistema eólico tendo em consideração três tipos de conversores: conversor de dois níveis; conversor multinível, e conversor matricial.

A rede eléctrica considerada no estudo para o desempenho do sistema eólico considera dois tipos de esquema equivalente para a fonte de tensão sem distorção harmónica ou com distorção originada pela terceira harmónica.

No controlo do sistema eólico são utilizados:

- modo de deslizamento;
- modulação PWM por vectores espaciais;
- controladores PI clássicos;
- controladores PI^μ de ordem fraccionária.

O objectivo das simulações computacionais é observar o desempenho dinâmico do sistema eólico quando sujeito a:

- velocidades do vento sem perturbações;
- velocidades do vento com perturbações;
- uma falha no controlo das pás da turbina (nova contribuição);
- uma falha no controlo do conversor (nova contribuição).

No objectivo das simulações computacionais é apresentado um estudo comparativo entre os controladores de ordem fraccionária e os controladores clássicos, no que concerne ao comportamento harmónico. Os modelos matemáticos para estudar o desempenho do sistema eólico ligado a uma rede eléctrica foram implementados em Matlab e Simulink, tendo sido utilizado para a solução das equações de estado que traduzem o comportamento dinâmico do sistema o método de integração de Runge Kutta de quarta ordem com um passo de integração de 0.01 m s.

O sistema eólico tem uma potência nominal de 900 kW, sendo os parâmetros utilizados nas simulações computacionais indicados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Parâmetros do sistema eólico.

Potência nominal	900 kW
Diâmetro do rotor da turbina	49 m
Altura do cubo do rotor	50 m
Número de pás	3
<i>Cut-in</i>	2.5 m/s
<i>Cut-out</i>	25 m/s
Velocidade do vento nominal para a turbina	12 m/s
Velocidade periférica da pá	17.64 m/s a 81.04 m/s
Velocidade de rotação da turbina	6.9 rpm a 31.6 rpm

5.2 Velocidade do Vento Sem Perturbações

O objectivo desta simulação computacional é observar o desempenho dinâmico do sistema eólico quando sujeito a um vento sem perturbações. Na simulação computacional é considerado um vento sem perturbações com velocidades compreendidas entre 5 m/s e 25 m/s, durante 2.5 s, num horizonte temporal de 4 s [Melício10d].

O sistema eólico é constituído por:

- uma turbina eólica de velocidade variável;
- um sistema mecânico de transmissão de energia;
- um gerador síncrono;
- um conversor electrónico de potência.

Para o sistema mecânico de transmissão de energia é estudado o desempenho do sistema eólico tendo em consideração que o veio seja descrito por duas massas. O gerador síncrono considerado é uma máquina com excitação assegurada por meio de ímanes permanentes. Para o conversor electrónico de potência é estudado o desempenho do sistema eólico tendo em consideração três tipos de conversores: conversor de dois níveis; conversor multinível, conversor matricial. A rede eléctrica considerada no estudo para o desempenho do sistema eólico considera um tipo de esquema equivalente para a fonte de tensão sem distorção harmónica. No controlo do sistema eólico são utilizados:

- modo de deslizamento;
- modulação PWM por vectores espaciais;
- controladores PI^μ de ordem fraccionária, sendo a ordem do integral $\mu = 0.7$.

O ângulo do passo da pá a variar com o incremento da velocidade do vento está representado na Figura 5.1. O coeficiente de potência a variar com o incremento da velocidade do vento está representado na Figura 5.2.

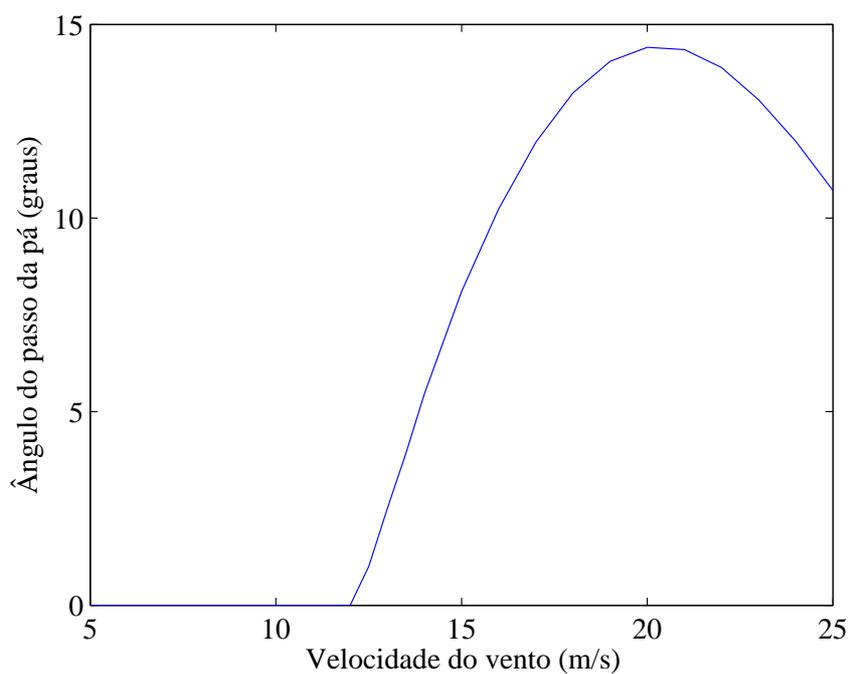


Figura 5.1 – Ângulo do passo da pá em função da velocidade do vento.

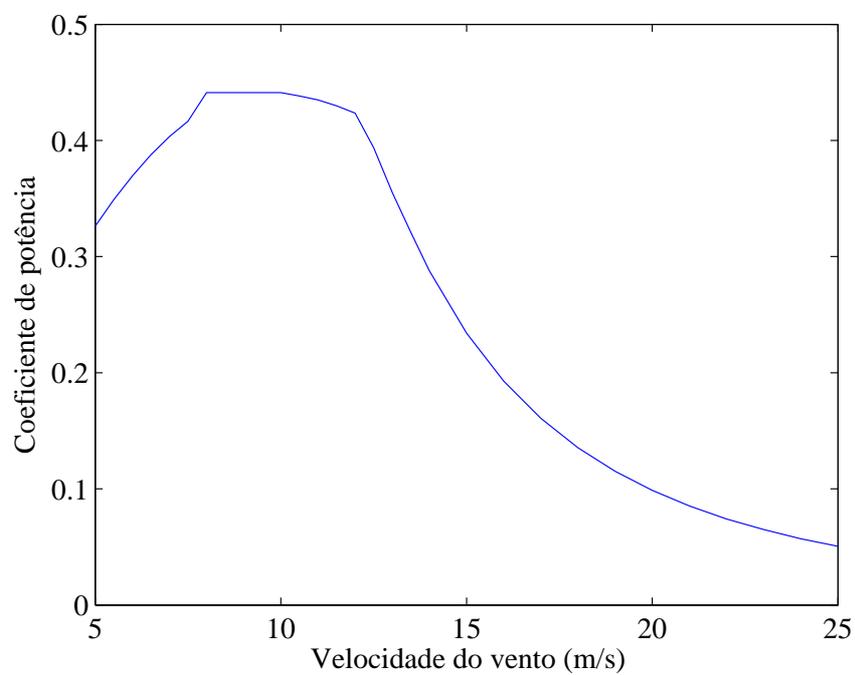


Figura 5.2 – Coeficiente de potência em função da velocidade do vento.

A Figura 5.2 mostra que coeficiente de potência incrementa até que a velocidade do vento alcance o valor de 8 m/s; para velocidades do vento compreendidas entre os valores de 8 m/s e 10 m/s o coeficiente de potência atinge o seu valor máximo; para velocidades do vento superiores a 10 m/s o valor do coeficiente de potência decrementa para que a potência mecânica não ultrapasse a potência nominal do GSIP.

A velocidade periférica na extremidade da pá, em função do incremento do ângulo do passo da pá, é apresentada na Figura 5.3.

A potência mecânica da turbina, a potência eléctrica do GSIP, e a diferença entre as duas potências, i.e., a potência aceleradora, são apresentadas na Figura 5.4.

A potência mecânica da turbina, a potência eléctrica do GSIP e a diferença entre as duas potências, i.e., a potência aceleradora, a variar com o incremento do ângulo do passo da pá, são apresentadas na Figura 5.5.

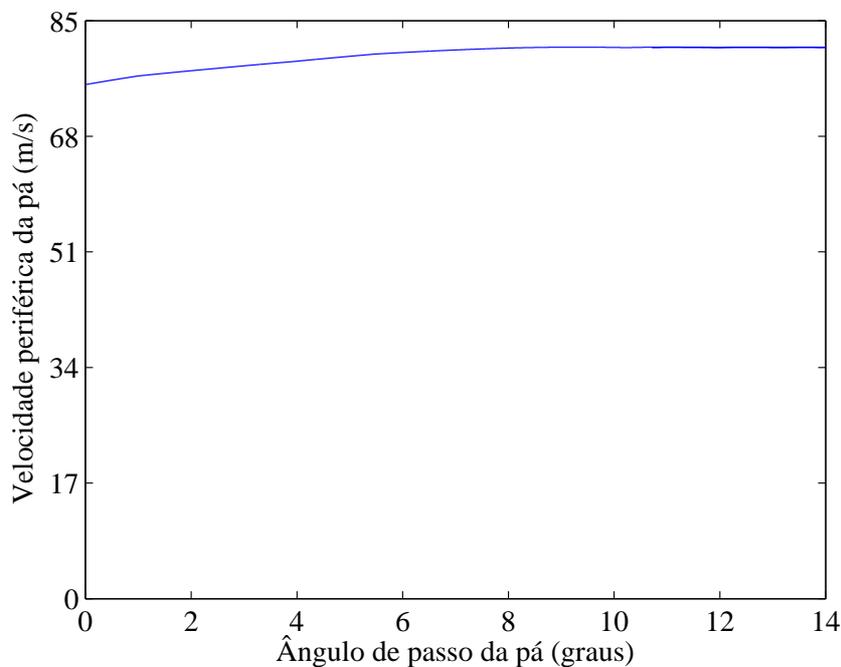


Figura 5.3 – Velocidade periférica da pá em função do ângulo da pá.

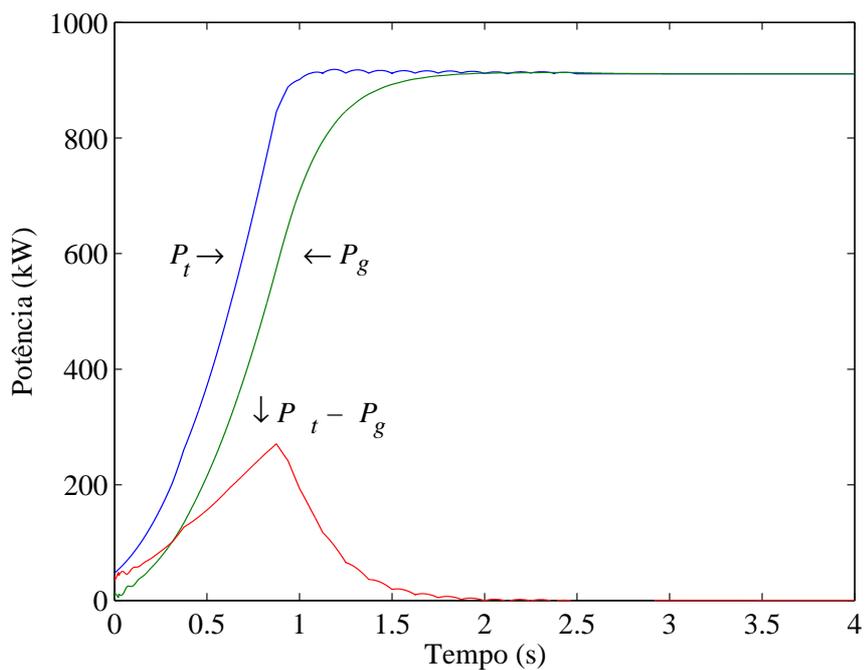


Figura 5.4 – Potência mecânica e potência eléctrica.

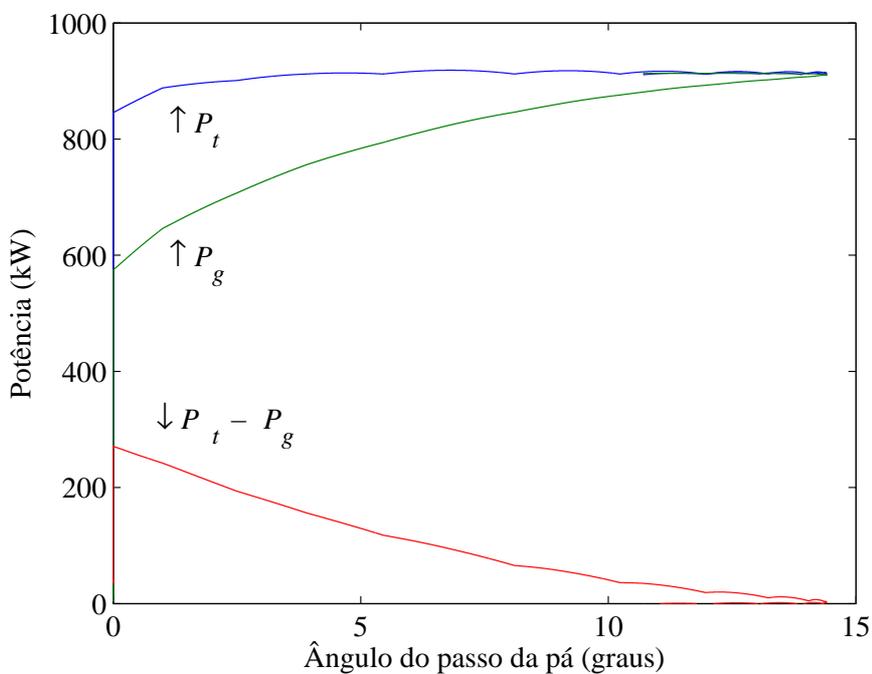


Figura 5.5 – Potência mecânica e potência eléctrica a variar com o ângulo do passo da pá.

A potência mecânica da turbina e a potência eléctrica do GSIP, a variar com o coeficiente de potência, são apresentadas na Figura 5.6.

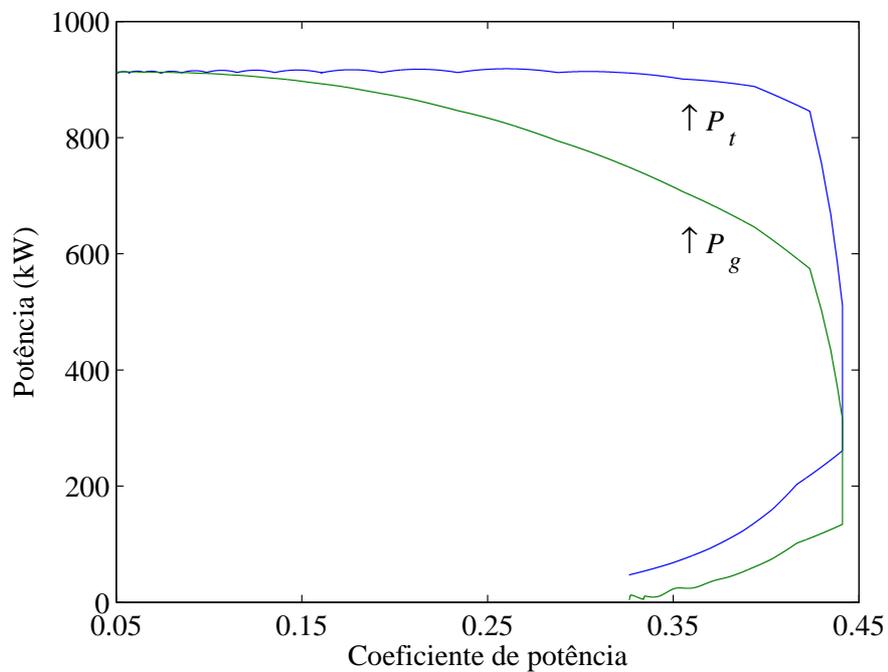


Figura 5.6 – Potência mecânica e potência eléctrica a variar com o coeficiente de potência.

A velocidade de rotação da turbina e do GSIP, respectivamente, são apresentadas na Figura 5.7.

Por sua vez, a velocidade de rotação da turbina e do GSIP entre 2 s e 2.5 s, respectivamente, são apresentadas na Figura 5.8.

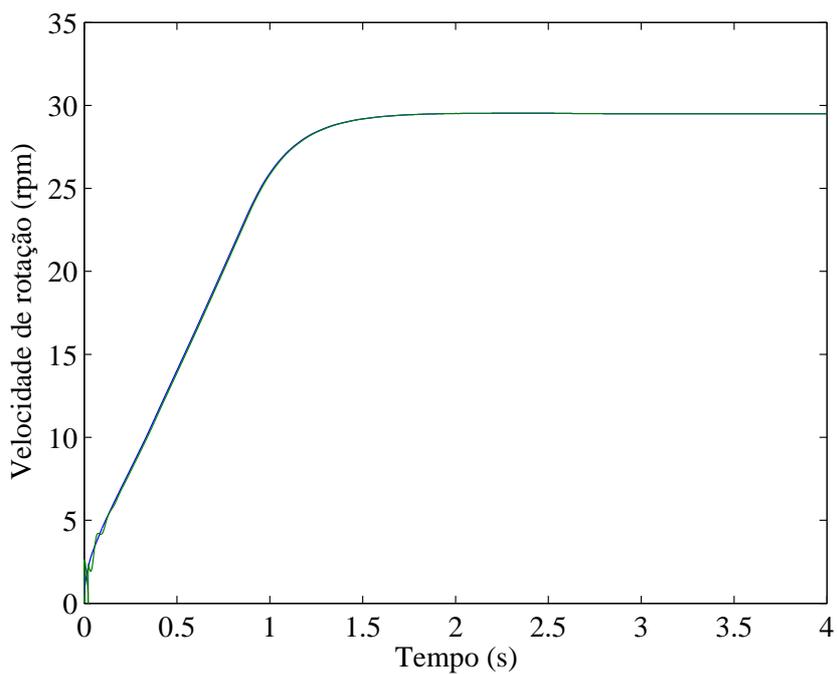


Figura 5.7 – Velocidade de rotação da turbina e do gerador.

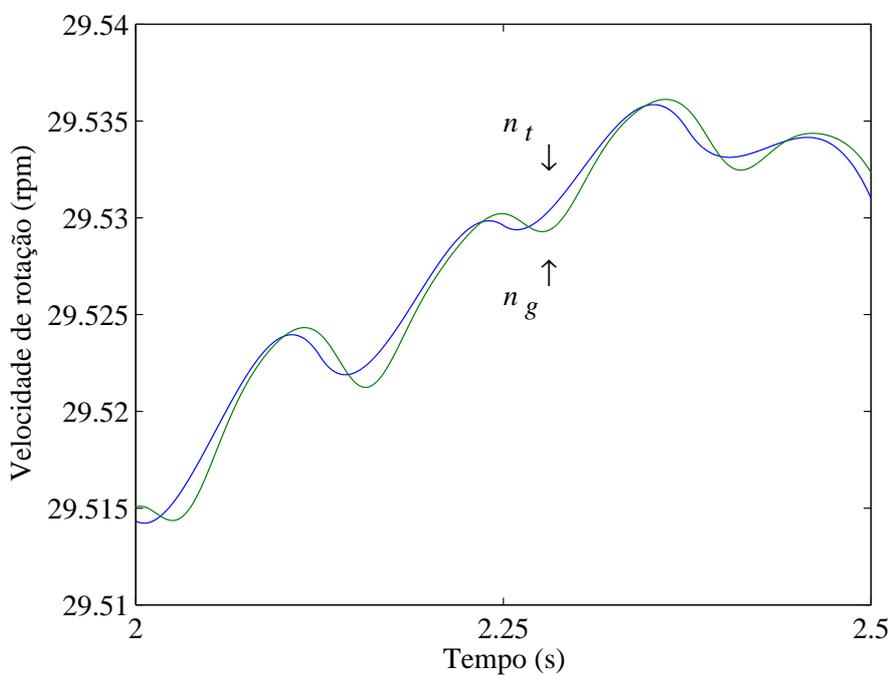


Figura 5.8 – Velocidade de rotação da turbina e do gerador entre 2 s e 2.5 s.

A tensão aos terminais do banco de condensadores para sistema eólico com conversor electrónico de potência, descrito por um conversor de dois níveis é apresentada na Figura 5.9.

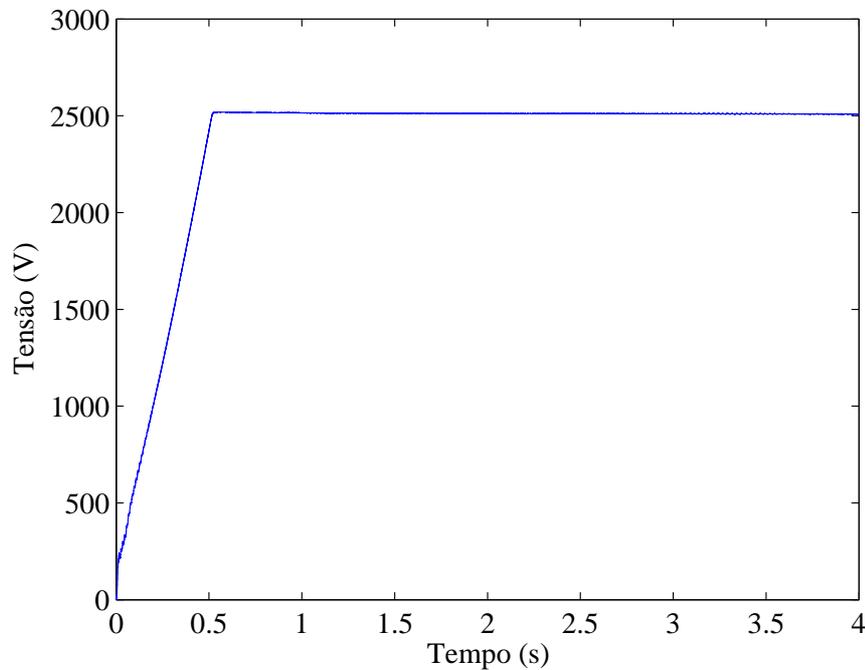


Figura 5.9 – Tensão no banco de condensadores, conversor de dois níveis.

A corrente injectada na rede eléctrica pelo conversor electrónico de potência, descrito por um conversor de dois níveis, usando controladores PI^μ de ordem fraccionária, é apresentada na Figura 5.10.

A tensão aos terminais dos bancos de condensadores para sistema eólico com conversor electrónico de potência, descrito por um conversor multinível é apresentada na Figura 5.11.

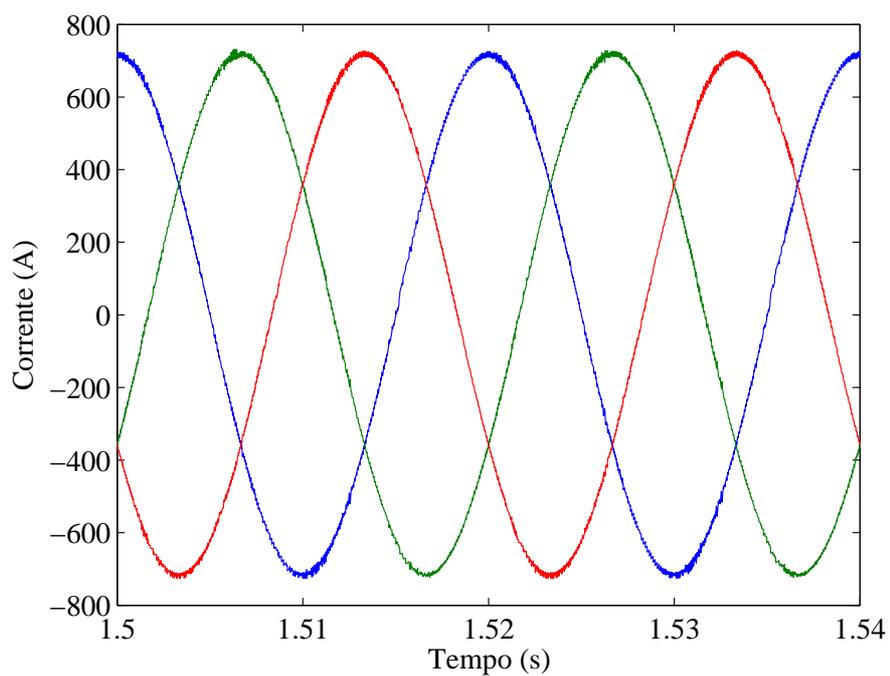


Figura 5.10 – Corrente injectada na rede, conversor de dois níveis.

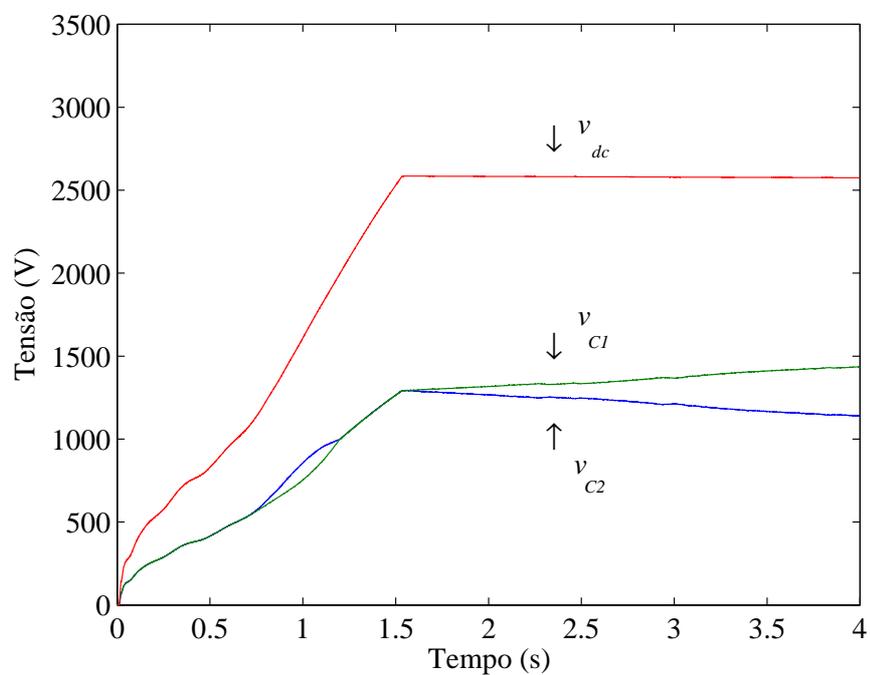


Figura 5.11 – Tensão nos bancos de condensadores, conversor multinível.

A corrente injectada na rede eléctrica pelo conversor electrónico de potência, descrito por um conversor multinível, usando controladores PI^μ de ordem fraccionária, é apresentada na Figura 5.12.

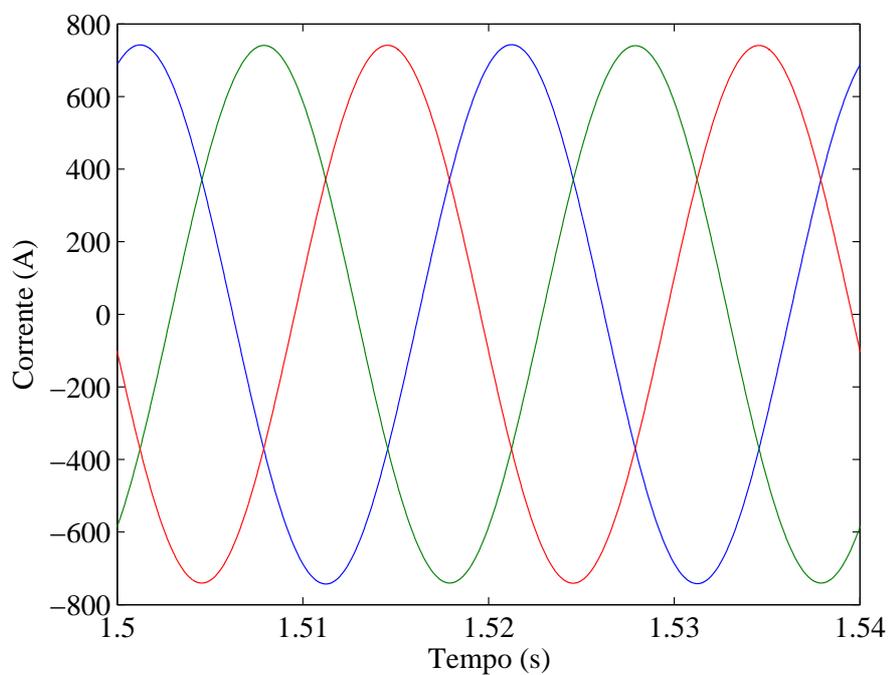


Figura 5.12 – Corrente injectada na rede, conversor multinível.

A corrente injectada na rede eléctrica pelo conversor electrónico de potência, descrito por um conversor matricial, usando controladores PI^μ de ordem fraccionária, é apresentada na Figura 5.13.

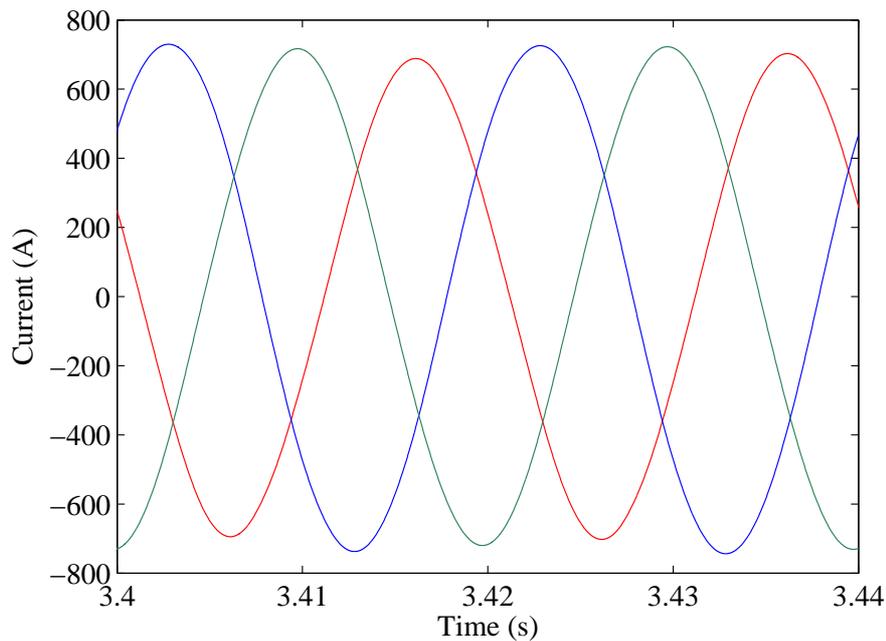


Figura 5.13 – Corrente injetada na rede eléctrica, conversor matricial.

A observação das curvas permite concluir que estas apresentam um comportamento coerente com o que os estudos teóricos e o conhecimento do desempenho do sistema eólico levavam a prever. Os resultados mostram que o conversor multinível tem um melhor desempenho comparativamente com o conversor de dois níveis e o conversor matricial.

5.3 Velocidade do Vento Com Perturbações

O objectivo desta simulação computacional é observar o desempenho dinâmico do sistema eólico sujeito a um vento com perturbações. Na simulação computacional é considerado um vento com perturbações com velocidades compreendidas entre 5 m/s e 25 m/s, durante 2.5 s, num horizonte temporal de 4 s.

O sistema eólico é constituído por:

- uma turbina eólica de velocidade variável;
- um sistema mecânico de transmissão de energia;
- um gerador síncrono;
- um conversor electrónico de potência.

Para o sistema mecânico de transmissão de energia é estudado o desempenho do sistema eólico tendo em consideração que o veio seja descrito por duas massas. O gerador síncrono considerado é uma máquina com excitação assegurada por meio de ímanes permanentes. Para o conversor electrónico de potência é estudado o desempenho do sistema eólico tendo em consideração três tipos de conversores: conversor de dois níveis; conversor multinível, conversor matricial. A rede eléctrica considerada no estudo para o desempenho do sistema eólico considera um tipo de esquema equivalente para a fonte de tensão sem distorção harmónica. No controlo do sistema eólico são utilizados:

- modo de deslizamento;
- modulação PWM por vectores espaciais;
- controladores de PI^μ ordem fraccionária, sendo a ordem do integral $\mu = 0.7$.

A velocidade do vento com perturbações está representada na Figura 5.14.

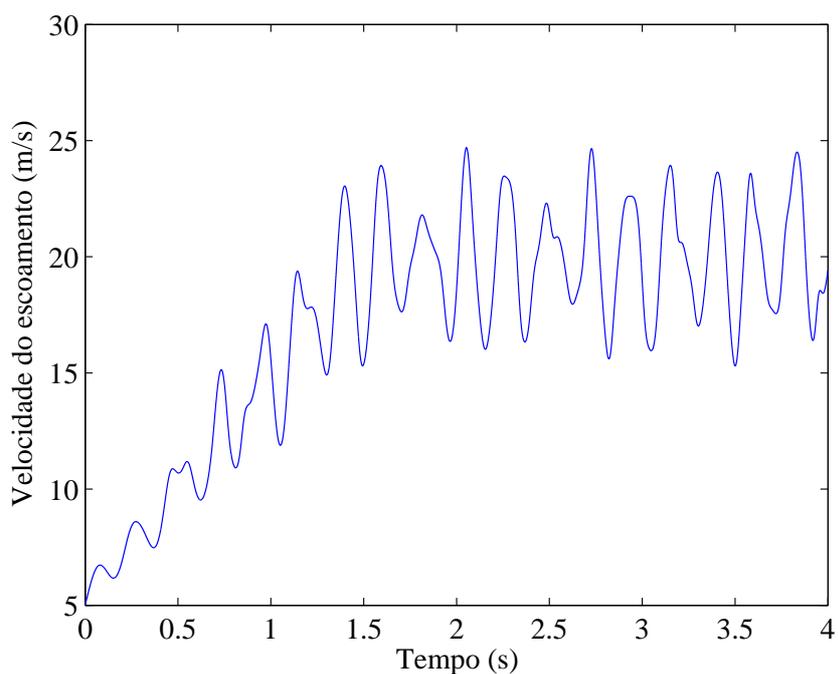


Figura 5.14 – Velocidade do vento com perturbações.

O comportamento do ângulo do passo da pá é apresentado na Figura 5.15. O comportamento do coeficiente de potência é apresentado na Figura 5.16.

A velocidade de rotação da turbina e do GSIP são apresentadas na Figura 5.17. Por sua vez, a velocidade de rotação da turbina e do GSIP entre 2 s e 2,5 s são apresentadas na Figura 5.18.

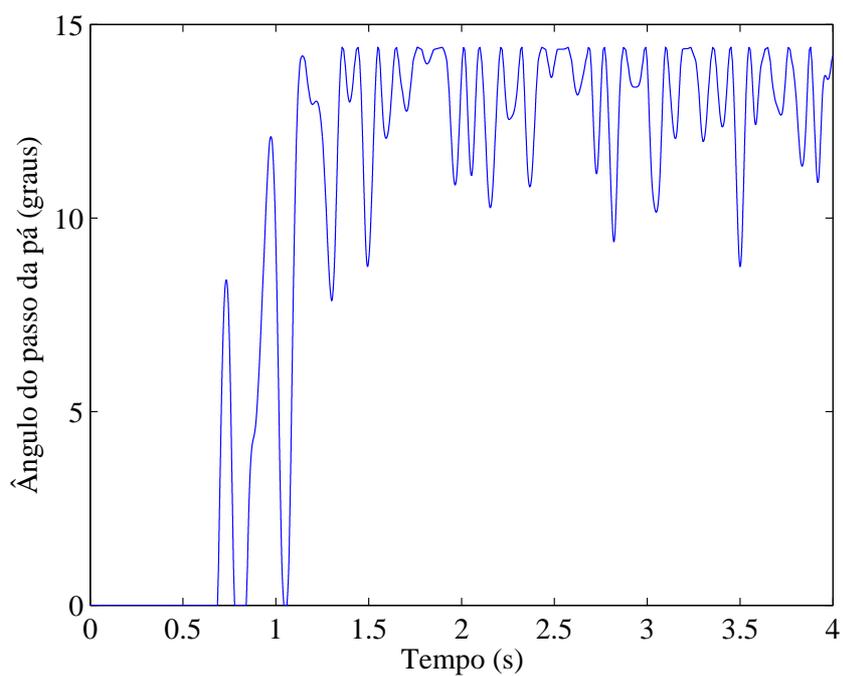


Figura 5.15 – Comportamento do ângulo do passo da pá.

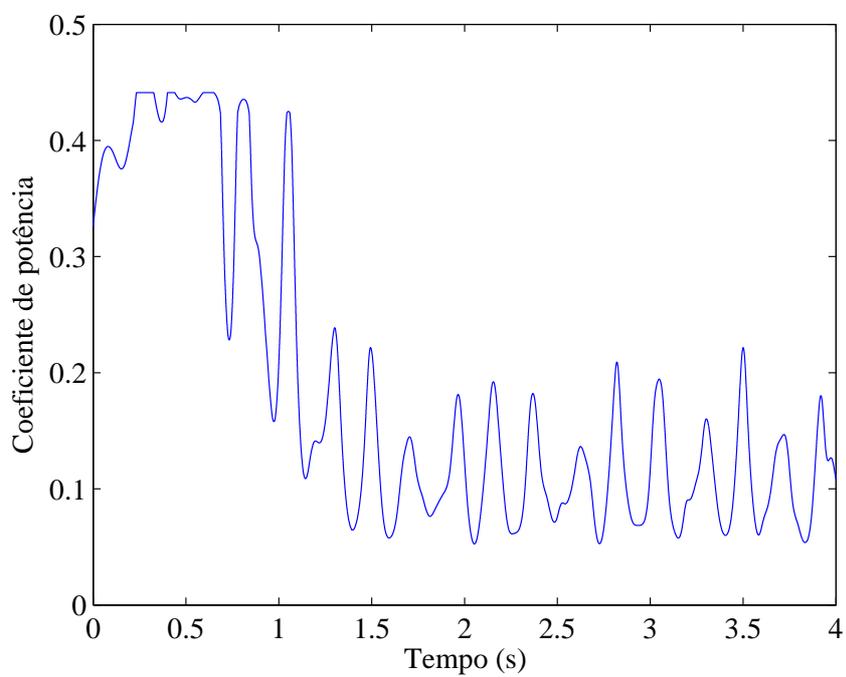


Figura 5.16 – Comportamento do coeficiente de potência.

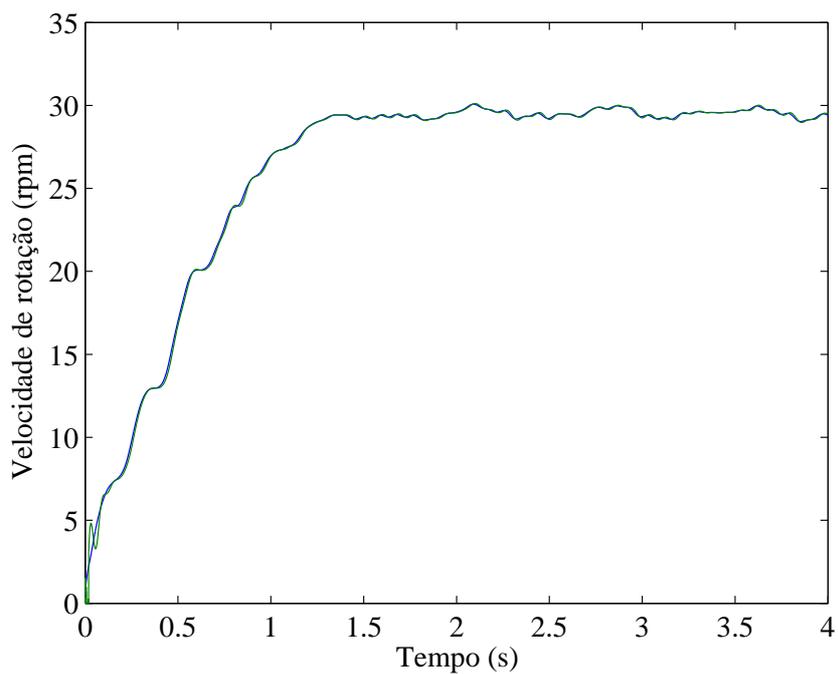


Figura 5.17 – Velocidade de rotação da turbina e do GSIP.

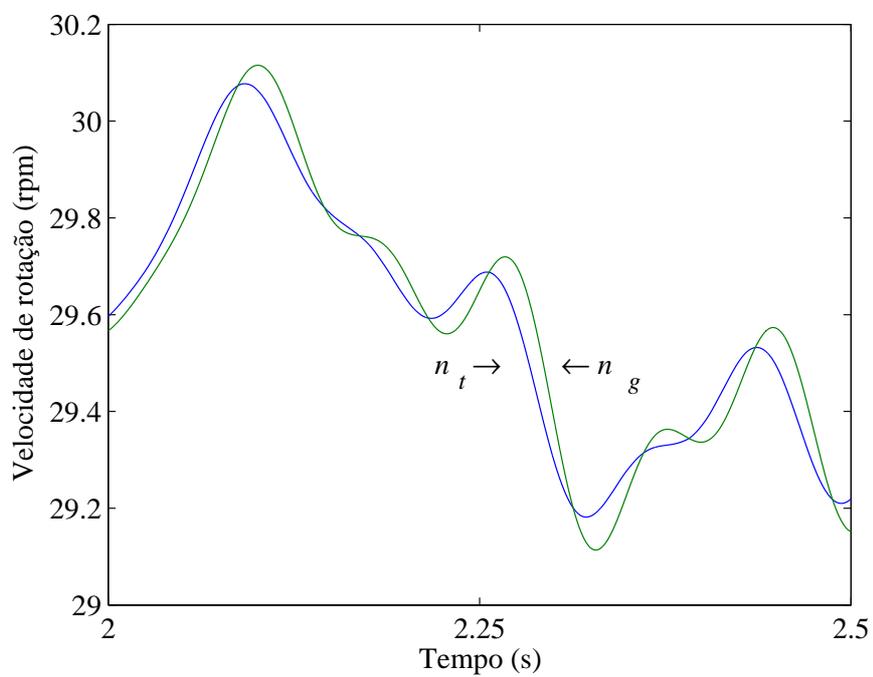


Figura 5.18 – Velocidade de rotação da turbina e do GSIP entre 2 s e 2.5 s.

A potência mecânica da turbina, a potência eléctrica do GSIP e a diferença entre as duas potências, i.e., a potência aceleradora, são apresentadas na Figura 5.19.

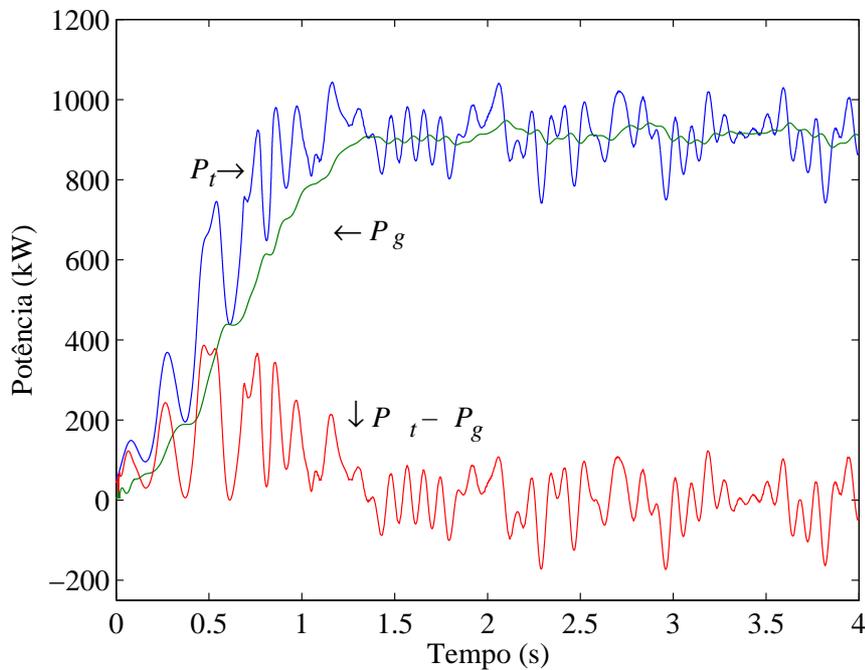


Figura 5.19 – Potência mecânica e potência eléctrica.

O comportamento harmónico para a potência mecânica da turbina é apresentado na Figura 5.20. O comportamento harmónico para a potência eléctrica do GSIP é apresentado na Figura 5.21.

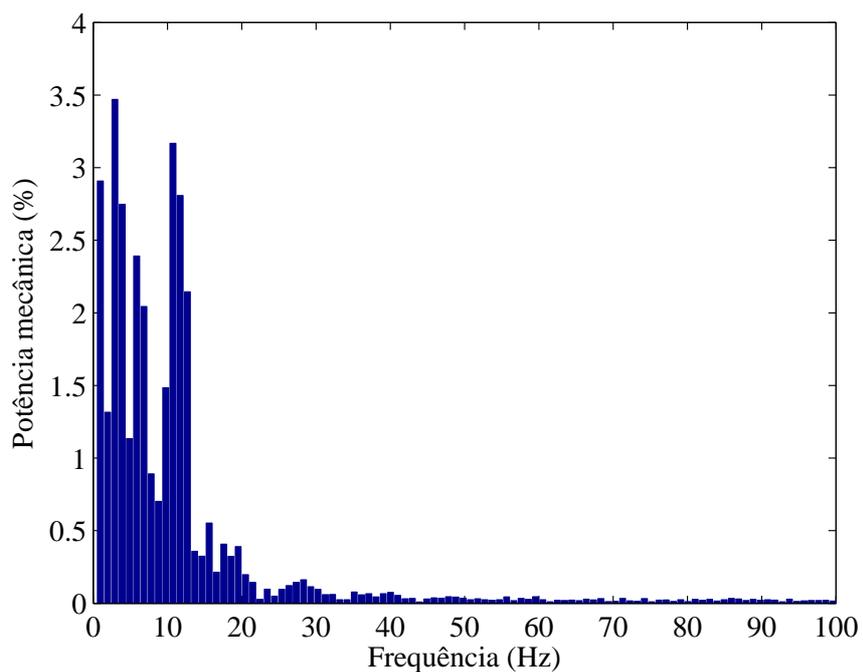


Figura 5.20 – Comportamento harmônico para a potência mecânica da turbina.

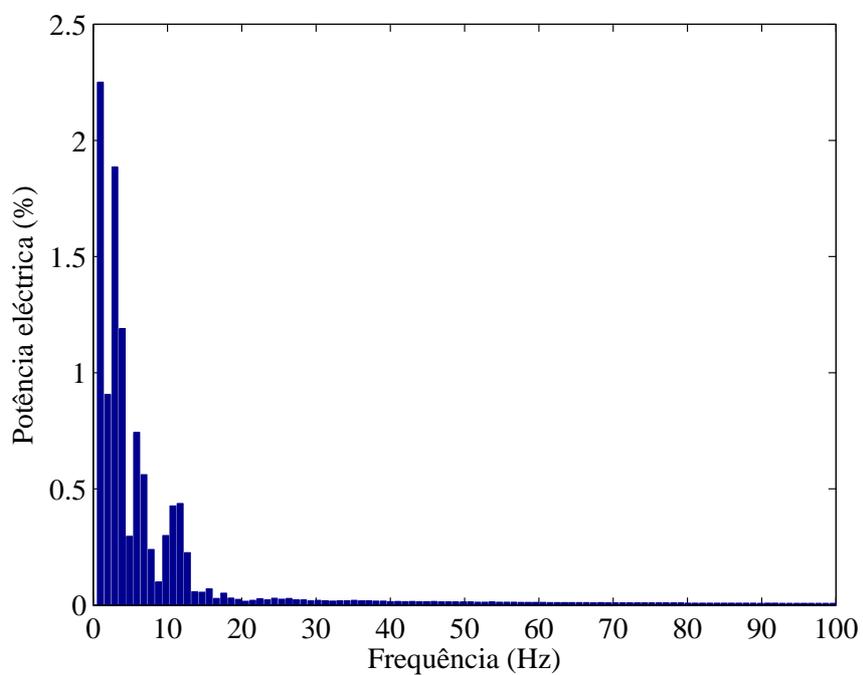


Figura 5.21 – Comportamento harmônico para a potência eléctrica.

A corrente injectada na rede eléctrica pelo conversor electrónico de potência, descrito por um conversor de dois níveis, usando controladores PI^μ de ordem fraccionária, é apresentada na Figura 5.22.

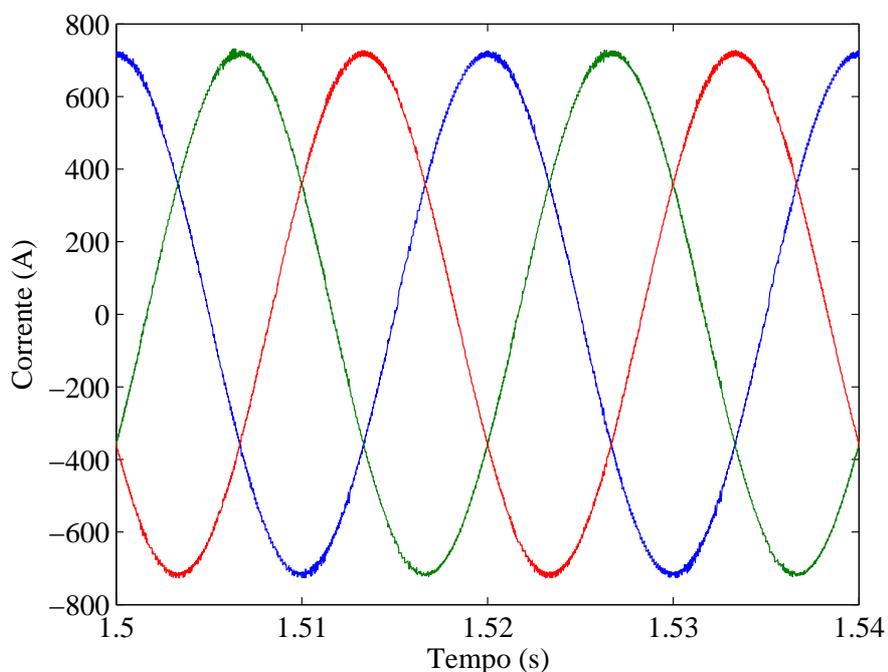


Figura 5.22 – Corrente injectada na rede, conversor de dois níveis.

O comportamento harmónico computado pela DFT para a corrente injectada na rede eléctrica pelo conversor electrónico de potência, descrito por um conversor de dois níveis, é apresentado na Figura 5.23.

A corrente injectada na rede eléctrica pelo conversor electrónico de potência, descrito por um conversor multinível, usando controladores PI^μ de ordem fraccionária, é apresentada na Figura 5.24.

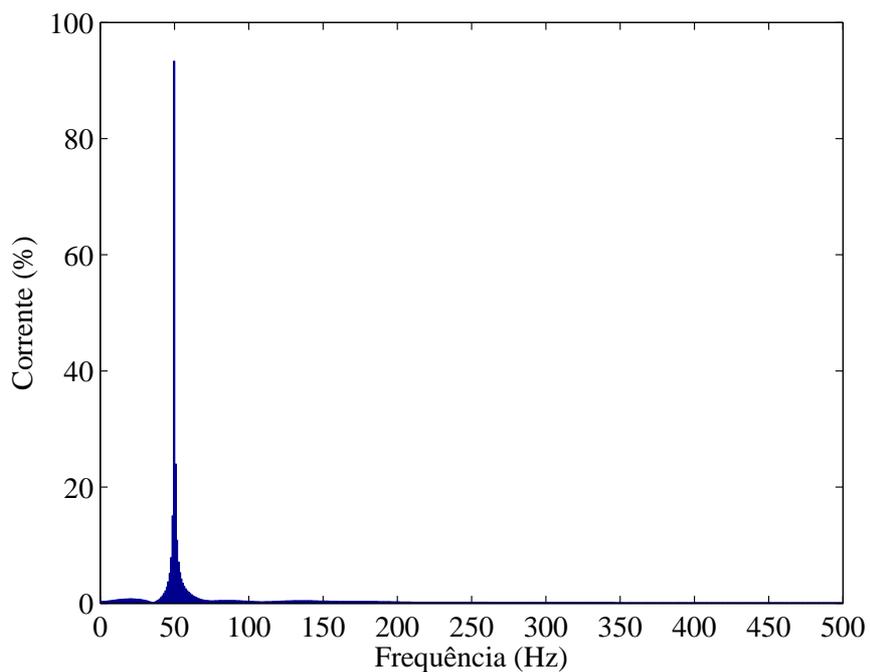


Figura 5.23 – Comportamento harmônico para a corrente injectada na rede eléctrica por um conversor de dois níveis.

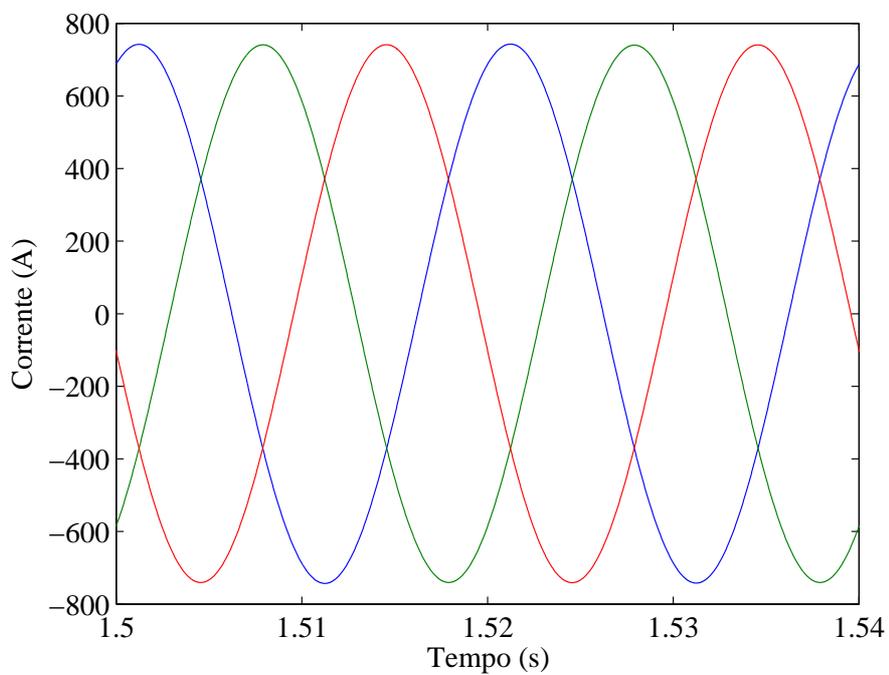


Figura 5.24 – Corrente injectada na rede, conversor multinível.

O comportamento harmónico computado pela DFT para a corrente injectada na rede eléctrica pelo conversor electrónico de potência, descrito por um conversor multinível, é apresentado na Figura 5.25.

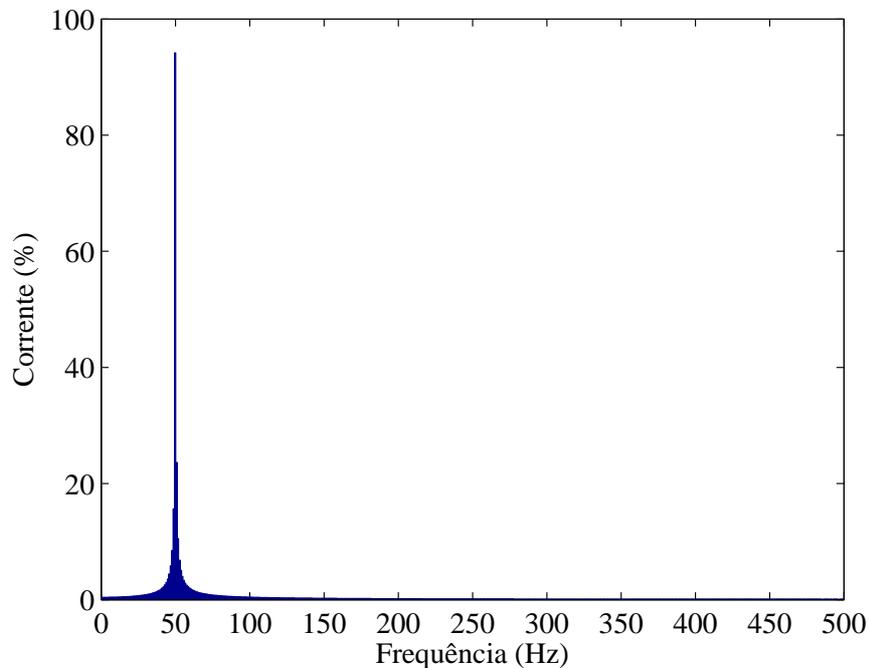


Figura 5.25 – Comportamento harmónico para a corrente injectada na rede eléctrica por um conversor multinível.

A corrente injectada na rede eléctrica pelo conversor electrónico de potência, descrito por um conversor matricial, usando controladores PI^μ de ordem fraccionária, é apresentada na Figura 5.26. O comportamento harmónico computado pela DFT para a corrente injectada na rede eléctrica pelo conversor electrónico de potência, descrito por um conversor matricial, é apresentado na Figura 5.27.

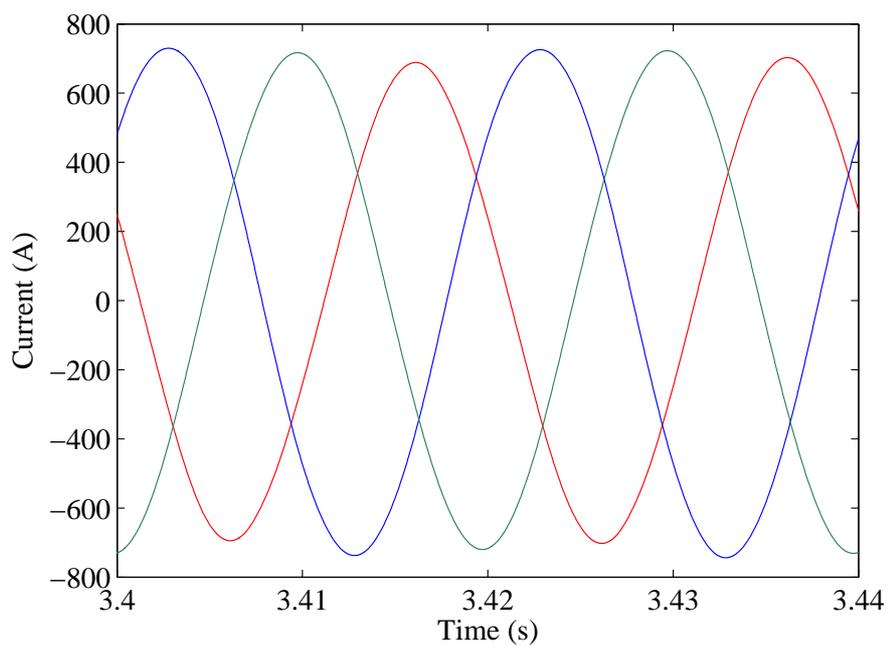


Figura 5.26 – Corrente injectada na rede eléctrica, conversor matricial.

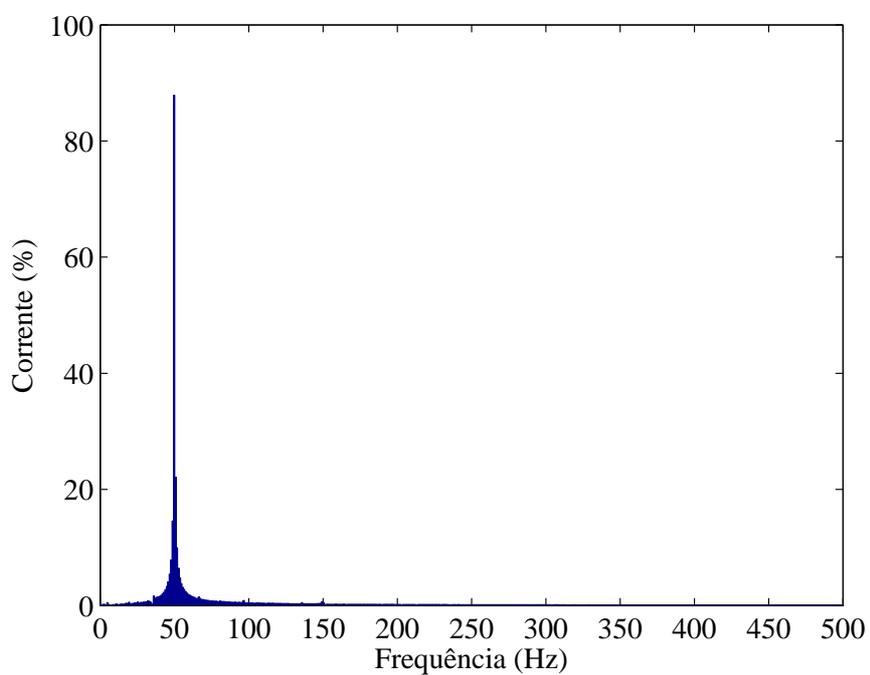


Figura 5.27 – Comportamento harmónico para a corrente injectada na rede eléctrica por um conversor matricial.

A observação das curvas permite concluir que estas apresentam um comportamento coerente com o que os estudos teóricos e o conhecimento do desempenho do sistema eólico levavam a prever. Os resultados mostram que o conversor multinível tem um melhor desempenho comparativamente com o conversor de dois níveis e o conversor matricial.

5.4 Estudo Comparativo do Comportamento Harmónico

Nesta simulação computacional é considerado um vento estacionário sem perturbações, com velocidades médias u_0 compreendidas entre 5 m/s e 25 m/s, num horizonte temporal de 4 s, estando o sistema eólico a funcionar em regime de funcionamento com velocidade de rotação e conversão de energia estáveis.

O sistema eólico é constituído por:

- uma turbina eólica de velocidade variável;
- um sistema mecânico de transmissão de energia;
- um gerador síncrono;
- um conversor electrónico de potência.

Para o sistema mecânico de transmissão de energia é estudado o desempenho do sistema eólico tendo em consideração que o veio seja descrito por três massas. O gerador síncrono considerado é uma máquina com excitação assegurada por meio de ímanes permanentes. Para o conversor electrónico de potência é estudado o desempenho do sistema eólico tendo em consideração três tipos de conversores: conversor de dois níveis; conversor multinível, conversor matricial.

A rede eléctrica considerada no estudo para o desempenho do sistema eólico considera dois tipos de esquema equivalente para a fonte de tensão sem distorção harmónica ou com distorção originada pela terceira harmónica. No controlo do sistema eólico são utilizados:

- modo de deslizamento;
- modulação PWM por vectores espaciais;
- controladores PI^μ de ordem fraccionária, sendo a ordem do integral $\mu = 0.5$.

Os parâmetros dos controladores PI^μ de ordem fraccionária e dos controladores PI clássicos estão indicados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Parâmetros dos controladores.

Controlador	K_p	K_i	μ
PI^μ	50	2.6	1/2
PI	50	2.6	1

O objectivo desta simulação computacional é observar o comportamento harmónico computado pela DFT e pelo THD da corrente injectada na rede eléctrica pelo sistema eólico, considerando duas situações: na primeira situação a rede eléctrica considerada no estudo para o desempenho do sistema eólico considera o esquema equivalente para a fonte de tensão sem distorção harmónica, i.e., são sinusóides ideais, e na segunda situação a rede eléctrica considerada no estudo para o desempenho do sistema eólico considera o esquema equivalente para a fonte de tensão com distorção originada pela terceira harmónica, i.e., não são sinusóides ideais, na medida em que se considera a presença de 5% de componente de terceira harmónica.

5.4.1 Tensão da Rede Sem Distorção Harmónica

O objectivo desta simulação computacional é observar o comportamento harmónico da corrente injectada na rede eléctrica, pelo sistema eólico. A rede eléctrica considerada no estudo para o desempenho do sistema eólico considera o de esquema equivalente para a fonte de tensão sem distorção harmónica, i.e., são sinusóides ideais.

A componente fundamental da corrente injectada na rede eléctrica, computada pela DFT, para o sistema eólico com conversor de dois níveis, é apresentada na Figura 5.28. A componente de terceira harmónica da corrente injectada na rede eléctrica, computada pela DFT, para o sistema eólico com conversor de dois níveis, é apresentada na Figura 5.29. O THD da corrente injectada na rede, para o sistema eólico com conversor de dois níveis é apresentado na Figura 5.30.

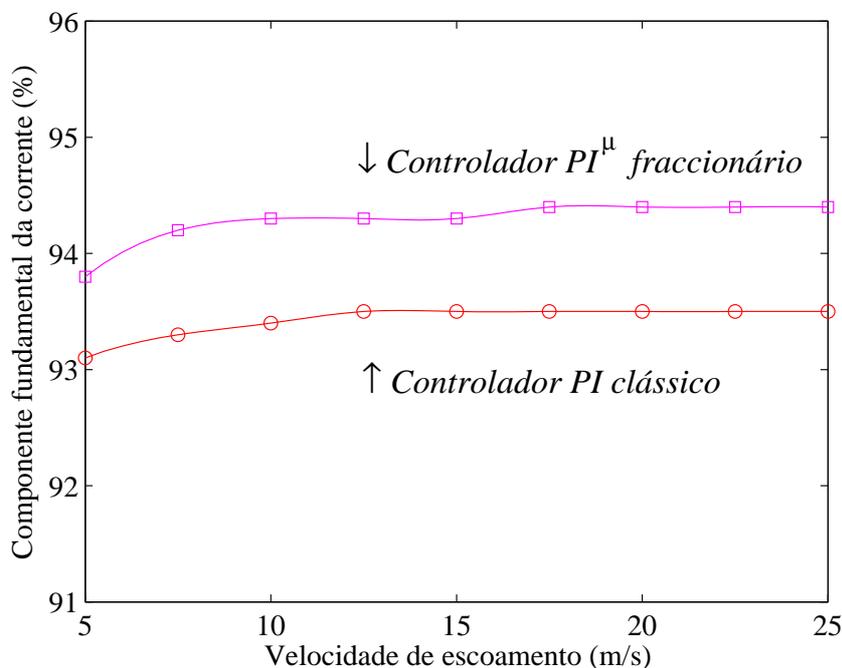


Figura 5.28 – Primeira harmónica na corrente injectada na rede para o conversor de dois níveis.

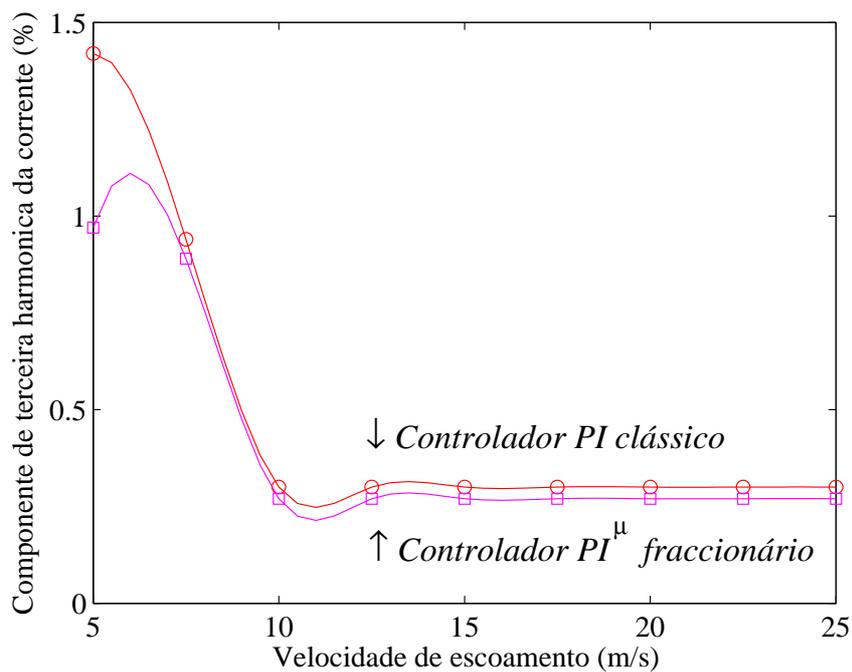


Figura 5.29 – Terceira harmónica na corrente injectada na rede para o conversor de dois níveis.

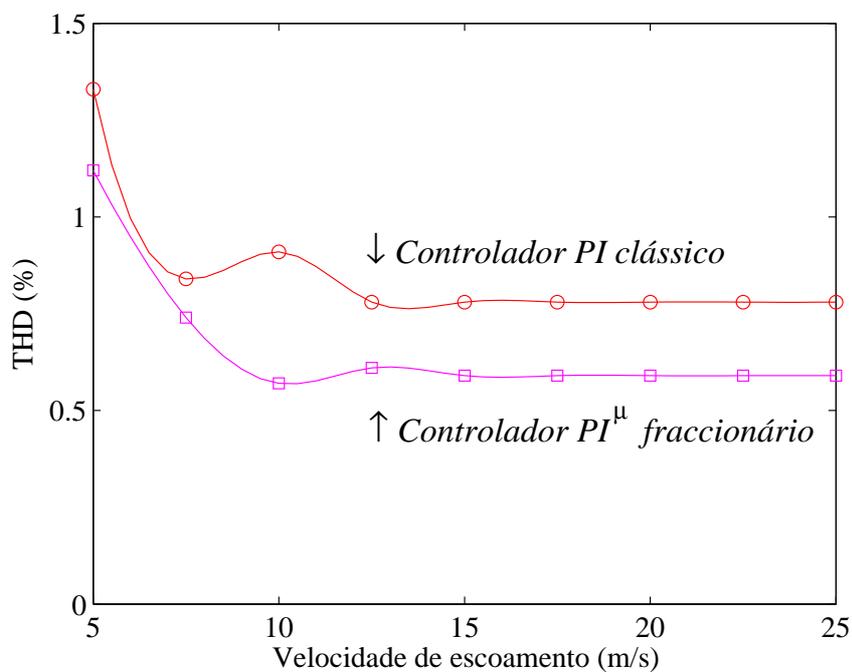


Figura 5.30 – THD da corrente injectada na rede para o conversor de dois níveis.

A componente fundamental da corrente injectada na rede eléctrica, computada pela DFT, para o sistema eólico com conversor multinível, é apresentada na Figura 5.31. A componente de terceira harmónica da corrente injectada na rede eléctrica, computada pela DFT, para o sistema eólico com conversor multinível, é apresentada na Figura 5.32. O THD da corrente injectada na rede, para o sistema eólico com conversor multinível é apresentado na Figura 5.33.

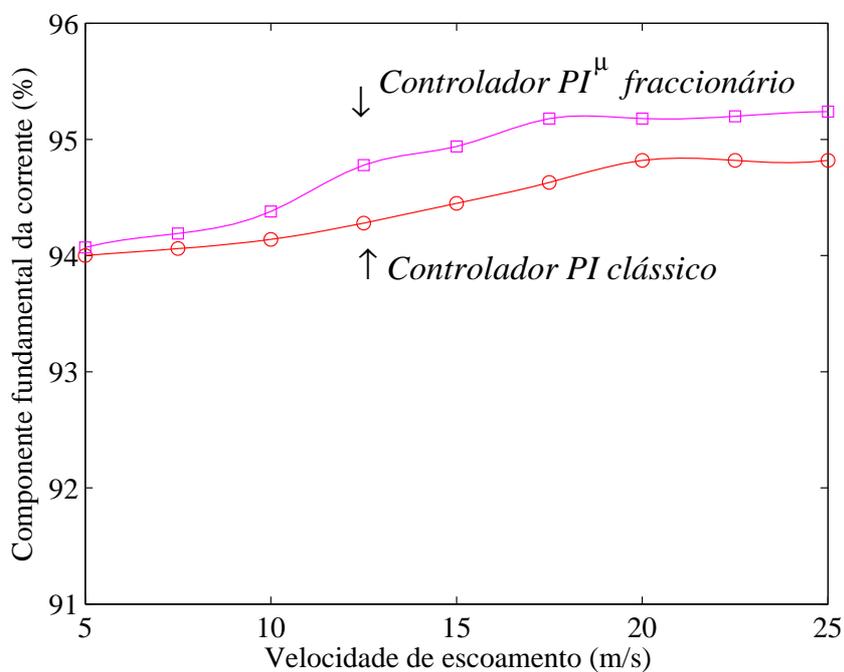


Figura 5.31 – Primeira harmónica na corrente injectada na rede para o conversor multinível.

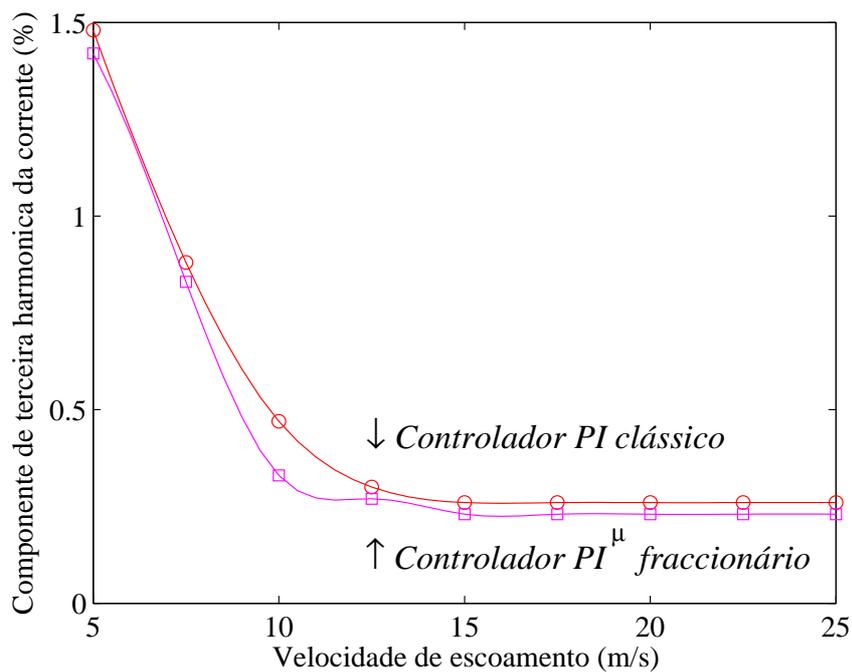


Figura 5.32 – Terceira harmónica na corrente injectada na rede para o conversor multinível.

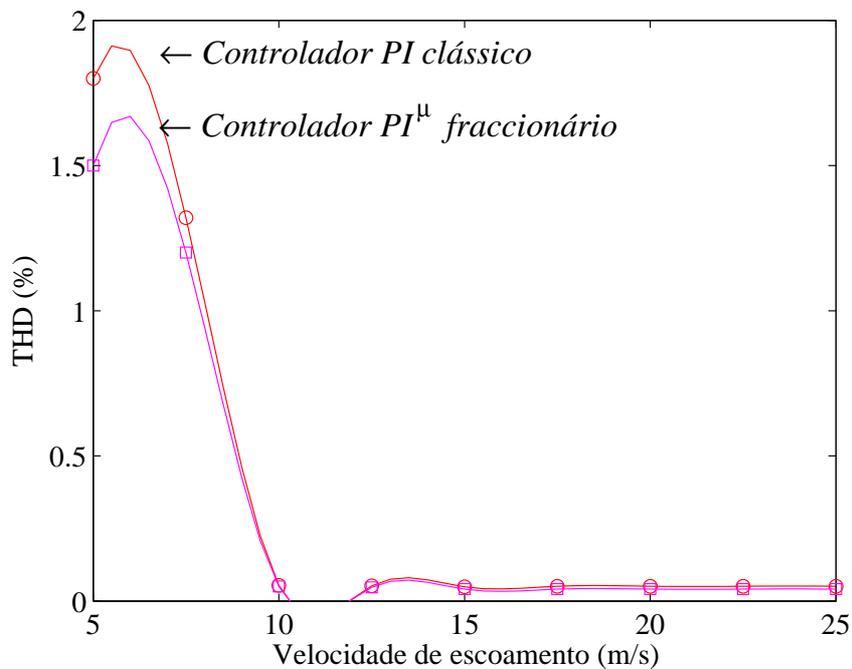


Figura 5.33 – THD da corrente injectada na rede para o conversor multinível.

A componente fundamental da corrente injectada na rede eléctrica, computada pela DFT, para o sistema eólico com conversor matricial, é apresentada na Figura 5.34. A componente de terceira harmónica da corrente injectada na rede eléctrica, computada pela DFT, para o sistema eólico com conversor matricial, é apresentada na Figura 5.35. O THD da corrente injectada na rede para o sistema eólico com conversor matricial é apresentado na Figura 5.36.

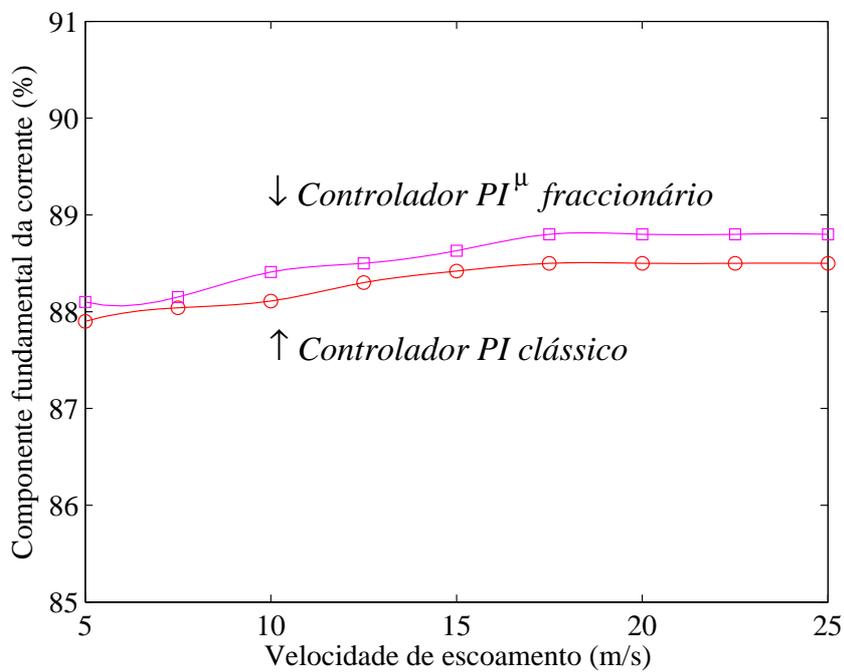


Figura 5.34 – Primeira harmónica na corrente injectada na rede para o conversor matricial.

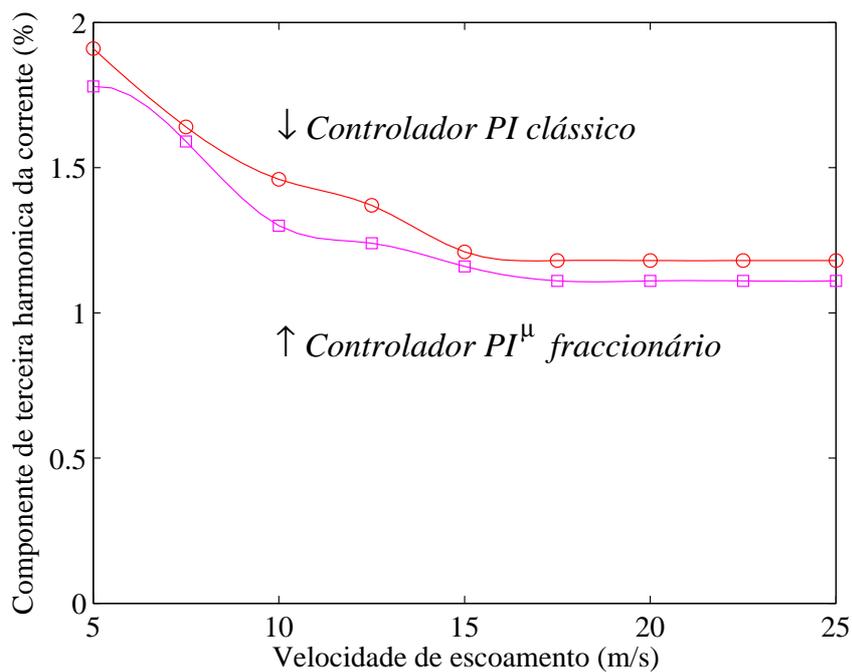


Figura 5.35 – Terceira harmónica na corrente injectada na rede para o conversor matricial.

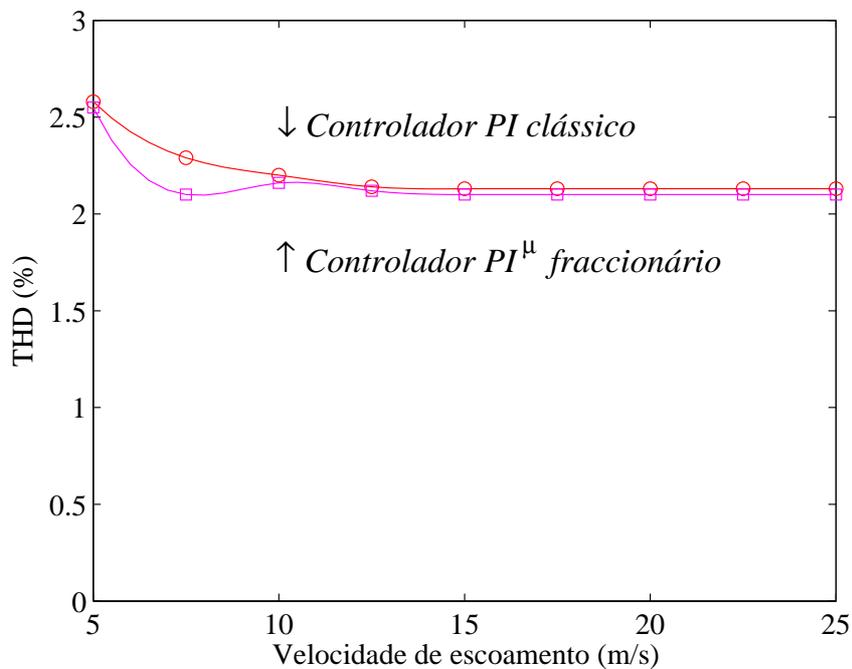


Figura 5.36 – THD da corrente injectada na rede para o conversor matricial.

Nesta primeira situação, a observação das curvas permite concluir que o comportamento harmónico computado pela DFT e pelo THD, da corrente injectada na rede eléctrica para o sistema eólico usando controladores PI^{μ} de ordem fraccionária, apresenta melhores resultados comparativamente com o sistema eólico usando controladores PI clássicos. O THD é inferior a 5% imposto pela norma IEEE-519 para as três configurações de conversores estudadas neste trabalho [IEEE92].

5.4.2 Tensão da Rede Com Distorção Harmónica

O objectivo desta simulação computacional é observar o comportamento harmónico da corrente injectada na rede eléctrica pelo sistema eólico. A rede eléctrica considerada no estudo para o desempenho do sistema eólico considera o de esquema equivalente para a fonte de tensão com distorção originada pela terceira harmónica, i.e., não são sinusóides ideais, na medida em que se considera a presença de 5% de componente de terceira harmónica.

A componente fundamental da corrente injectada na rede eléctrica, computada pela DFT, para o sistema eólico com conversor de dois níveis, é apresentada na Figura 5.37. A componente de terceira harmónica da corrente injectada na rede eléctrica, computada pela DFT, para o sistema eólico com conversor de dois níveis, é apresentada na Figura 5.38. O THD da corrente injectada na rede para o sistema eólico com conversor de dois níveis é apresentado na Figura 5.39.

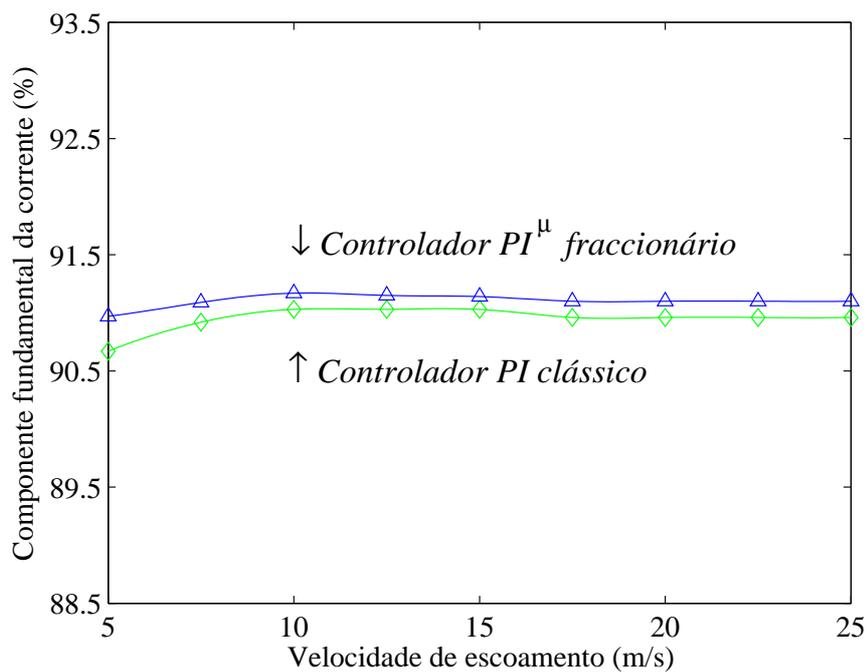


Figura 5.37 – Primeira harmónica na corrente injectada na rede para o conversor de dois níveis.

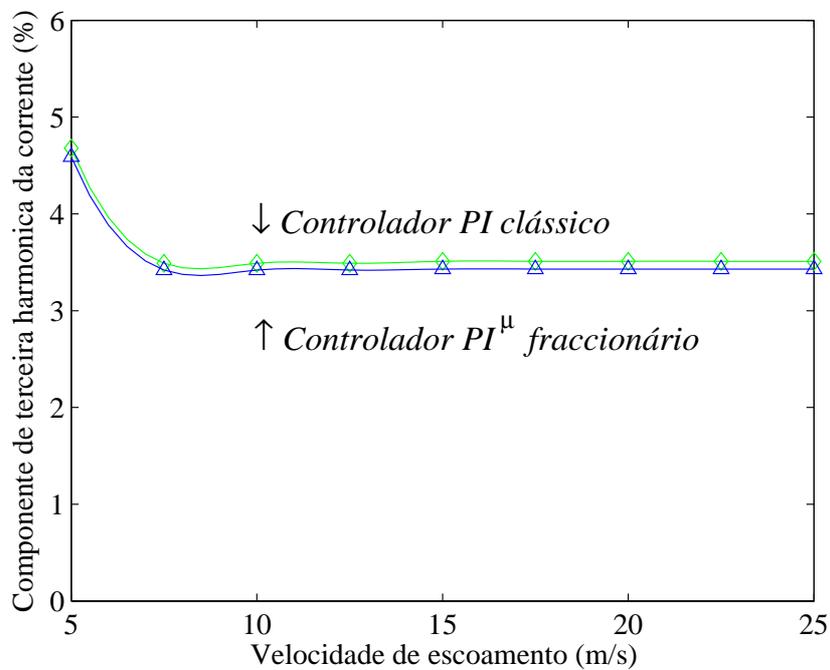


Figura 5.38 – Terceira harmónica na corrente injectada na rede para o conversor de dois níveis.

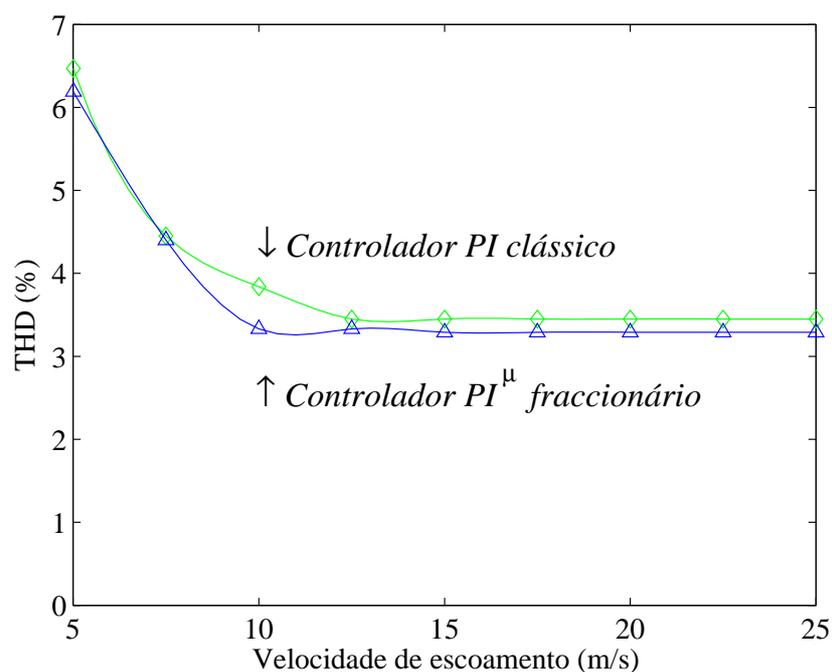


Figura 5.39 – THD da corrente injectada na rede para o conversor de dois níveis.

A componente fundamental da corrente injectada na rede eléctrica, computada pela DFT, para o sistema eólico com conversor multinível, é apresentada na Figura 5.40. A componente de terceira harmónica da corrente injectada na rede eléctrica, computada pela DFT, para o sistema eólico com conversor multinível, é apresentada na Figura 5.41. O THD da corrente injectada na rede para o sistema eólico com conversor multinível é apresentado na Figura 5.42.

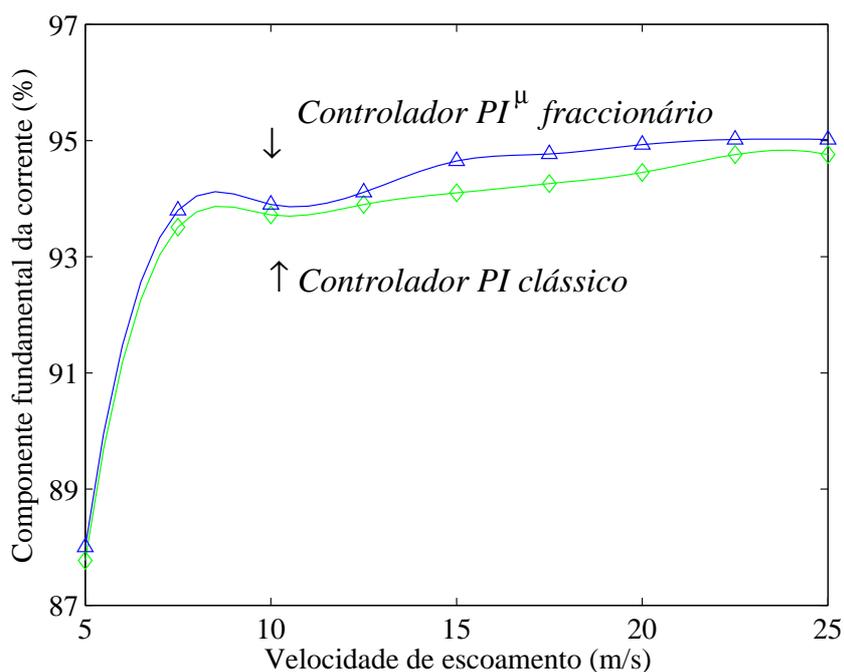


Figura 5.40 – Primeira harmónica na corrente injectada na rede para o conversor multinível.

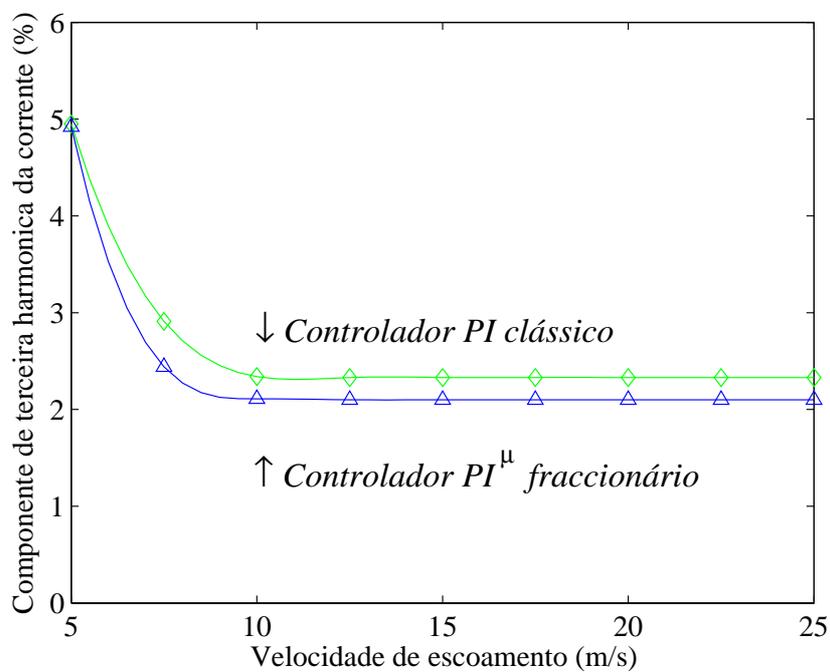


Figura 5.41 – Terceira harmónica na corrente injectada na rede para o conversor multinível.

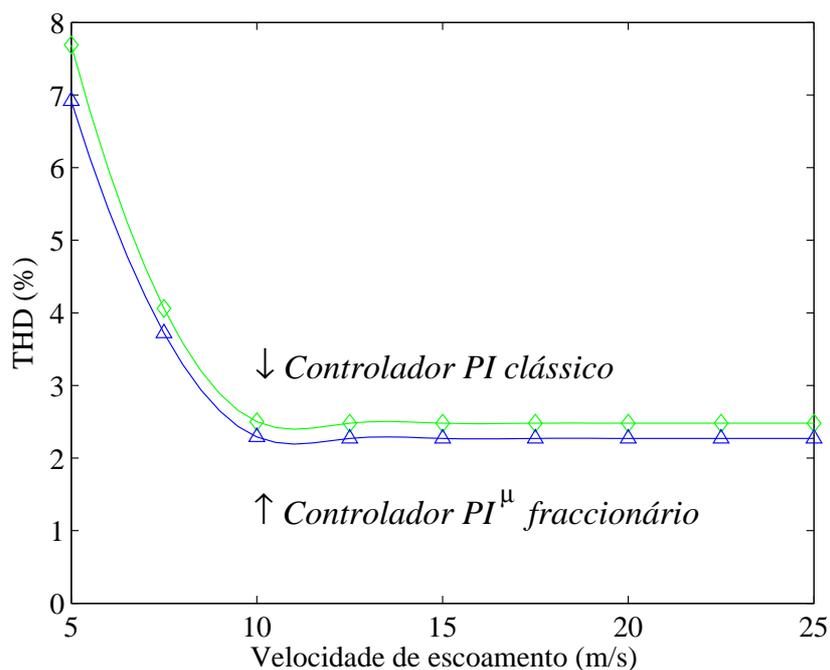


Figura 5.42 – THD da corrente injectada na rede para o conversor multinível.

A componente fundamental da corrente injectada na rede eléctrica, computada pela DFT, para o sistema eólico com conversor matricial, é apresentada na Figura 5.43. A componente de terceira harmónica da corrente injectada na rede eléctrica, computada pela DFT, para o sistema eólico com conversor matricial, é apresentada na Figura 5.44. O THD da corrente injectada na rede para o sistema eólico com conversor matricial é apresentado na Figura 5.45.

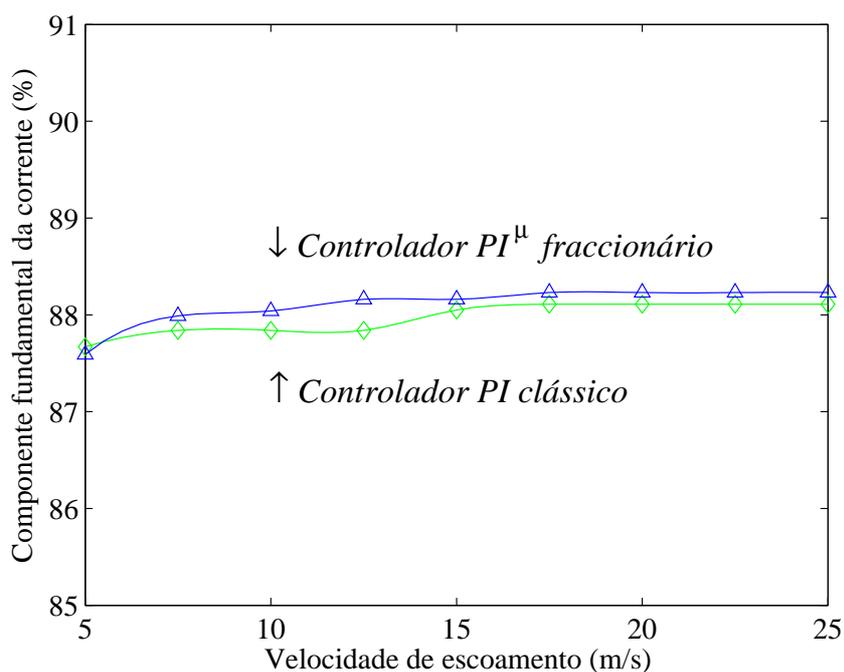


Figura 5.43 – Primeira harmónica na corrente injectada na rede para o conversor matricial.

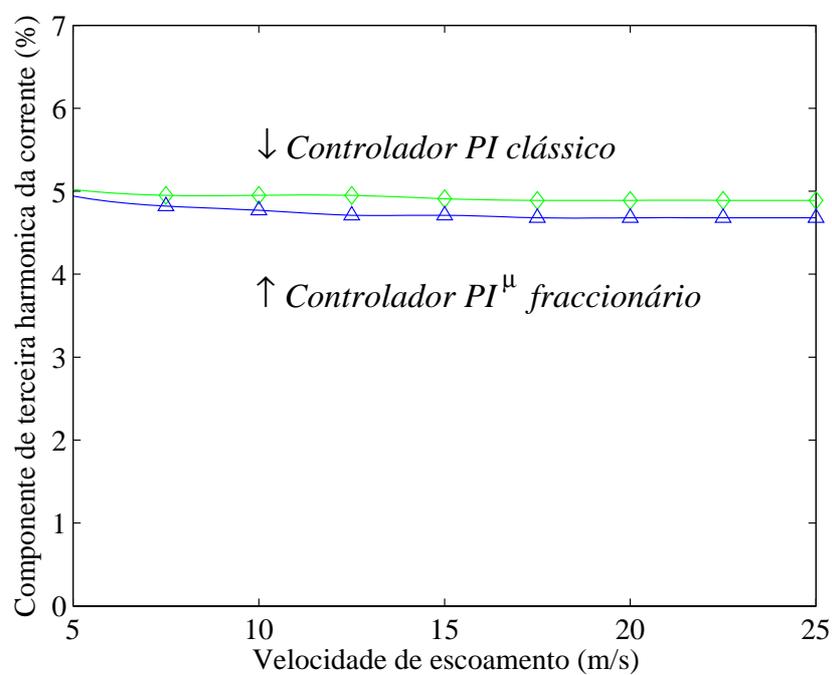


Figura 5.44 – Terceira harmónica na corrente injectada na rede para o conversor matricial.

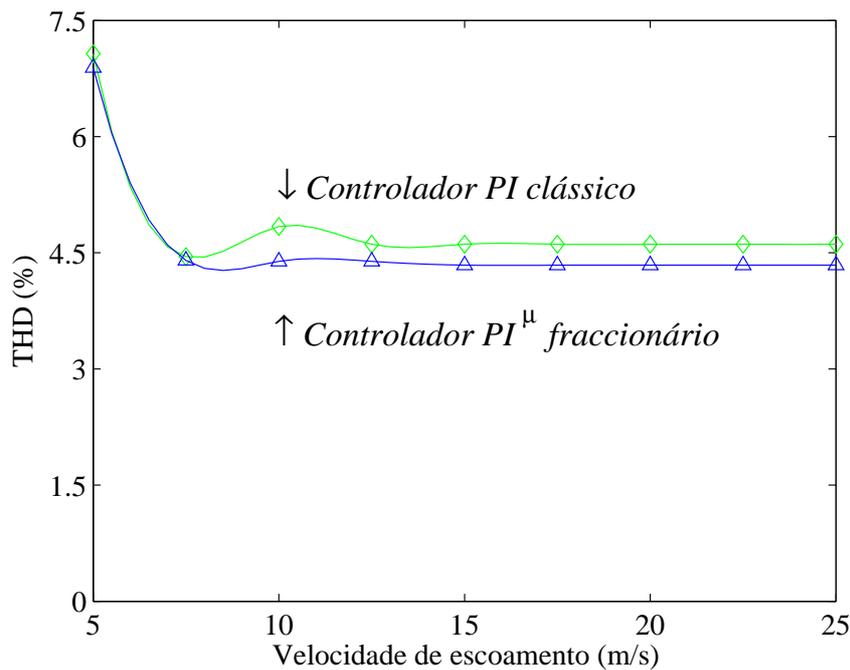


Figura 5.45 – THD da corrente injectada na rede para o conversor matricial.

Como na primeira situação, a observação das curvas permite concluir que o comportamento harmónico computado pela DFT e pelo THD da corrente injectada na rede eléctrica, para o sistema eólico usando controladores PI^{μ} de ordem fraccionária, apresenta melhores resultados comparativamente com o sistema eólico usando controladores PI clássicos. Os conversores que têm elementos de armazenamento de energia, em comparação com o conversor matricial, e o incremento do número de níveis de tensão, em comparação com o conversor de dois níveis, permite concluir que o sistema eólico com conversor multinível apresenta um melhor comportamento harmónico. Além disso, a presença da componente de terceira harmónica na tensão da rede eléctrica afecta o THD da corrente injectada na rede. No entanto, o THD continua a ser inferior a 5% imposto pela norma IEEE-519 para as três configurações de conversores estudadas neste trabalho [IEEE92].

5.5 Falha no Controlo das Pás da Turbina

O objectivo desta simulação computacional é observar o desempenho dinâmico do sistema eólico devido a uma falha momentânea no controlo das pás da turbina. Esta falha impõe que o ângulo do passo transite para a posição de rajada de vento, i.e., correspondente a um ângulo de 55° . A falha no controlo das pás é simulada entre 2 e 2.5 s; durante este tempo a energia extraída pelas pás da turbina ao escoamento é praticamente nula. Este estudo é uma das contribuições originais desta tese [Melício10c].

O sistema eólico é constituído por:

- uma turbina eólica de velocidade variável;
- um sistema mecânico de transmissão de energia;
- um gerador síncrono;
- um conversor electrónico de potência.

Para o sistema mecânico de transmissão de energia é estudado o desempenho do sistema eólico tendo em consideração que o veio seja descrito por duas massas. O gerador síncrono considerado é uma máquina com excitação assegurada por meio de ímanes permanentes. Para o conversor electrónico de potência é estudado o desempenho do sistema eólico tendo em consideração dois tipos de conversores: conversor de dois níveis; conversor multinível. A rede eléctrica considerada no estudo para o desempenho do sistema eólico considera um tipo de esquema equivalente para a fonte de tensão sem distorção harmónica. No controlo do sistema eólico são utilizados:

- modo de deslizamento;
- modulação PWM por vectores espaciais;
- controladores PI clássicos;
- controladores PI^μ de ordem fraccionária, sendo a ordem dos integrais $\mu = 0.5$ e $\mu = 0.7$, respectivamente.

No objectivo das simulações computacionais é apresentado um estudo comparativo entre os controladores de ordem fraccionária e os controladores clássicos, no que concerne ao comportamento harmónico.

Nesta simulação computacional é utilizado o modelo de vento com perturbações dado por:

$$u = 15 \left[1 + \sum_k A_k \sin(\omega_k t) \right] \quad 0 \leq t \leq 4 \quad (5.1)$$

A velocidade do vento com perturbações é apresentada na Figura 5.46. A potência mecânica do sistema e a potência eléctrica do GSIP são apresentadas na Figura 5.47.

O comportamento do ângulo do passo da pá é apresentado na Figura 5.48. O comportamento do coeficiente de potência é apresentado na Figura 5.49.

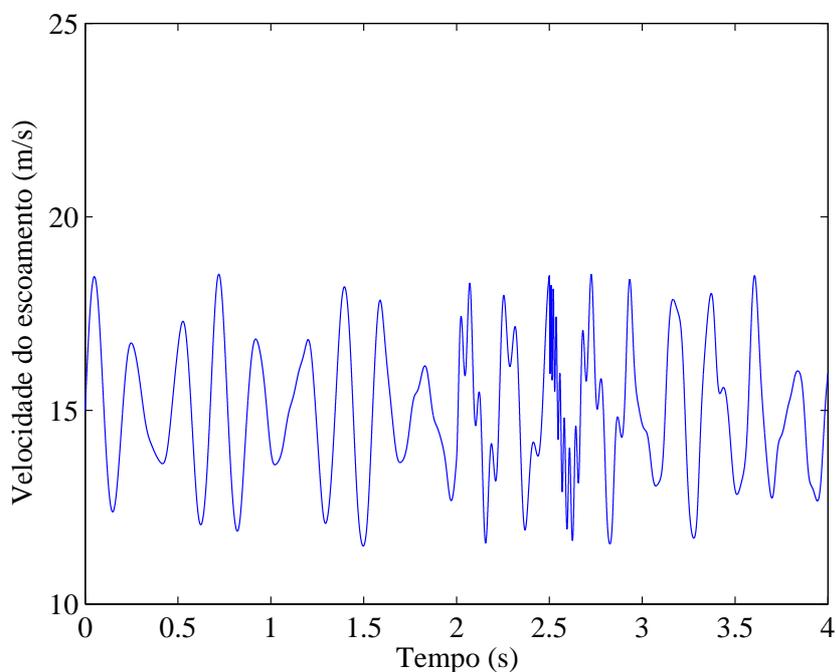


Figura 5.46 – Velocidade do vento com perturbações.

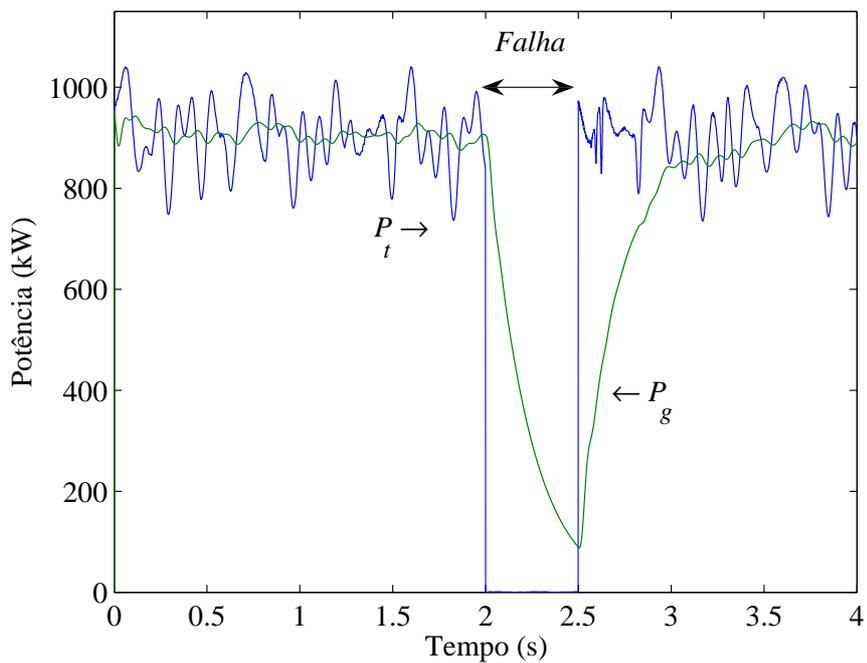


Figura 5.47 – Potência mecânica e potência eléctrica.

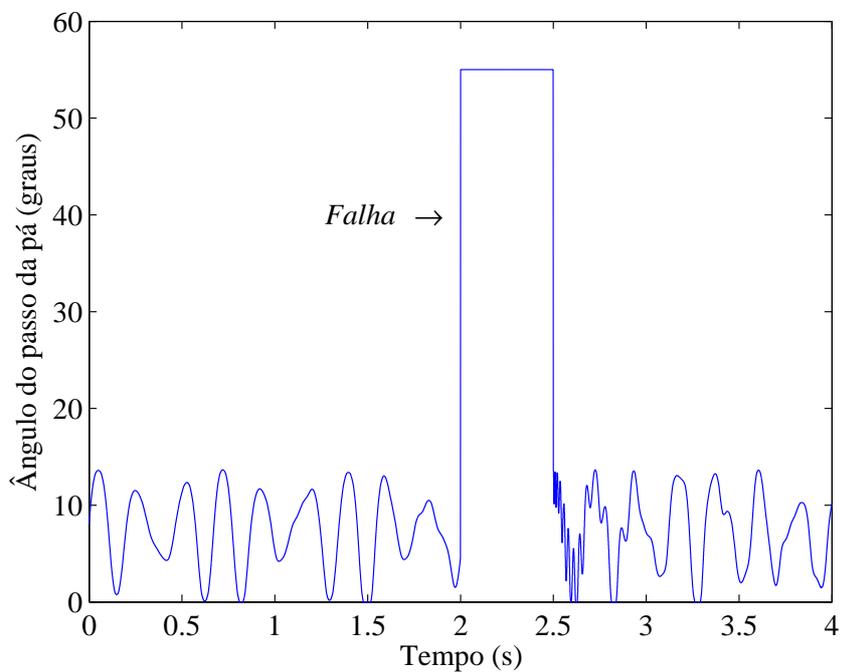


Figura 5.48 – Comportamento do ângulo do passo da pá.

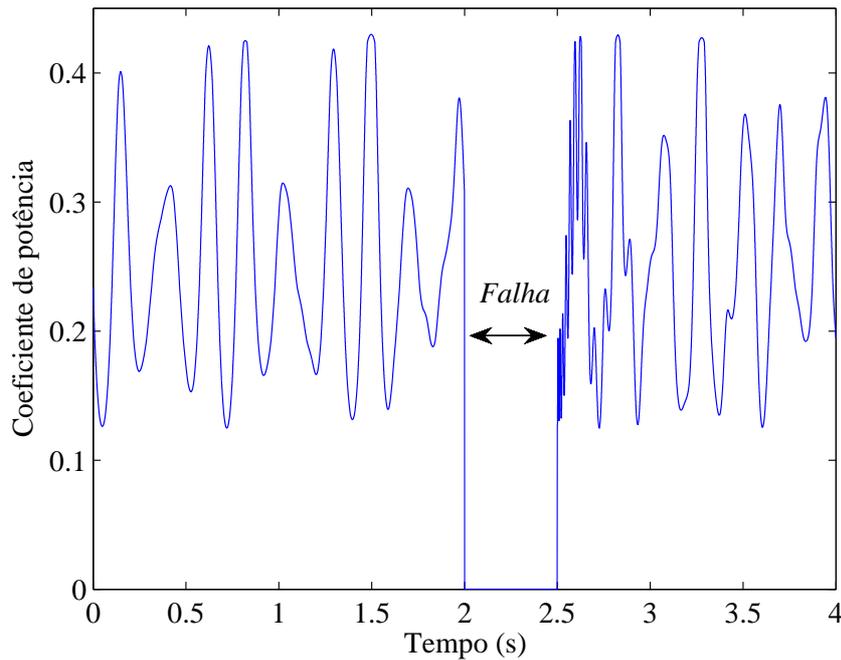


Figura 5.49 – Comportamento do coeficiente de potência.

O comportamento v_{dc} da tensão aos terminais do banco de condensadores C para o sistema com conversor de dois níveis, considerando controladores PI clássicos e controladores PI^μ de ordem fraccionária, sendo a ordem dos integrais $\mu = 0.5$ e $\mu = 0.7$, respectivamente, são apresentados na Figura 5.50.

O comportamento v_{dc} da tensão aos terminais dos bancos de condensadores C_1 e C_2 , respectivamente, para o sistema com conversor multinível, considerando controladores PI clássicos e controladores PI^μ de ordem fraccionária, sendo a ordem dos integrais $\mu = 0.5$ e $\mu = 0.7$, respectivamente, são apresentados na Figura 5.51.

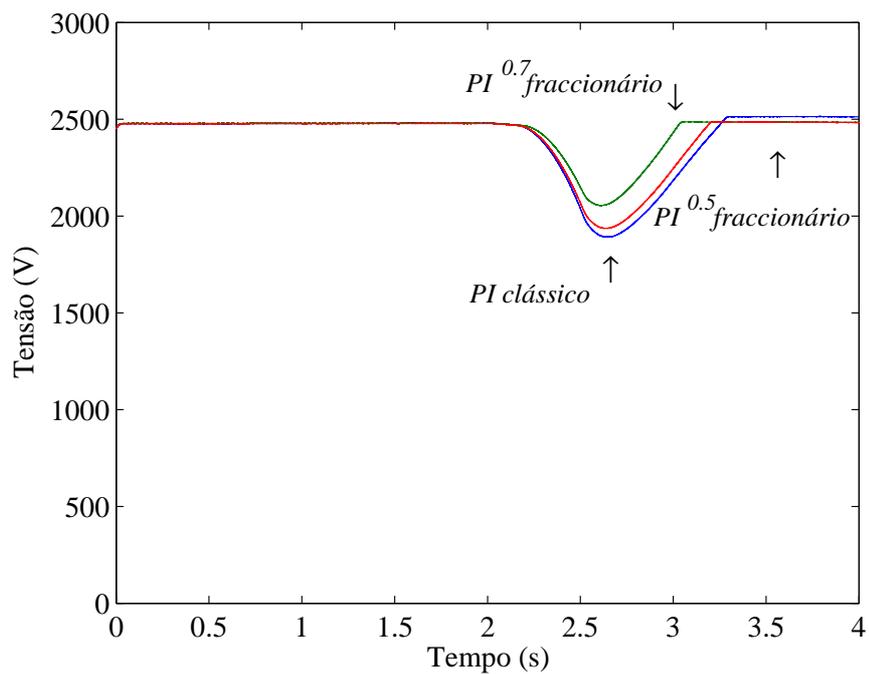


Figura 5.50 – Comportamento da tensão v_{dc} para o conversor de dois níveis, considerando cada controlador.

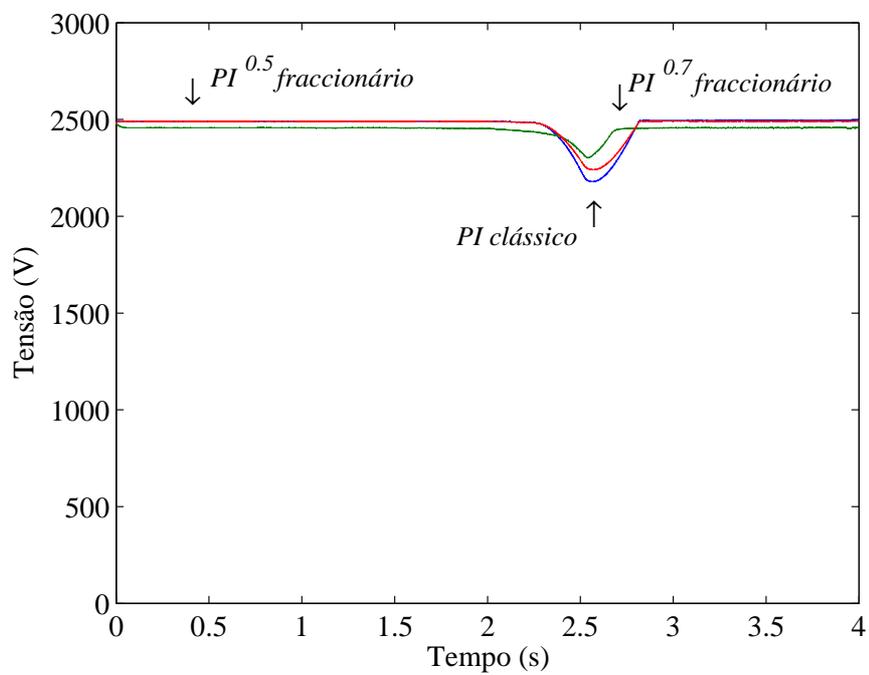


Figura 5.51 – Comportamento da tensão v_{dc} para o conversor multinível, considerando cada controlador.

Na Figura 5.50 e na Figura 5.51 é apresentado que conversor electrónico de potência, descrito respectivamente por um conversor de dois níveis ou um conversor multinível, durante a falha o controlador PI clássico tem a maior queda de tensão aos terminais dos bancos de condensadores em comparação com os controladores PI^μ de ordem fraccionária. Contudo, a queda de tensão aos terminais dos bancos de condensadores é sempre inferior para o conversor multinível, em comparação com o conversor de dois níveis. A comparação entre os valores máximos das quedas de tensão aos terminais dos bancos de condensadores do conversor electrónico de potência, descrito respectivamente por um conversor de dois níveis ou um conversor multinível, está indicada na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Queda de tensão nos bancos de condensadores durante a falha.

Controlador	V_{dc} (V)	
	Sistema eólico com conversor de dois níveis	Sistema eólico com conversor multinível
PI clássico	559.1	320.4
$PI^{0.5}$ fraccionário	513.7	258.8
$PI^{0.7}$ fraccionário	395.5	198.7

A corrente injectada na rede eléctrica pelo conversor electrónico de potência, descrito por um conversor de dois níveis, usando controladores PI^μ de ordem fraccionária, é apresentada na Figura 5.52. A corrente injectada na rede eléctrica pelo conversor electrónico de potência, descrito por um conversor multinível, usando controladores PI^μ de ordem fraccionária, é apresentada na Figura 5.53.

Durante a falha, a queda de tensão no conversor electrónico de potência, descrito por um conversor multinível, usando controladores $PI^{0.7}$ de ordem fraccionária, é de apenas 198.7 V, sendo este o melhor caso simulado. Enquanto que a queda de tensão no conversor electrónico de potência, descrito por um conversor de dois níveis, usando controladores PI clássicos, é de 560 V, sendo este o pior caso simulado.

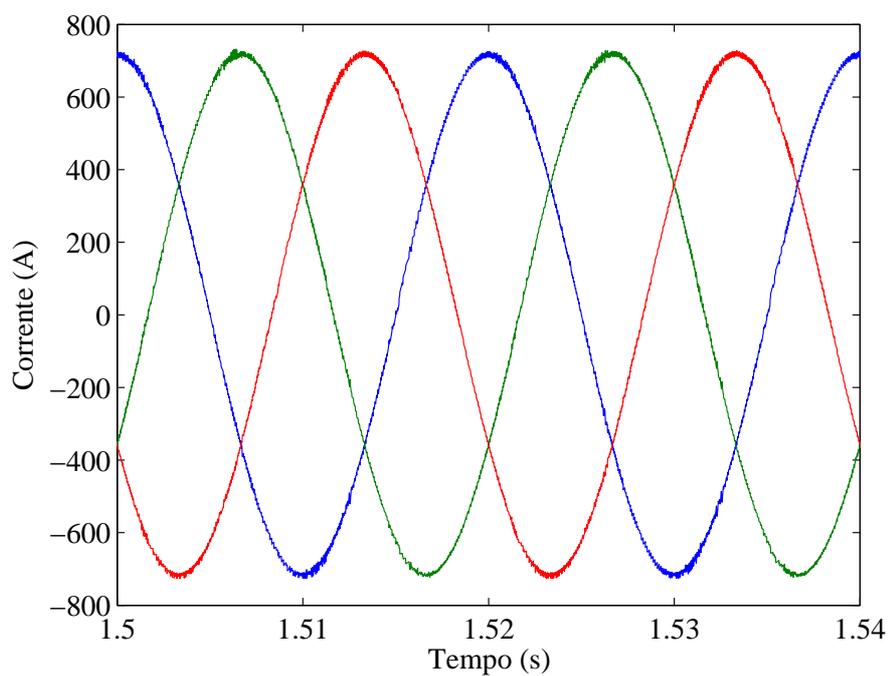


Figura 5.52 – Corrente injectada na rede, conversor de dois níveis.

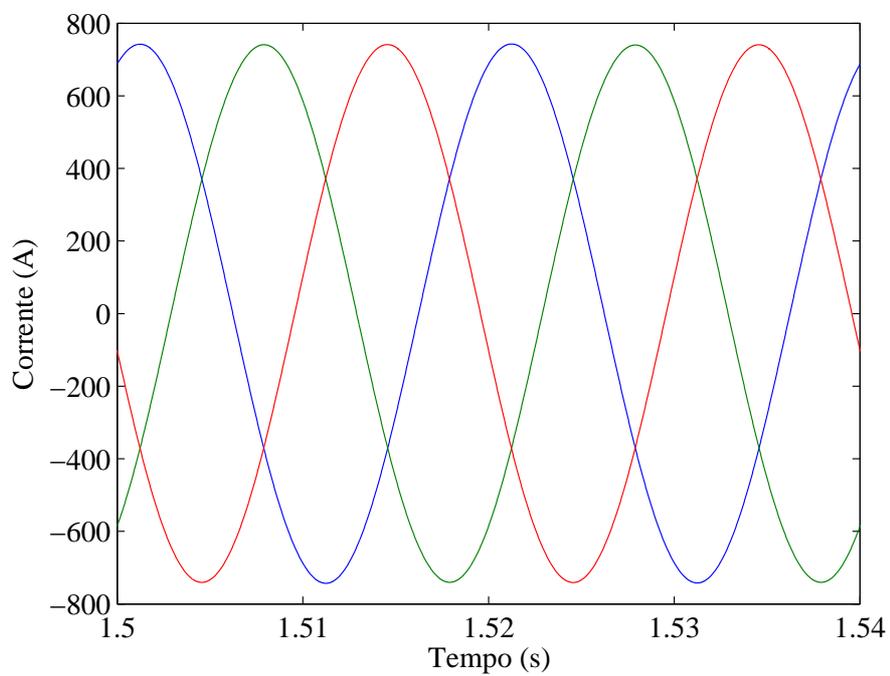


Figura 5.53 – Corrente injectada na rede, conversor multinível.

Fazendo uma comparação entre a Figura 5.52 e a Figura 5.53, mostra-se que as ondulações (*ripple*) da corrente injectada na rede pelo conversor electrónico de potência, descrito por um conversor multinível, é menor que o *ripple* da corrente injectada na rede pelo conversor electrónico de potência, descrito por um conversor de dois níveis.

O THD da corrente injectada na rede pelo conversor electrónico de potência, descrito por um conversor de dois níveis, é apresentado na Figura 5.54. O THD da corrente injectada na rede pelo conversor electrónico de potência, descrito por um conversor multinível, é apresentado na Figura 5.55.

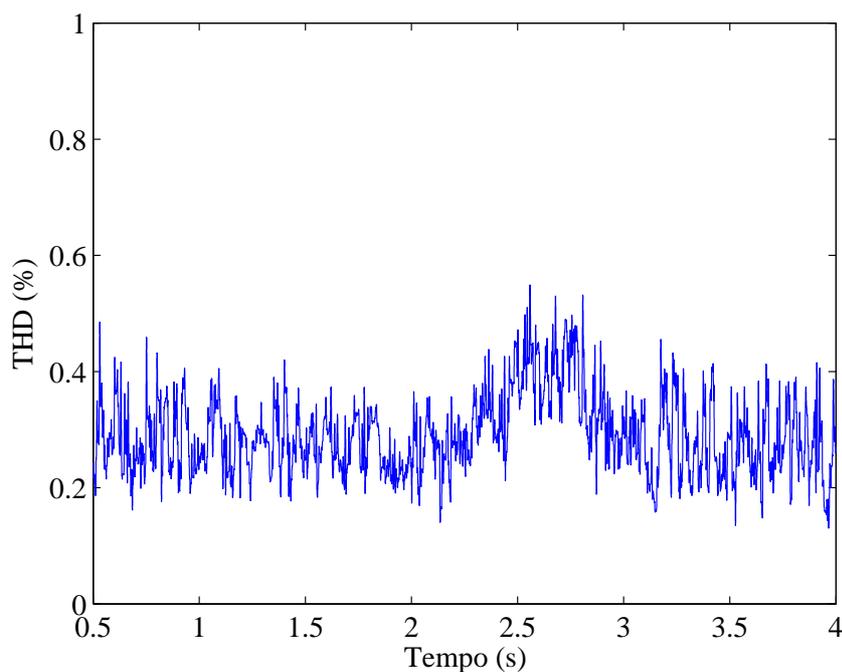


Figura 5.54 – THD da corrente injectada na rede para o conversor de dois níveis.

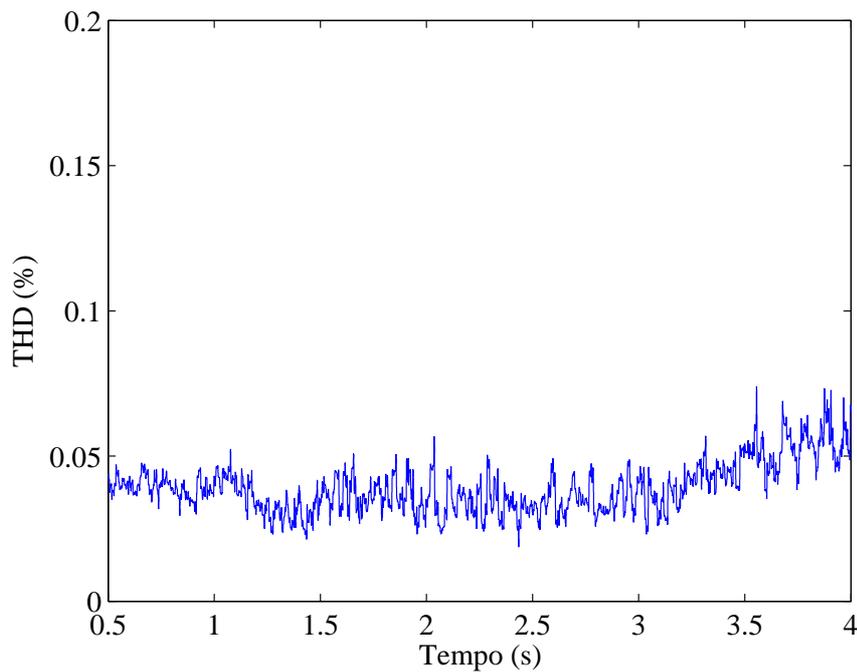


Figura 5.55 – THD da corrente injectada na rede para o conversor multinível.

A comparação entre os valores do THD da corrente injectada na rede pelo conversor electrónico de potência, descrito respectivamente por um conversor de dois níveis ou um conversor multinível, considerando controladores PI clássicos e controladores PI^μ de ordem fraccionária, está indicada na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – THD da corrente injectada na rede.

Controlador	THD (%)	
	Sistema eólico com conversor de dois níveis	Sistema eólico com conversor multinível
PI clássico	0.67	0.08
$PI^{0.5}$ fraccionário	0.49	0.05
$PI^{0.7}$ fraccionário	0.37	0.03

Os valores do THD são inferiores a 5% imposto pela norma IEEE-519 [IEEE92].

Os valores do THD da corrente injectada na rede para o sistema eólico com controladores de ordem fraccionária são inferiores aos valores do THD para o sistema eólico com o controlador clássico. A utilização de controladores de ordem fraccionária no sistema eólico com conversor electrónico de potência, descrito respectivamente por um conversor de dois níveis ou um conversor multinível, melhora o desempenho do sistema, i.e., qualidade da energia injectada na rede no que respeita ao comportamento harmónico.

5.6 Falha no Controlo dos Conversores

O objectivo desta simulação computacional é observar o desempenho dinâmico do sistema eólico devido a uma falha momentânea no controlo dos conversores, i.e., uma falha nas combinações de comutação dos conversores. A falha no controlo dos conversores é simulada entre 1 e 1.02 s; durante este tempo a selecção dos vectores de tensão do conversor matricial e do inversor do conversor de dois níveis e multinível, respectivamente, é aleatória, no entanto não provoca curto-circuito nos conversores. A falha no controlo dos conversores perturba a estabilidade do sistema eólico. Este estudo é uma das contribuições originais desta tese [Melício10a, Melício10b].

O sistema eólico é constituído por:

- uma turbina eólica de velocidade variável;
- um sistema mecânico de transmissão de energia;
- um gerador síncrono;
- um conversor electrónico de potência.

Para o sistema mecânico de transmissão de energia é estudado o desempenho do sistema eólico tendo em consideração que o veio seja descrito por uma, duas ou três massas.

O gerador síncrono considerado é uma máquina com excitação assegurada por meio de ímãs permanentes. Para o conversor electrónico de potência é estudado o desempenho do sistema eólico tendo em consideração três tipos de conversores: conversor de dois níveis; conversor multinível, conversor matricial. A rede eléctrica considerada no estudo para o desempenho do sistema eólico considera um tipo de esquema equivalente para a fonte de tensão sem distorção harmónica. No controlo do sistema eólico são utilizados:

- modo de deslizamento;
- modulação PWM por vectores espaciais;
- controladores de ordem fraccionária, sendo a ordem dos integrais $\mu = 0.7$.

Na simulação computacional é considerado o modelo de vento com perturbações, num horizonte temporal de 4 s, dado por:

$$u = 20 \left[1 + \sum_k A_k \sin(\omega_k t) \right] \quad 0 \leq t \leq 4 \quad (5.2)$$

As oscilações mecânicas nas pás são apresentadas na Figura 5.56.

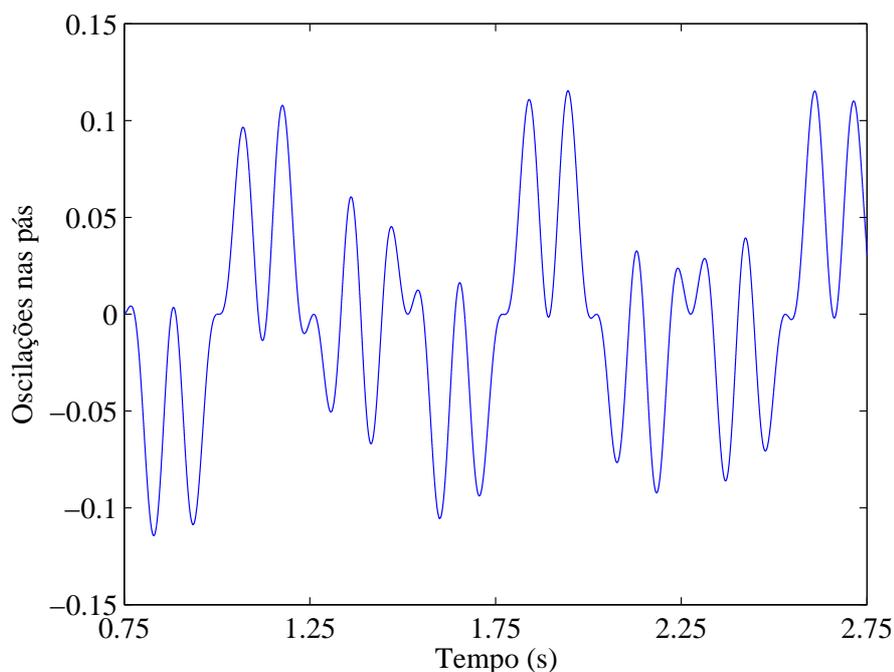


Figura 5.56 – Oscilações mecânicas nas pás.

Os esforços na torre do sistema devidos ao efeito de sombra da torre são apresentados na Figura 5.57. Os esforços na torre devidos à assimetria no alinhamento da turbina em relação ao escoamento são apresentados na Figura 5.58.

A velocidade de rotação da turbina considerando o veio com uma configuração de uma massa e um conversor matricial é apresentada na Figura 5.59.

O binário mecânico e o binário eléctrico considerando o veio com uma configuração de uma massa e um conversor matricial são apresentados na Figura 5.60.

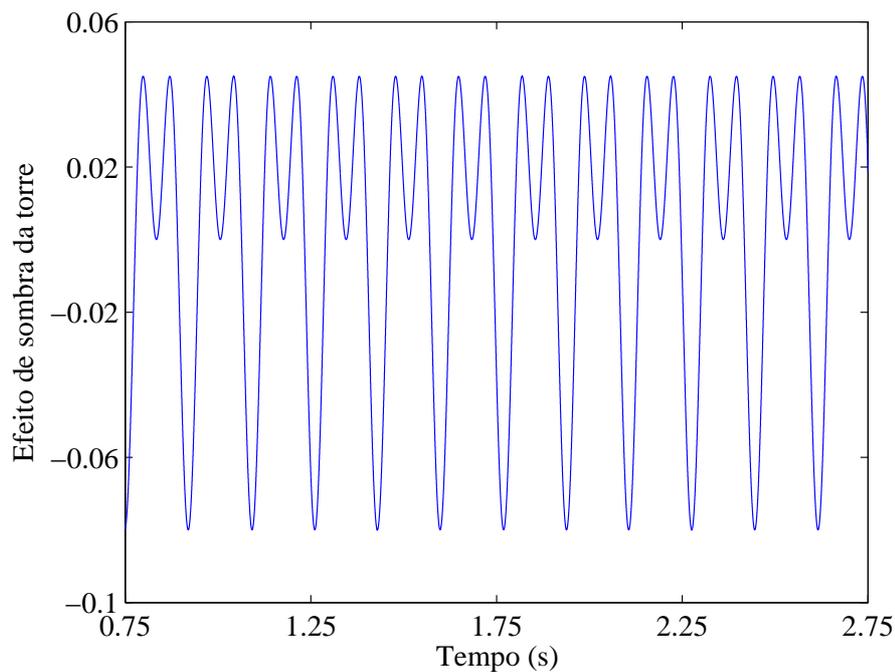


Figura 5.57 – Esforços na torre do sistema devidos ao efeito de sombra da torre.

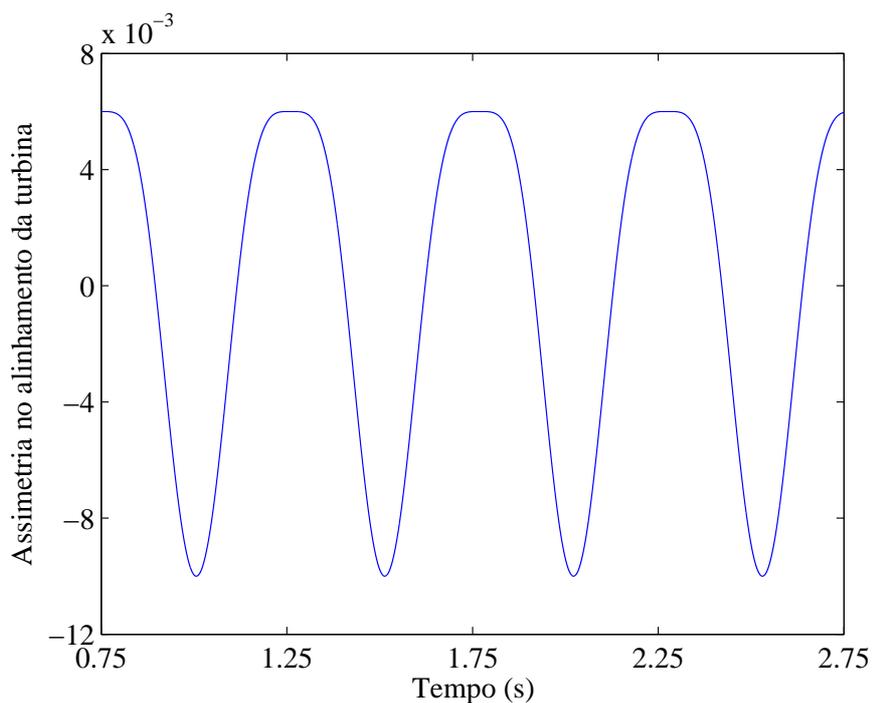


Figura 5.58 – Esforços na torre devidos à assimetria no alinhamento da turbina em relação ao escoamento.

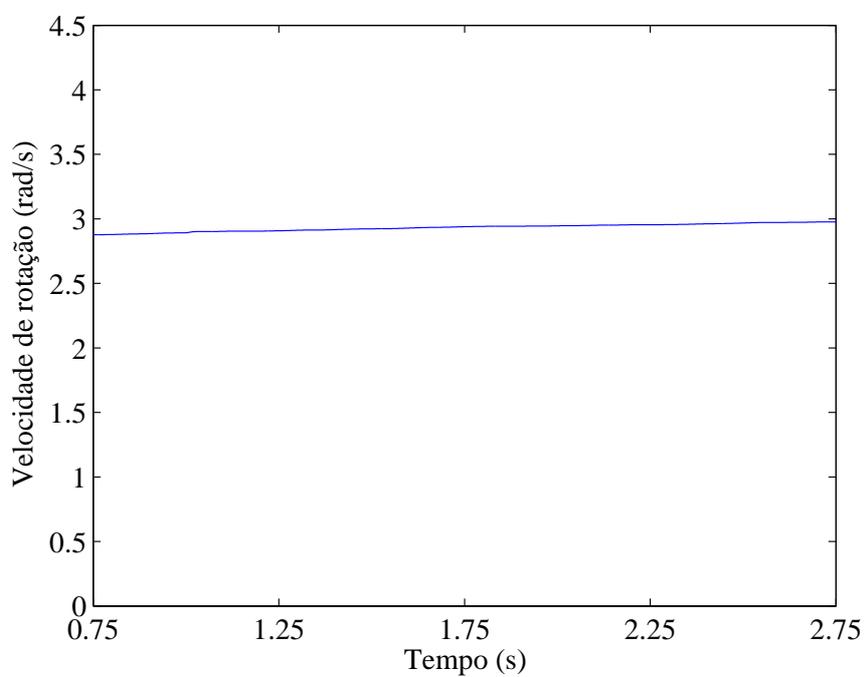


Figura 5.59 – Velocidade de rotação da turbina considerando o veio com uma configuração de uma massa.

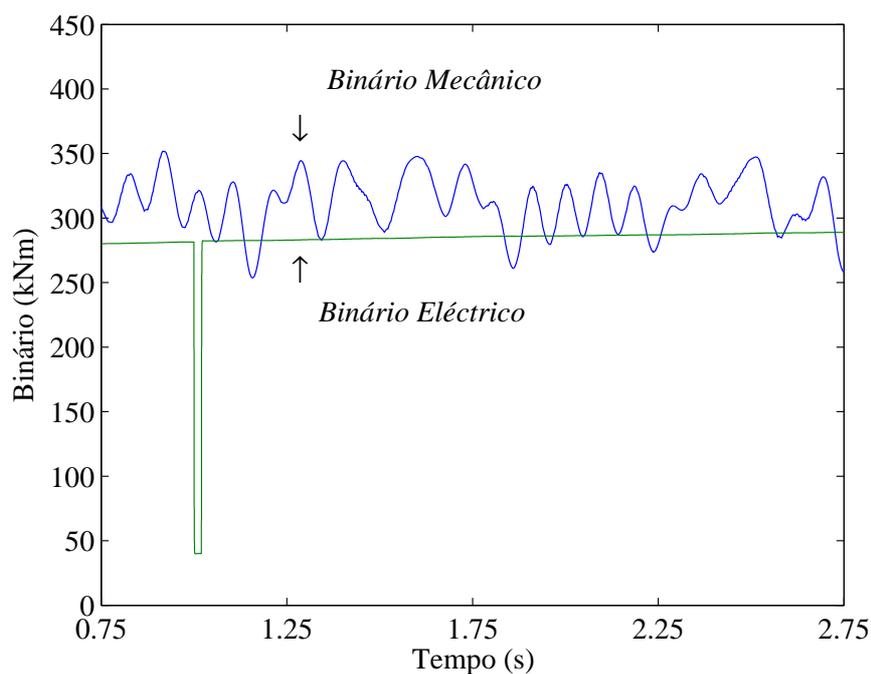


Figura 5.60 – Binário mecânico e o binário eléctrico considerando o veio com uma configuração de uma massa.

A velocidade de rotação da turbina e do GSIP considerando o veio com uma configuração de duas massas e um conversor matricial é apresentada na Figura 5.61. O binário mecânico, o binário de torção e o binário eléctrico do GSIP considerando o veio com uma configuração de duas massas e um conversor matricial são apresentados na Figura 5.62. A velocidade de rotação da turbina e do GSIP considerando o veio com uma configuração de três massas e um conversor matricial é apresentada na Figura 5.63.

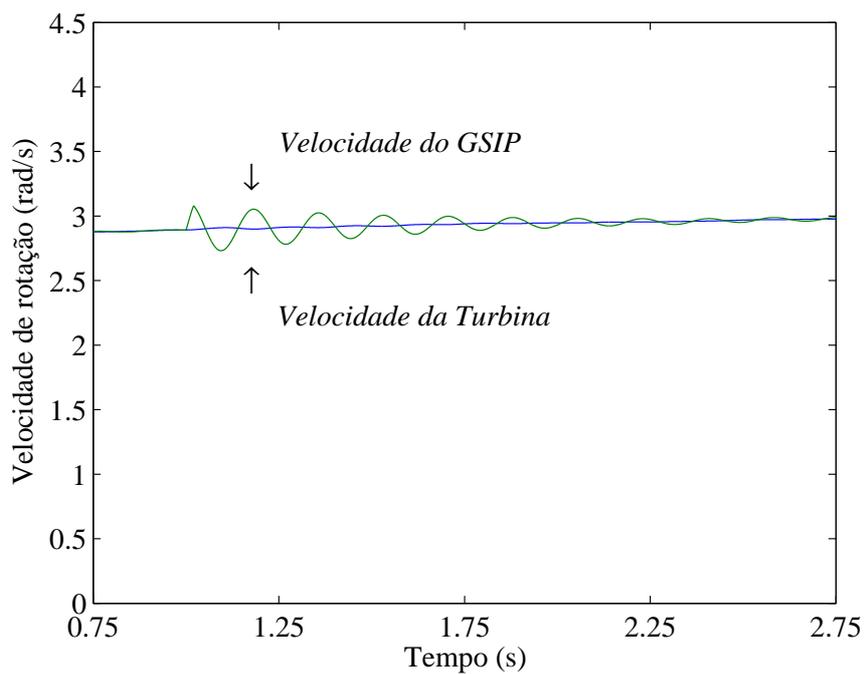


Figura 5.61 – Velocidade de rotação da turbina e do GSIP considerando o veio com uma configuração de duas massas.

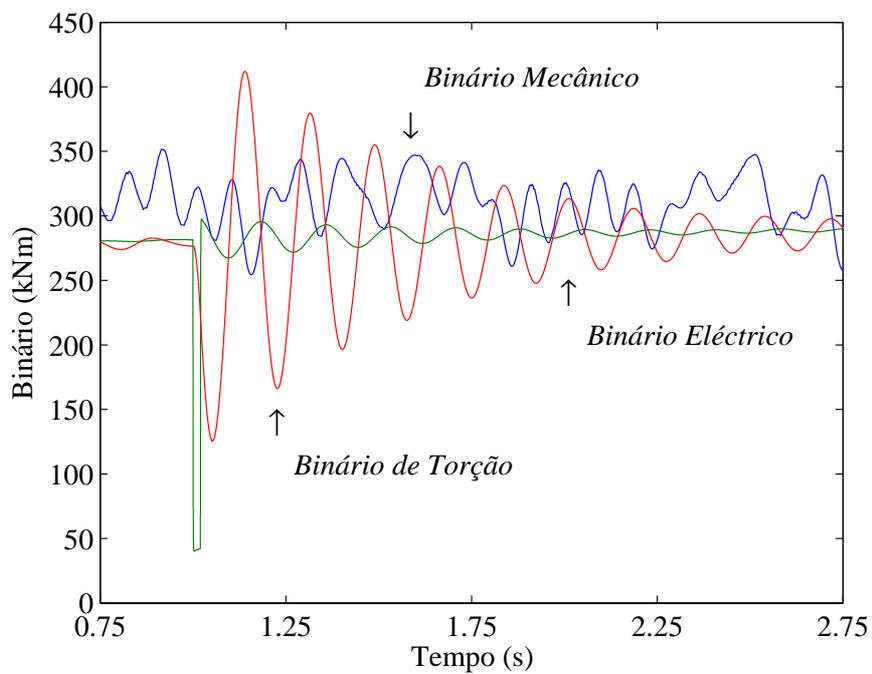


Figura 5.62 – Binário mecânico e o binário eléctrico considerando o veio com uma configuração de duas massas.

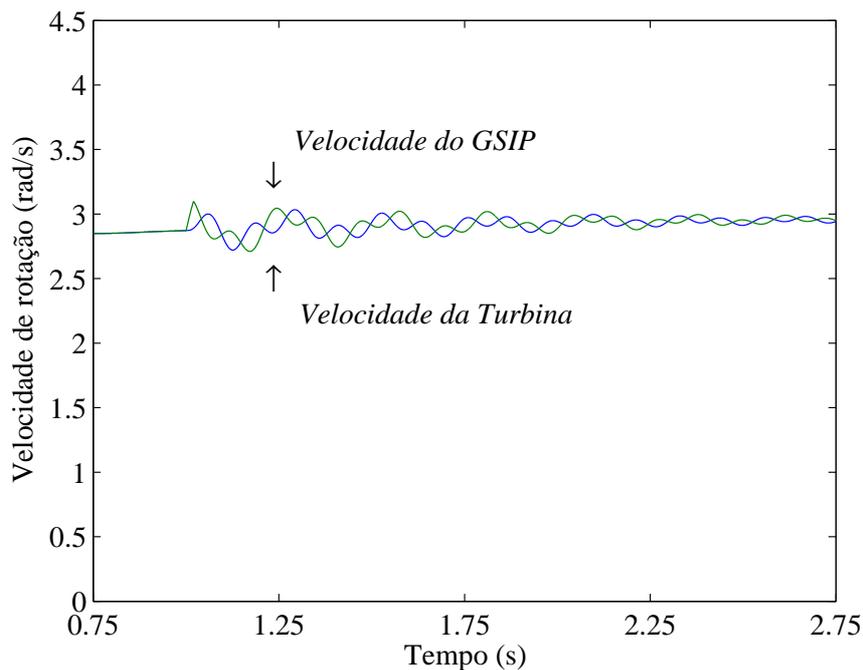


Figura 5.63 – Velocidade de rotação da turbina e do GSIP considerando o veio com uma configuração de três massas.

A falha no controlo dos conversores origina no sistema uma flutuação de energia durante 20 ms, sendo a resposta transitória no veio da ordem de 3 s devido ao momento de inércia das massas. A velocidade de rotação da turbina considerando o veio com uma configuração de uma e duas massas respectivamente, é praticamente uma linha recta devido ao momento de inércia associado às pás e ao cubo do rotor da turbina. A velocidade de rotação do GSIP varia significativamente após a falha devido a que o momento de inércia associado ao gerador tem um valor inferior ao momento de inércia associado às pás e ao cubo do rotor da turbina. A velocidade de rotação da turbina e do GSIP considerando o veio com uma configuração de três massas apresentado na Figura 5.63, comparando com a Figura 5.61, é possível notar a influência do comportamento harmónico da configuração do veio de três massas sobre a velocidade de rotação do GSIP.

O binário mecânico, o binário de torção e o binário eléctrico considerando o veio com uma configuração de três massas e um conversor matricial são apresentados na Figura 5.64.

A velocidade de rotação da turbina considerando o veio com uma configuração descrita respectivamente por uma, duas ou três massas é apresentada na Figura 5.65. A Figura 5.65 mostra que o sistema de transmissão com um veio descrito pela consideração de um modelo de três massas tem um comportamento dinâmico mais realista.

O comportamento v_{dc} da tensão aos terminais do banco de condensadores C considerando o veio com uma configuração de três massas e um conversor de dois níveis é apresentada na Figura 5.66. A corrente injectada na rede eléctrica considerando o veio com uma configuração de três massas e um conversor de dois níveis é apresentada na Figura 5.67.

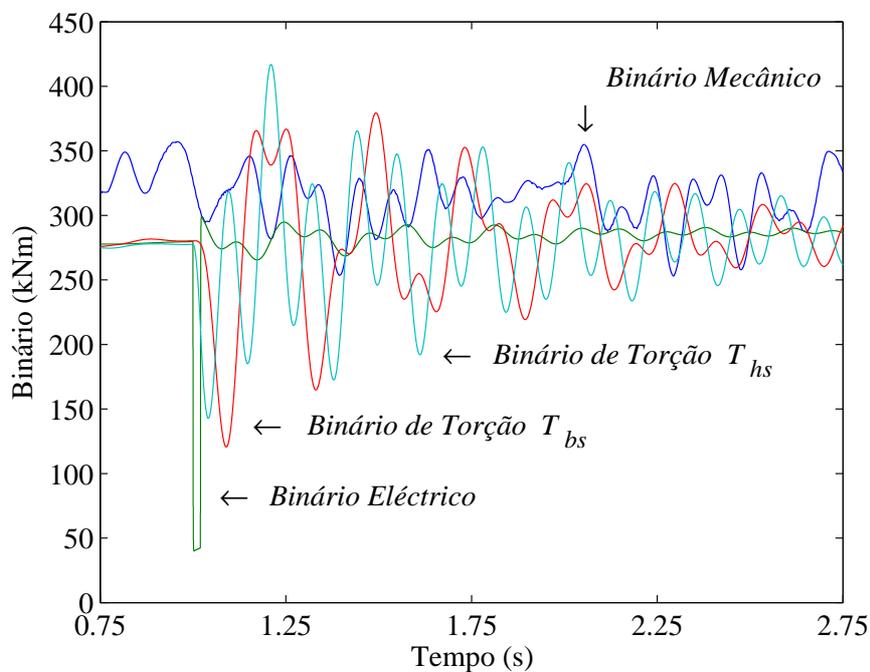


Figura 5.64 – Binário mecânico e o binário eléctrico considerando o veio com uma configuração de três massas.

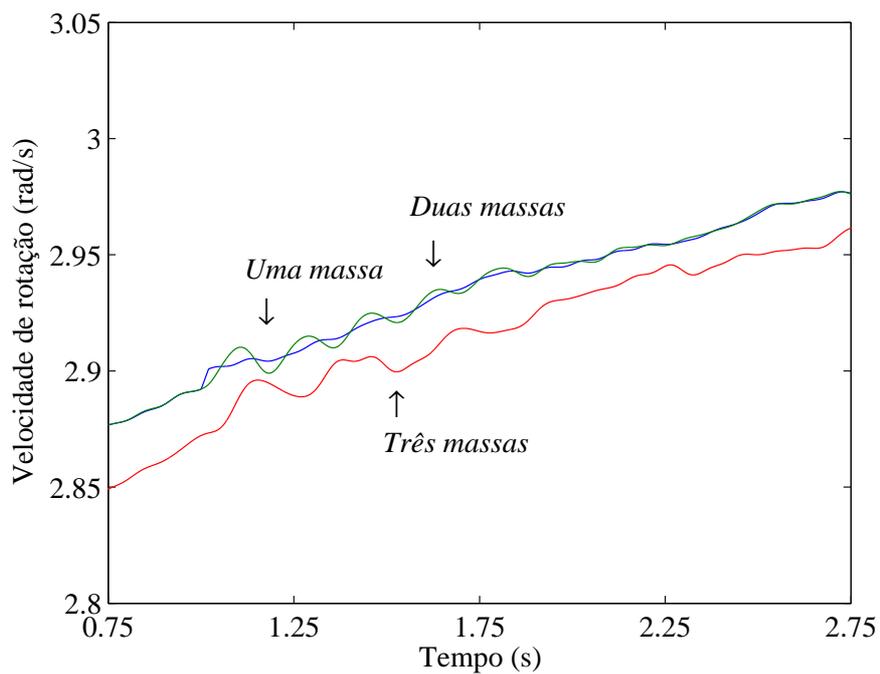


Figura 5.65 – Velocidade de rotação da turbina considerando o veio com uma configuração descrita respectivamente por uma, duas ou três massas.

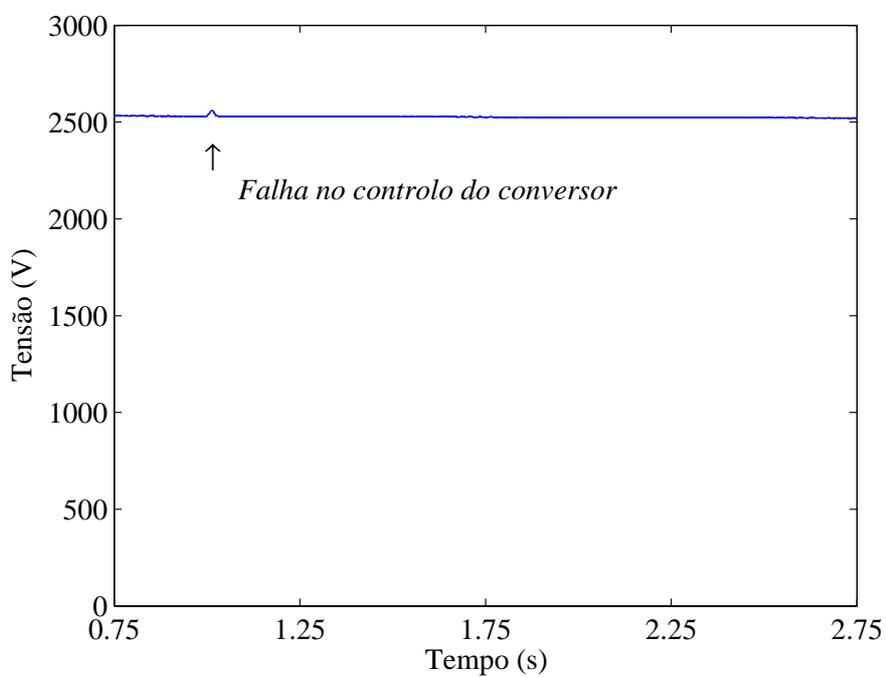


Figura 5.66 – Comportamento da tensão v_{dc} para o conversor de dois níveis, considerando o veio com uma configuração de três massas.

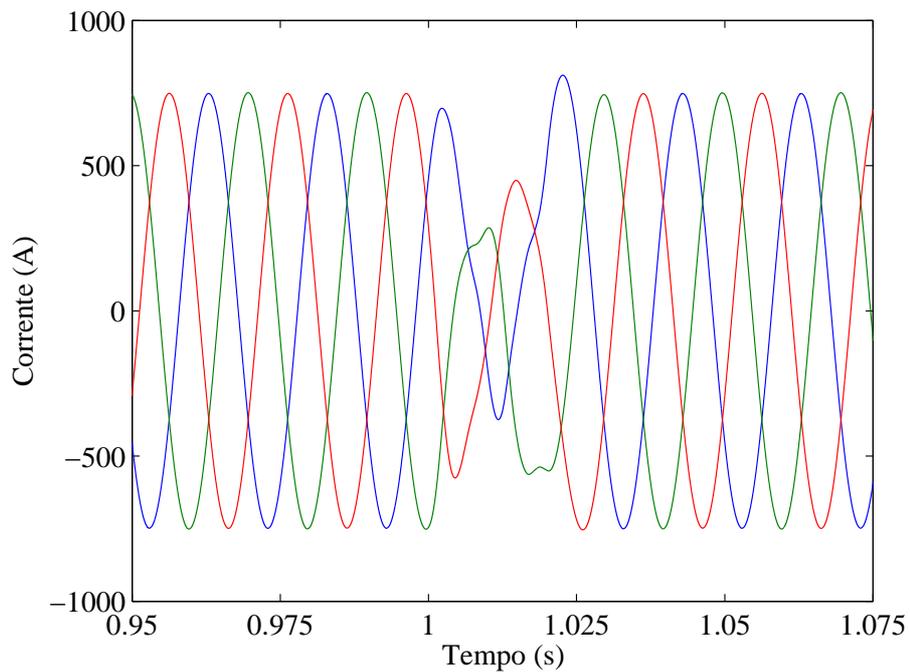


Figura 5.67 – Corrente injectada na rede para o conversor de dois níveis, considerando o veio com uma configuração de três massas.

O comportamento v_{dc} da tensão aos terminais dos bancos de condensadores C_1 e C_2 , respectivamente, considerando o veio com uma configuração de três massas e um conversor multinível é apresentada na Figura 5.68.

A corrente injectada na rede eléctrica considerando o veio com uma configuração de três massas e um conversor multinível é apresentada na Figura 5.69. A corrente injectada na rede eléctrica considerando o veio com uma configuração de três massas e um conversor matricial é apresentada na Figura 5.70.

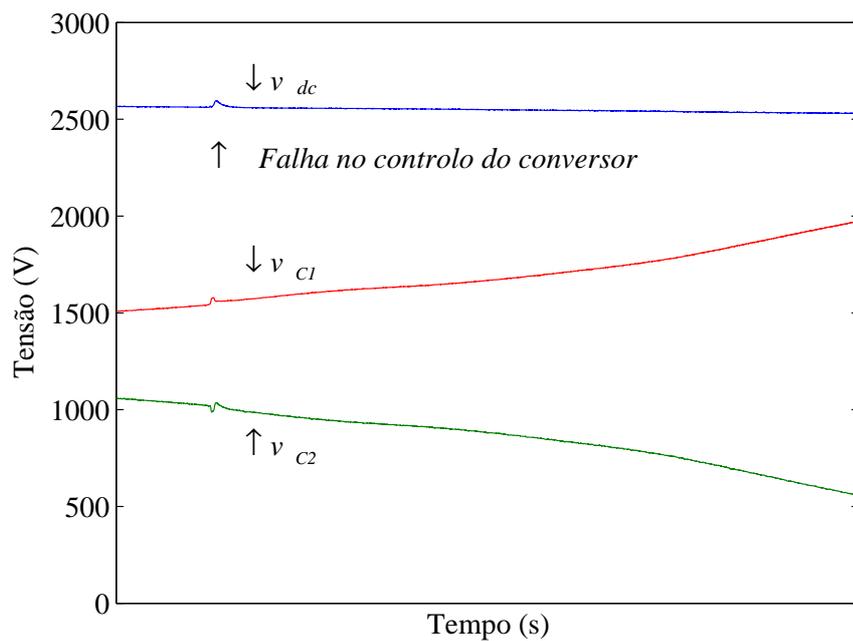


Figura 5.68 – Comportamento da tensão v_{dc} para o conversor multinível, considerando o veio com uma configuração de três massas.

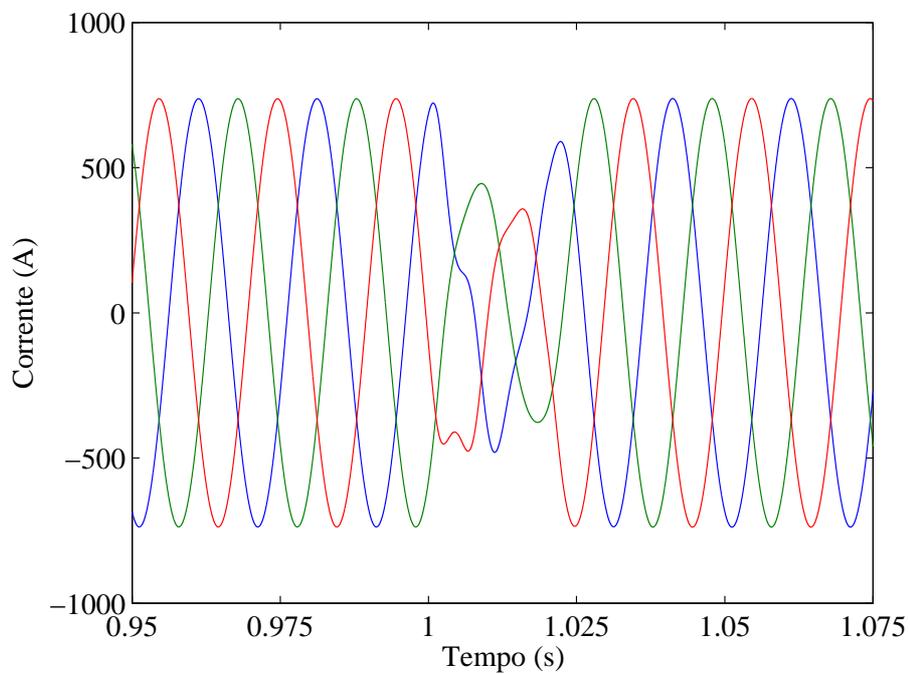


Figura 5.69 – Corrente injectada na rede para o conversor multinível, considerando o veio com uma configuração de três massas.

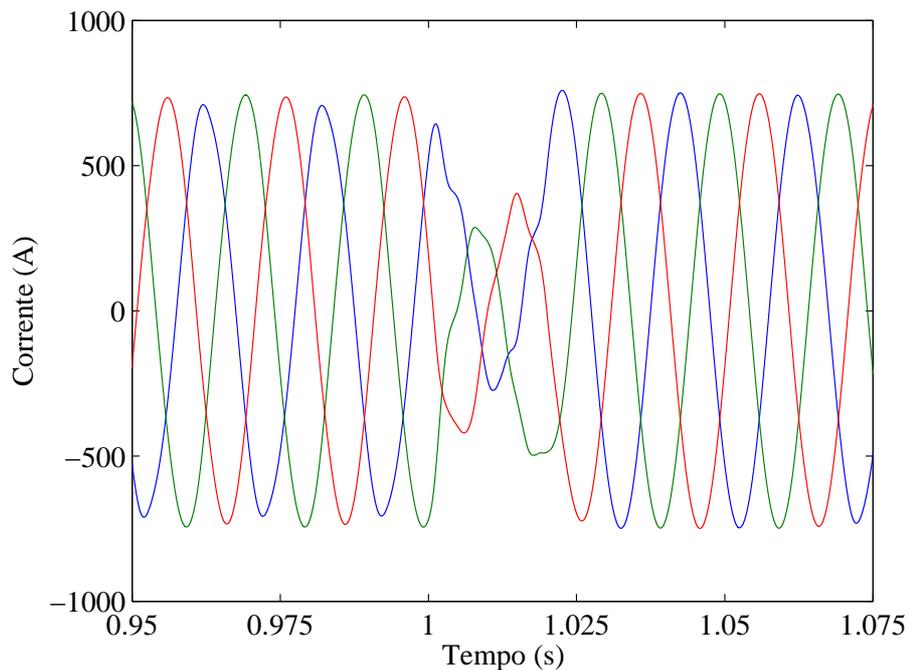


Figura 5.70 – Corrente injectada na rede para o conversor matricial, considerando o veio com uma configuração de três massas.

Os resultados mostram que, para as mesmas condições de ocorrência da falha no controlo dos conversores, a duração da resposta transitória do sistema considerando o veio com uma configuração de três massas é maior do que com uma configuração de uma massa ou de duas massas.

Os conversores que têm elementos de armazenamento de energia como é o caso dos conversores de dois níveis e multinível, em comparação com o conversor matricial, e o incremento do número de níveis de tensão, em comparação com o conversor de dois níveis, permite afirmar que o sistema eólico com conversor multinível apresenta um melhor desempenho, e as ondas de corrente também apresentam uma melhor qualidade.

A observação das curvas permite concluir que estas apresentam um comportamento coerente com o que os estudos teóricos e o conhecimento do desempenho do sistema eólico levavam a prever.

5.7 Conclusões

A utilização de controladores de ordem fraccionária no sistema eólico com conversor electrónico de potência, descrito respectivamente por um conversor de dois níveis, um conversor multinível ou um conversor matricial, melhora o desempenho do sistema, i.e., qualidade da energia injectada na rede no que respeita ao conteúdo harmónico. A rede eléctrica é descrita respectivamente por uma fonte de tensão sem distorção harmónica ou com distorção originada pela terceira harmónica. Os conversores que têm elementos de armazenamento de energia, em comparação com o conversor matricial, e o incremento do número de níveis de tensão, em comparação com o conversor de dois níveis, permite concluir que o sistema eólico com conversor multinível apresenta um melhor desempenho harmónico. A presença da componente de terceira harmónica na tensão da rede eléctrica afecta o THD da corrente injectada na rede. No entanto, o THD continua a ser inferior a 5% imposto pela norma IEEE-519 para as três configurações de conversores estudadas neste trabalho [IEEE92]. A precisão dos resultados do THD da corrente injectada na rede eléctrica pelo sistema eólico com conversor electrónico de potência, depende do sistema de transmissão utilizado, i.e., um veio de uma, de duas ou de três massas. Os resultados mostram ainda que, para as mesmas condições de ocorrência da falha no controlo dos conversores, a duração da resposta transitória do sistema considerando o veio com uma configuração de três massas é maior do que com uma configuração de uma ou duas massas.

CAPÍTULO

6

Conclusão

Neste capítulo são apresentadas as contribuições originais desta tese sobre o tema dos modelos dinâmicos de sistemas de conversão de energia eólica ligados à rede eléctrica. Ainda, são indicadas as publicações científicas que resultaram no contexto de divulgação e validação do trabalho de investigação realizado. Por fim, são indicadas direcções para futuros desenvolvimentos.

6.1 Contribuições

As preocupações ambientais que conduziram quer ao Protocolo de Quioto, quer à Conferência do Clima realizada em Copenhaga, visando mitigar as emissões antropogénicas de GEE para a atmosfera, bem como o incremento da incidência da geração eólica, são temas de importância política que merecem atenção social, visto que, têm uma importância global para a sustentabilidade e qualidade do ambiente da sociedade contemporânea.

O incremento da incidência da geração eólica vai modificar consideravelmente o comportamento dinâmico da rede eléctrica e pode dar lugar a uma nova estratégia de regulação da frequência do sistema. Os operadores da rede devem assegurar aos consumidores que a qualidade da energia fornecida não seja comprometida, implicando o desenvolvimento de modelos matemáticos apropriados que permitam simulações realísticas, incorporando no modelo as dinâmicas de interligação com impacto na qualidade da energia no que respeita ao conteúdo harmónico.

O trabalho de investigação realizado sobre o tema dos modelos dinâmicos de sistemas de conversão de energia eólica ligados à rede eléctrica, conducente à elaboração desta tese, foi norteado pelas seguintes tarefas:

- T1 a simulação da aplicação do conversor de dois níveis, multinível e matricial aos sistemas eólicos de velocidade variável com GSIP;
- T2 a simulação da aplicação do sistema de transmissão considerando um veio descrito pela consideração de modelos com concentração de massas, respectivamente, por uma, duas e três massas;
- T3 a simulação dos esforços mecânicos a que o sistema eólico fica submetido devido à turbulência atmosférica, actuando nomeadamente sobre as pás, o invólucro dito de cabine, o veio e a torre.

As contribuições originais desta tese foram as seguintes:

- C1 a simulação de uma nova falha no controlo dos conversores no sistema eólico em estudo [Melício10a, Melício10b];
- C2 a simulação de uma nova falha no controlo das pás da turbina no sistema eólico em estudo [Melício10c];
- C3 a aplicação de uma nova estratégia de controlo baseada na utilização de controladores de ordem fraccionária PI^{μ} [Melício10d].

Os resultados mostram que, para as mesmas condições de ocorrência da falha no controlo dos conversores, a duração da resposta transitória do sistema considerando o veio com uma configuração de três massas é maior do que com uma configuração de uma ou duas massas.

A utilização de controladores de ordem fraccionária no sistema eólico com conversor electrónico de potência melhora o desempenho do sistema, i.e., a qualidade da energia injectada na rede no que respeita ao conteúdo harmónico.

A rede eléctrica é descrita respectivamente por uma fonte de tensão sem distorção harmónica ou com distorção originada pela terceira harmónica. A presença da componente de terceira harmónica na tensão da rede eléctrica afecta o THD da corrente injectada na rede. No entanto, o THD continua a ser inferior a 5% imposto pela norma IEEE-519 para as três configurações de conversores estudadas neste trabalho.

6.2 Publicações

Quando se adopta um determinado tema de investigação original e cujos trabalhos têm como objectivos principais não só contribuir para o desenvolvimento científico e tecnológico da área escolhida, mas também, a obtenção de um determinado grau académico pós-graduado, como é o caso desta tese, é fundamental, à medida que as diferentes tarefas previamente planeadas vão sendo cumpridas, que os respectivos resultados sejam publicados periodicamente com a finalidade de os submeter à comunidade científica, assim como de incentivar à discussão e à troca de ideias, resultando usualmente no aperfeiçoamento daqueles resultados.

Em consequência, e de acordo com esta postura, é feita a apresentação da lista dos trabalhos publicados, que as contribuições desta tese deram origem.

Publicações Científicas em Revistas Internacionais

- 1 R. Melício, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalão, "Modeling and simulation of wind energy systems with matrix and multilevel power converters", *IEEE Latin America Transactions*, Vol. 7, No. 1, pp. 78-84, March 2009 — *Indexed by: ISI Web of Science*.
- 2 R. Melício, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalão, "A pitch control malfunction analysis for wind turbines with permanent magnet synchronous generator and full-power converters: proportional integral versus fractional-order controllers", *Electric Power Components and Systems* (Taylor & Francis), 2010 — *ISI Journal Citation Reports* (aceite para publicação).

- 3 R. Melício, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalão, "Harmonic assessment of variable-speed wind turbines considering a converter control malfunction", *IET Renewable Power Generation*, 2010 — *ISI Journal Citation Reports* (aceite para publicação).
- 4 R. Melício, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalão, "Fractional-order control and simulation of wind energy systems with PMSG/full-power converter topology", *Energy Conversion and Management* (Elsevier), 2010 — *ISI Journal Citation Reports* (aceite para publicação).
- 5 R. Melício, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalão, "Wind turbines equipped with fractional-order controllers: stress on the mechanical drive train due to a converter control malfunction", *Wind Energy* (Wiley), 2010 — *ISI Journal Citation Reports* (aceite para publicação).

Publicações Científicas em Actas de Conferências

- 1 R. Melício, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalão, "Wind energy systems and power quality: matrix versus two-level converters", in: *Proceedings of the International Conference on Renewable Energy and Power Quality — ICREPQ'08*, Santander, Spain, pp. 81-82 and CD-R, 12-14 March, 2008.
- 2 R. Melício, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalão, "Modeling and simulation of a wind energy system: matrix versus multilevel converters", in: *Proceedings of the 14th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference — MELECON'2008*, Ajaccio, France, pp. 604-609, May 5-7, 2008 — *Indexed by: ISI Web of Science*.

- 3 R. Melício, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalão, "Two-level and multilevel converters for wind energy systems: a comparative study", in: *Proceedings of the 13th International Power Electronics and Motion Control Conference — EPE-PEMC 2008*, Poznań, Poland, pp. 1705-1710, September 1-3, 2008 — *Indexed by: ISI Web of Science*.
- 4 R. Melício, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalão, "Simulation of wind power generation with matrix and multi-level converters: power quality analysis", in: *Proceedings of the XVIII International Conference on Electrical Machines — ICEM'08*, Vilamoura, Portugal, CD-R, September 6-9, 2008 — *Indexed by: ISI Web of Science*.
- 5 R. Melício, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalão, "Evaluating power quality in wind power generation systems with two-level and multi-level converters", in: *Proceedings of the 6th Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion — MedPower 2008*, Thessaloniki, Greece, CD-R, November 2-5, 2008.
- 6 R. Melício, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalão, "Dynamic stability of wind turbines with permanent magnet machines and power-electronic converters", in: *Proceedings of the 2009 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives — PowerEng 2009*, Lisbon, Portugal, pp. 484-489, 18-20 March, 2009 — *Indexed by: ISI Web of Science*.
- 7 R. Melício, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalão, "Full-power converter wind turbines with permanent magnet generator: modeling, control and simulation", in: *Proceedings of the 2009 IEEE International Electric Machines and Drives Conference — IEMDC 2009*, Miami, Florida, USA, pp. 2214-2219, May 3-6, 2009.

- 8 R. Melício, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalão, "Computer simulation of wind power systems: power electronics and transient stability analysis", in: *Proceedings of the 2009 International Conference on Power Systems Transients — IPST 2009*, Kyoto, Japan, CD-R, June 3-6, 2009.
- 9 R. Melício, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalão, "Electrical grid integration and power quality studies of a variable-speed wind energy conversion system", in: *Proceedings of the IEEE Power Tech 2009 Conference*, Bucharest, Romania, CD-R, 28 June - 2 July, 2009 — *Indexed by: Scopus*.
- 10 R. Melício, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalão, "Simulation of two-level and multilevel converters for wind power systems: analysis of power quality and dynamic stability", in: *Proceedings of the 11th Spanish-Portuguese Congress on Electrical Engineering — 11CHLIE*, Zaragoza, Spain, CD-R, 1-4 July, 2009.
- 11 R. Melício, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalão, "Modelling and simulation of a wind energy system with fractional controllers", in: *Proceedings of the International Conference on Renewable Energies and Power Quality — ICREPQ'10*, Granada, Spain, 23-25 March, 2010 (aceite para publicação).
- 12 R. Melício, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalão, "Wind energy systems with power-electronic converters and fractional-order controllers", in: *Proceedings of the 5th IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives — PEMD 2010*, Brighton, UK, 19-21 April, 2010 (aceite para publicação).

- 13 R. Melício, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalão, "Fractional-order control and simulation of wind turbines with full-power converters", in: *Proceedings of the 15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference — MELECON 2010*, Valletta, Malta, 26-28 April, 2010 (aceite para publicação).
- 14 R. Melício, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalão, "Power converter topologies and fractional-order controllers: wind energy applications", in: *Proceedings of the 20th International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion — SPEEDAM 2010*, Pisa, Italy, June 14-16, 2010 (aceite para publicação).

6.3 Direcções de Investigação

As direcções para futuros desenvolvimentos, que não estão enquadrados nos objectivos desta tese, merecem consideração pelo interesse prático da continuação de estudos de aplicação de modelos dinâmicos de sistemas de conversão de energia eólica ligados à rede eléctrica.

Assim, como direcções de investigação para desenvolvimento futuro são indicadas:

- D1 a experimentação em laboratório sobre montagem de protótipos de forma a obter informação que possa melhorar o estabelecimento dos modelos dinâmicos mais apropriados aos estudos;
- D2 o desenvolvimento experimental do controlo utilizando controladores de ordem fraccionária.

Referências Bibliográficas

- [Akmatov00] Akmatov, V., Knudsen, H., Nielsen, A.H., "Advanced simulation of windmills in the electric power supply", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, Vol. 22, pp. 421-434, August 2000.
- [Alesina81] Alesina, A., Venturini, M., "Solid-state power conversion: a fourier analysis approach to generalized transformer synthesis", *IEEE Trans. Circuits Syst.*, Vol. CAS-28, No. 4, pp. 319-330, April 1981.
- [Alesina89] Alesina, A., Venturini, M., "Analysis and design of optimum-amplitude nine-switch AC-AC converters", *IEEE Trans. Power Electronics*, Vol. 4, No. 1, pp. 101-112, January 1989.
- [Amenedo03] Amenedo, J. L. R., Díaz, J.C.B., Gómez, S. A., *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*, Editorial Rueda, Madrid, España, 2003.
- [Antic93] Antic, D., Klaassens, J., Deleroi, W., "An integrated boost-buck and matrix converter topology for low speed drives", *Proc. EPE'93 Conf.*, Vol. 5, pp. 21-26, Brighton, England, 1993.
- [Antunes06] Antunes, V.M.E., *Conversores comutados de potência para amplificação digital de alta resolução*, Dissertação de Doutoramento, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, Junho 2006.
- [Apap03] Apap, M., Clare, J. C., Wheeler, P. W., Bland, M., Bradley, K., "Comparison of losses in matrix converters and voltage source inverters", *IEE Proc. Matrix Converters, Seminar on Digest No. 2003/10100*, pp. 4/1-4/6, April 2003.

- [Arijit09] Arijit, B., Swagatam, D., Sambarta, D., "Design of fractional-order PI-lambda-D-mu-controllers with an improved differential evolution", *Eng. Appl. Artif. Intell.*, Vol. 22, pp. 343-350, 2009.
- [Badrzadeh06] Badrzadeh, B., Salman, S.K., "Mechanical analogous model of wind turbine generators for grid connection studies", *IET PEMD*, pp. 36-41, March 2006.
- [Barakati09] Barakati, S.M., Kazerani, M., Aplevich, J.D., "Maximum power tracking control for a wind turbine system including a matrix converter", *IEEE Trans. Energy Convers.*, Vol. 24, No. 3, pp. 705-713, September 2009.
- [Barbosa05] Barbosa, R.S., *Análise dinâmica e controlo de sistemas de ordem fraccionária*, Dissertação de Doutoramento, Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Portugal, Fevereiro 2005.
- [Barbosa06] Barbosa, R.S., Tenreiro Machado, J.A., "Implementation of discrete-time fractional-order controllers based on LS approximations", *Int. J. Acta Polytechnica Hungarica*, Vol. 3, No. 4, pp. 5-22, 2006.
- [Barbosa07] Barbosa, F.P.M., *Estabilidade de Sistemas Eléctricos de Energia*, Textos Didácticos de Apoio, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Portugal, 2007.
- [Baroudi07] Baroudi, J.A., Dinavahi, V., Knight, A., "A review of power converter topologies for wind generators", *Int. J. Renewable Energy*, Vol. 32, No. 14, pp. 2369-2385, November 2007.

- [Barros07] Barros, J.D., Silva, J.F., "Optimal predictive control of three-phase NPC multilevel inverter: comparison to robust sliding mode controller", *IEEE PESC07*, Vol. 1, pp. 2061-2067, November 2007.
- [Barros08] Barros, J.D.S., *Conversão electrónica multinível: optimização para aplicações em qualidade de energia eléctrica*, Dissertação de Doutoramento, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, Julho 2008.
- [Baptista09] Baptista, J., Morais, R., Moura, A.M., Amaral, P., Costa, R., "Monitorização digital de parâmetros associados à qualidade da energia eléctrica", *Proc. 11th Spanish-Portuguese Congress on Electrical Engineering — 11CHLIE*, Zaragoza, Spain, 2009.
- [Beltran08] Beltran, B., Ahmed-Ali, T., Benbouzid, M.E.H., "Sliding mode power control of variable-speed wind energy conversion systems", *IEEE Trans. Energy Convers.*, Vol. 23, No. 2, pp. 551-558, June 2008.
- [Blaabjerg06] Blaabjerg, F., Teodorescu, R., Liserre, M., Timbus, A. V., "Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems", *IEEE Trans. Industrial Electronics*, Vol. 53, No. 5, pp. 1398-1409, October 2006.
- [Bland01] Bland, M., Wheeler, P., Clare, J., Empringham, L., "Measurement and simulation of commutation phenomena in direct AC-AC converters", *IEEE PESC'01*, Vol. 1-4, pp. 1096-1101, Vancouver, Canada, 2001.

- [Bernet96] Bernet, S., Matsuo, T., Lipo, T., "A matrix converter using reverse blocking NPT-IGBT's and optimized pulse patterns", *Proc. IEEE PESC'96 Conf.*, pp. 107-113, Baveno, Italy, June 1996.
- [Betz20] Betz, A., "Das maximum der teoretisch möglichen ausnützung des windes durch windmotoren", *Int. J. Zeitschrift für das Gesante Turbinewesen*, Vol. 26, pp. 307-309, 1920.
- [Brederode97] Brederode, V., *Fundamentos de aerodinâmica incompressível*, Departamento de Engenharia Mecânica, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, 1997.
- [Brughuis01] Brughuis, F. J., Last, N. A., Geertsema, A., "Design and optimisation of multi-megawatt wind turbines", *Proc. European Wind Energy. Conf.*, pp. 263-265, Denmark, July 2001.
- [Cafagna07] Cafagna, D., "Fractional calculus: a mathematical tool from the past for present engineers", *IEEE Ind. Electron. Mag.*, Vol. 1, No. 2, pp. 35-40, Summer 2007.
- [Calderón06] Calderón, A.J., Vinagre, B.M., Feliu, V., "Fractional order control strategies for power electronic buck converters", *Int. J. Signal Processing*, Vol. 86, No. 10, pp. 2803-2819, March 2006.
- [Cárdenas96] Cárdenas, R., Asher, G. M., Ray, W. F., Pena, R., "Power limitation in variable speed wind turbines with fixed pitch angle", *IEE Proc. Power Generation, Conference Publication*, No. 419, pp. 44-48, March 1996.

- [Carrasco06] Carrasco, J.M., Franquelo, L.G., Bialasiewicz, J.T., Galvan, E., Guisado, R.C.P., Prats, A.M., León, J.I., Moreno-Alfonso, N., "Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey", *IEEE Trans. Industrial Electronics*, Vol. 53, pp. 1022-1016, August 2006.
- [Carvalho05] Carvalho, J., Castro, R., "Power conditioning performance analysis for a fuel cell power plant", *Proc. of 9th Spanish-Portuguese Congress on Electrical Eng. — 9CHLIE*, Marbella, Spain, 30 June-2 July 2005.
- [Casadei98] Casadei, D., Serra, G., Tani, A., "The use of matrix converters in direct torque control of induction machines", *Proc. IEEE Conf. Ind. Electronics Control Instrumentation, IECON 1998*, Vol. 2, pp. 744-749, Aachen, Germany, August-September 1998.
- [Castro07] Castro, R.M.G., *Energias renováveis e produção descentralizada – introdução à energia eólica*, Textos Didáticos de Apoio à Disciplina de Energias Renováveis e Produção Descentralizada, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, 2007.
- [Catalão07] Catalão, J.P.S., *Novas metodologias de optimização em sistemas de energia hidrotérmicos*, Dissertação de Doutoramento, Universidade da Beira Interior, Portugal, Março 2007.

- [Chinchilla06] Chinchilla, M., Arnaltes, S., Burgos, J.C., "Control of permanent-magnet generators applied to variable-speed wind-energy systems connected to the grid", *IEEE Trans. Energy Conv.*, Vol. 21, No. 1, pp. 130-135, March 2006.
- [Cittadini97] Cittadini, R., Huselstein, J-J., Glaize, C., "A matrix converterswitching controller for low losses operation without snubber circuits", *Proc. EPE'97 Conf.*, Vol. 4, pp. 4199-4203, Trondheim, Norway, September 1997.
- [Conroy07] Conroy, J.F., Watson, R., "Low-voltage ride-through of a full converter wind turbine with permanent magnet generator", *IET Renewable Power Generation*, Vol. 1, pp. 182-189, September 2007.
- [Conroy09] Conroy, J.F., Watson, R., "Aggregate modelling of wind farms containing full-converter wind turbine generators with permanent magnet synchronous machines: transient stability studies", *IET Renewable Power Generation*, Vol. 3, pp. 39-52, March 2009.
- [Cruz09] Cruz, S.M.A., Ferreira, M., Cardoso, A.J.M., "A new method for the detection and location of faults in matrix converters", *Proc. IEEE International Electric Machines and Drives Conference — IEMDC'2009*, pp. 165-170, Miami, USA, May 2009.
- [Cughlan06] Coughlan, Y., Smith, P., Mullane, A., O'Malley, M., "Wind turbine modelling for power system stability analysis - A system operator perspective", *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 22, pp. 929-936, August 2006.

- [de Almeida07] de Almeida, R.G., Peças Lopes, J.A., "Participation of doubly fed induction wind generators in system frequency regulation", *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 22, No. 3, pp. 944-950, August 2007.
- [DL189/88] Decreto-Lei n.º 189/1988, Ministério da Indústria e Energia, Diário da República, I Série, N.º 123, *Estabelece normas relativas à actividade de produção de energia eléctrica por pessoas singulares ou por pessoas colectivas de direito público ou privado*, Lisboa, Portugal, 27 de Maio de 1988.
- [DL313/95] Decreto-Lei n.º 313/1995, Ministério da Indústria e Energia, Diário da República, Série I-A, N.º 272, Lisboa, Portugal, 24 de Novembro de 1995.
- [DL168/99] Decreto-Lei n.º 168/1999, Ministério da Economia, Diário da República, I Série-A, N.º 115, Lisboa, Portugal, 18 de Maio de 1999.
- [DL312/01] Decreto-Lei n.º 312/2001, Ministério da Economia, Diário da República, Série I-A, N.º 284, *Define o regime de gestão da capacidade de recepção de energia eléctrica nas redes do Sistema Eléctrico de Serviço Público proveniente de centros electroprodutores do Sistema eléctrico Independente*, Lisboa, Portugal, 10 de Dezembro de 2001.
- [DL313/01] Decreto-Lei n.º 313/2001, Diário da República, I Série-A, N.º 284, Lisboa, Portugal, 10 de Dezembro de 2001.
- [DL339C/01] Decreto-Lei N.º 339-C/2001, Ministério da Economia e do Ambiente e do Ordenamento do Território, Diário da República, Série I-A, N.º 300, Lisboa, Portugal, 21 de Dezembro de 2001.

- [DL29/06] Decreto-Lei N.º 29/2006, Ministério da Economia e da Inovação, Diário da República, Série I Parte A, N.º 33, Lisboa, Portugal, 15 de Fevereiro de 2006.
- [DL172/06] Decreto-Lei N.º 172/2006, Ministério da Economia e da Inovação, Diário da República, Série I, N.º 162, Lisboa, Portugal, 23 de Agosto de 2006.
- [DL9/07] Decreto-Lei n.º 9/2007, Ministério do Ambiente, do Ordenamento do território e do Desenvolvimento Regional Diário da República, I Série, N.º 12, *Regulamento Geral do Ruído.*, Lisboa, Portugal, 17 de Janeiro de 2007.
- [DL264/07] Decreto-Lei N.º 264/2007, Ministério da Economia e da Inovação, Diário da República, Série I, N.º 141, Lisboa, Portugal, 24 de Julho de 2007.
- [Dolan06] Dale-Dolan, S.L., Lehn, P.W., "Simulation model of wind turbine 3p torque oscillations due to wind shear and tower shadow", *Proc. IEEE Power Syst. Conf. Exposition, PSCE'06*, pp. 2050-2057, October-November 2006.
- [Eloy-García07] Eloy-García, J., Arnaltes, S., Rodríguez-Amenedo, J.L., "Extended direct power control for multilevel inverters including DC link middle point voltage control", *IET Power Appl.*, Vol. 1, No. 4, pp. 571-580, July 2007.
- [Empringham98] Empringham, L., Wheeler, P., Clare, J., "Intelligent commutation of matrix converter bidirectional switch cells using novel gate drive techniques", *Proc. IEEE PESC'98 Conf.*, Fukuoka, Japan, 1998.

- [Erlich07] Erlich, I., Kretschmann, J., Fortmann, J., Mueller-Engelhardt, S., Wrede, H., "Modeling of wind turbines based on doubly-fed induction generators for power system stability studies", *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 3, No. 3, pp. 909-919, August 2007.
- [Estanqueiro97] Estanqueiro, A.I., *Modelação dinâmica de parques eólicos*, Dissertação de Doutoramento, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, Abril 1997.
- [Estanqueiro07] Estanqueiro, A.I., "A dynamic wind generation model for power systems studies", *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 22, No. 3, pp. 920-928, August 2007.
- [Falcão06] Falcão, A.F.O., *Energias renováveis*, Folhas de Apoio à Disciplina de Energias Renováveis, Departamento de Engenharia Mecânica, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, 2006.
- [Galkin01] Galkin, I., Ribickis, L., "Control of reactive power by means of matrix converters", *Proc. EPE'01 Conf.*, Graz, Austria, August 2001.
- [Gonçalves05] Gonçalves, J.G., Cabrita, C.P., Calado, M.R., Nunes, L.M., Fonseca, D.B., "Estudo de algumas harmónicas em circuitos de rectificação para cargas resistivas", *Actas das 3ª Jornadas de Engenharia Electrónica Telecomunicações e Computadores — JETC'05*, Lisboa, Portugal, Novembro 2005.
- [Graham01] Graham, J. M. R., Brown, C. J., Giannakidis, G., "Aerodynamic interaction between wind-turbine rotor blades and tower", *Proc. European Wind Energy. Conf.*, pp. 359-361, Denmark, July 2001.

- [Hahn07] Hahn, B., Durstewitz, M., Rohrig, K., "Reliability of wind turbines", *Proc. Euromech Colloquium*, Springer, Berlin, Deutschland, pp. 329-332, 2007.
- [Hansen08] Hansen, A.D., Michalke, G., "Modelling and control of variable-speed multi-pole permanent magnet synchronous generator wind turbine", *Int. J. Wind Energy*, No. 11, pp. 537-554, 2008.
- [Harrison00] Harrison, R., Hau, E., Snel, H., *Large wind turbines, design and economics*, John Wiley and Sons, West Sussex, England, 2000.
- [Henschel01] Henschel, M., Hartkopf, T., Jöckel, S., Datta, R., "Reliable and efficient generator systems for offshore wind farms with DC farm grid and DC cable connection to the shore", *Proc. European Wind Energy. Conf.*, pp. 648-651, Denmark, July 2001.
- [Holmes92] Holmes, D., Lipo, T., "Implementation of a controlled rectifier using AC-AC matrix converter theory", *IEEE Trans. Power Electronics*, Vol. 7, No. 1, pp. 240-250, January 1992.
- [Huber92] Huber, L., Borojevic, D., Burany, N., "Analysis, design and implementation of the space-vector modulator for forced-commutated cycloconverters", *IEE Proc.-B Elec. Power Appl.*, Vol. 139, No. 2, pp. 103-113, March 1992.
- [Hung93] Hung, J.Y., Gao, W., Hung, J.C., "Variable structure control: a survey", *IEEE Trans. Industrial Electronics*, Vol. 40, No. 1, pp. 2-22, February 1993.

- [IEC01] IEC 61400-21, International Electrotechnical Commission, *Wind turbines - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*, Geneva, Switzerland, 2001.
- [IEC02] IEC 61400-11, International Electrotechnical Commission, *Wind turbine generator systems-part 11: acoustic noise measurement techniques. Document No. 88//166/FDIS*, Geneva, Switzerland, 2002.
- [IEC03] IEC 61000-4-7, International Electrotechnical Commission, *Electromagnetic compatibility (EMC)-part 4-7: testing and measurement techniques-general guide on harmonics and interharmonics measurement and instrumentation for power supply systems and equipment connected thereto.*, Geneva, Switzerland, 2002.
- [IEEE92] IEEE Standard 519-1992, IEEE Guide for harmonic control and reactive compensation of static power converters, 1992.
- [IEEE03] IEEE Standard 1547-2003, IEEE Standard for Interconnecting distributed resources with electric power systems, 2003.
- [Ikonen06] Ikonen, M., Laakkonen, O., Kettunen, M., "Two-level and three-level converter comparison in wind power application", *IEEE Proc. Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics, NORPIE 2006*, June 2006.

- [Jesus07] Jesus, J.M.F., Castro, R.M.G., *Equipamento eléctrico dos geradores eólicos, 1ª parte-princípio de funcionamento*, Textos Didácticos de Apoio à Disciplina de Energias Renováveis e Produção Descentralizada, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, 2004.
- [Jia07] Jia, S., Wang, X., Tseng, K.J., "Matrix converters for wind energy systems", *Proc. IEEE Conference Industrial Electronics Appl., 2nd. ICIEA 2007*, pp. 488-494, May 2007.
- [Jöckel01] Jöckel, S., Hagenkort, B., Hartkopf, T., Schneider, H., "Direct-drive synchronous generator system for offshore wind farms with active drive train damping by blade pitching", *Proc. European Wind Energy. Conf.*, pp. 991-994, Denmark, July 2001.
- [Jun06] Jun-Yi, C., Bing-Gang, C., "Design of fractional order controllers based on particle swarm optimization", *Proc. IEEE ICIEA 2006*, pp. 1-6, 2006.
- [Kanellos09] Kanellos, F.D., Hatziaargyriou, N.D., "Control of variable speed wind turbines equipped with synchronous or doubly fed induction generators supplying islanded power systems", *IET Renew. Power Gener.*, Vol. 3, pp. 96-108, March 2009.
- [Kastner85] Kastner, G., Rodriguez, J., "A forced commutated cycloconverter with control of the source and the load currents", *Proc. EPE'85 Conf.*, Vol. 1, pp. 141-146, Brussels, Belgium, 1985.

- [Klumpner00] Klumpner, C., Nielsen, P., Boldea, I., Blaabjerg, F., "A new matrix converter-motor (MCM) for industry applications", *Proc. IAS'2000 Conf.*, Vol. 3, pp. 1394-1402, 2000.
- [Krause95] Krause, P.C., *Analysis of electric machinery*, IEEE Press, New York, USA, 1995.
- [Kuik04] Kuik, G.A.M. van, "An inconsistency in the actuator disc momentum theory", *Int. J. Wind Energy*, No. 7, pp. 9-19, 2004.
- [Labrique91] Labrique, F., Santana, J.J.E., *Electrónica de potência*, Fundação Calouste Gulbenkian, Lisboa, Portugal, 1991.
- [Leloudas07] Leloudas, G., Zhu, W.J., Sørensen, J.N., Shen, S., "Prediction and reduction of noise from a 2.3 MW wind turbine", *Journal of Physics: Conference Series*, Vol. 75, pp. 1-9, 2007.
- [Li07] Li, H., Chen, Z., "Transient stability analysis of wind turbines with induction generators considering blades and shaft flexibility", *Proc. 33rd IEEE Annual Conf. Ind. Electronics Society, IECON 2007*, pp. 1604-1609, November 2007.
- [Liu91] Liu, H.L., Choi, N.S., Cho, G.H., "DSP based space vector PWM for three-level inverter with DC-link voltage balancing", *Proc. IEEE Conf. Ind. Electronics Control Instrumentation, IECON 1991*, Vol. 1, pp. 1197-203, November 1991.
- [Lubosny03] Lubosny, Z., *Wind Turbine Operation in Electric Power Systems*, Springer, Berlin, Germany, 2003.

- [Mahlein01] Mahlein, J., Igney, J., Braun, M., Simon, O., "Robust matrix converter commutation without explicit sign measurement", *Proc. EPE'01 Conf.*, Graz, Austrich, August 2001.
- [Manias87] Manias, S., Ziogas, P., Oliver, G., Prasad, A., "Review of state of art high frequency PWM switched-mode power conversion techniques", *Proc. EPE'87 Conf.*, Vol. 1, pp. 543-552, September 1987.
- [Manwell03] Manwell, J.F., McGowan, J.G., Rogers, A.L., *Wind energy explained theory, design and application*, John Willey, West Sussex, England, 2002.
- [Marchesoni88] Marchesoni, M., Mazzucchelli, M., Tenconi, S., "A non conventional power converter for plasma stabilization", *IEEE PESC'88*, Vol. 1, pp. 122-129, April 1988.
- [Marchesoni93] Marchesoni, M., Mazzucchelli, M., "Multilevel converters for high power AC drives: a review", *IEEE Transactions*, Vol. 40, No. 3, pp. 38-43, June 1993.
- [Matsuo96] Matsuo, T., Bernet, S., Colby, R.S., Lipo, T., "Modelling and simulation of matrix converter/induction motor drive", *Proc. ELECTRIMACS'96 Conf.*, pp. 1-10, Saint-Nazaire, France, September 1996.
- [Melício04] Melício, M.R., *Um modelo integrado de sistemas eólicos equipados com máquinas síncronas de velocidade variável*, Dissertação de Mestrado, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, Julho 2004.

- [Melício08a] Melício, R., Mendes, V.M.F., Catalão, J.P.S., "Wind energy systems and power quality: matrix versus two-level converters", *Proc. Intern. Conf. Renewable Energy Power Quality — ICREPQ'08*, Santander, Spain, March 2008.
- [Melício08b] Melício, R., Mendes, V.M.F., Catalão, J.P.S., "Modeling and simulation of a wind energy system: matrix versus multilevel converters", *Proc. 14th IEEE Mediterr. Electrotechnical Conf.*, pp. 604-609, Ajaccio, France, 2008.
- [Melício08c] Melício, R., Mendes, V.M.F., Catalão, J.P.S., "Two-level and multilevel converters for wind energy systems: a comparative study", *Proc. 13th Int. Power Electron. Motion Control Conf.*, pp. 1682-1687, Poznań, Poland, 2008.
- [Melício09] Melício, R., Mendes, V.M.F., Catalão, J.P.S., "Computer simulation of wind power systems: power electronics and transient stability analysis", *Proc. International Conference on Power Systems Transients IPST'2009*, Kyoto, Japan, 2009.
- [Melício10a] Melício, R., Mendes, V.M.F., Catalão, J.P.S., "Harmonic assessment of variable-speed wind turbines considering a converter control malfunction", *IET Renewable Power Generation*, 2010 (aceite para publicação).
- [Melício10b] Melício, R., Mendes, V.M.F., Catalão, J.P.S., "Wind turbines equipped with fractional-order controllers: stress on the mechanical drive train due to a converter control malfunction", *Wind Energy*, 2010 (aceite para publicação).

- [Melício10c] Melício, R., Mendes, V.M.F., Catalão, J.P.S., "A pitch control malfunction analysis for wind turbines with PMSG and full-power converters: proportional integral versus fractional-order controllers", *Electric Power Components and Systems*, 2010 (aceite para publicação).
- [Melício10d] Melício, R., Mendes, V.M.F., Catalão, J.P.S., "Fractional order control and simulation of wind energy systems with PMSG/full-power converter topology", *Energy Conversion and Management*, 2010 (aceite para publicação).
- [Muyeen06] Muyeen, S.M., Hasan Ali, M., Takahashi, R., Murata, T., Tamura, J., Tomaki, J., Sakahara, A., Sasano, E., "Transient stability analysis of grid connected wind turbine generator system considering multi-mass shaft modeling", *Electr. Power Compon. Syst.*, Vol. 34, pp. 1121-1138, 2006.
- [Nabae81] Nabae, A., Takahashi, I., Akagi, H., "A new neutral-point-clamped PWM inverter", *IEEE Trans. Industry Appl.*, Vol. IA-17, No. 5, pp. 518-523, September-October 1981.
- [Neft92] Neft, C., Schauder, C., "Theory and design of a 30-hp matrix converter", *IEEE Trans. Industry Appl.*, Vol. 28, No. 3, pp. 546-551, May-June 1992.
- [Neris99] Neris, A.S., Vovos, N.A., Giannakopoulos, G.B., "A variable speed wind energy conversion scheme for connection to weak AC systems", *IEEE Trans. Energy Conv.*, Vol. 14, No. 1, pp. 122-127, March 1999.

- [Netzel02] Netzel, M., Lerner, R., Siemieniec, R., Lutz, J., "PT-IGBT and freewheeling diode for 3.3 kW using lifetime control techniques and low-efficiency emitters", *Proc. IEEE MIEL '2002 Conf.*, Vol. 1, pp. 167-170, 2002.
- [Newton99] Newton, C., Summer, M., "Novel technique for maintaining balanced internal DC link voltages in diode clamped five-level inverters", *IEE Pro.-Electr. Power Appl.*, Vol. 146, No. 3, pp. 341-349, May 1999.
- [Nielsen97] Nielsen, P., Blaabjerg, F., Pedersen, J., "Novel solutions for protection of matrix converter to three phase induction machine", *Proc. IAS'1997 Conference*, pp. 1447-1454, New Orleans, USA, 1997.
- [NPEN01] NP EN 50160-2001, Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica, CENELEC, 2001.
- [NP97] NP 4361-2 (ISO 9613-2), Acústica – atenuação do som na sua propagação ao ar livre. Parte 2: Método geral de cálculo, IPQ, Dezembro 1997.
- [Ong98] Ong, C.-M., *Dynamic simulation of electric machinery: using Matlab/Simulink*, Prentice-Hall, New Jersey, USA, 1998.
- [Ortigueira04] Ortigueira, M.D., Machado, J.A.T., Costa, J.S., "Considerations about the choice of a differintegrator", *Proc. 2nd IEEE International Computational Cybernetics—ICCC 2004 Conf.*, pp. 385-389, Vienna, 2004.

- [Palma99] Palma, J.C.P., *Accionamentos electromecânicos de velocidade variável*, Fundação Calouste Gulbenkian, Lisboa, Portugal, 1999.
- [Pan93] Pan, C., Chen, T., Shieh, J.J., "A zero switching loss matrix converter", *IEEE PESC'93*, pp. 545-550, Seattle, USA, 1993.
- [Peças-Lopes07] Peças Lopes, J. A., Hatziargyriou, N., Mutale, J., Djapic, P., Jenkins, N., "Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities", *Int. J. Electr. Power Syst. Res.*, Vol. 77, No. 9, pp. 1189-1203, July 2007.
- [Petráš02] Petráš, I., Vinagre, B. M., "Practical application of digital fractional-order controller to temperature control", *Int. J. Acta Montanistica Slovaca*, Vol. 7, No. 2, pp. 131-137, 2002.
- [Pinto03] Pinto, S.M.N.S., *Conversores matriciais trifásicos: generalização do comando vectorial directo*, Dissertação de Doutoramento, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, Julho 2003.
- [Pinto07] Pinto, S., Silva, J., "Sliding mode direct control of matrix converters", *IET Electr. Power Appl.*, Vol. 8, No. 2, pp. 697-703, April 2007.
- [Pires00] Pires, V.M.C.F., *Rectificadores do tipo redutor-elevador de alto rendimento e de factor de potência quase unitário*, Dissertação de Doutoramento, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, Setembro 2000.

- [Podlubny99] Podlubny, I., "Fractional-order systems and PI-lambda-D-mu-controllers", *IEEE Trans. Autom. Control*, Vol. 44, No. 1, pp. 208-214, January 1999.
- [Portillo06] Portillo, R.C., Prats, M.M., León, J.I., Sanchez, J.A., Carrasco, J.M., Galvan, E., Franquelo, L.G., "Modeling strategy for back-to-back three-level converters applied to high-power wind turbines", *IEEE Trans. Industrial Electronics*, Vol. 53, No. 5, pp. 1483-1491, October 2006.
- [Ramtharan07a] Ramtharan, G., Jenkins, N., "Influence of rotor structural dynamics representations on the electrical transient performance of DFIG wind turbines", *Int. J. Wind Energy*, Vol. 10, pp. 293-301, March 2007.
- [Ramtharan07b] Ramtharan, G., Ekanayake, J.B., Jenkins, N., "Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines", *IET Renew. Power Gener.*, Vol. 1, pp. 3-9, March 2007.
- [Rodrigues04] Rodrigues, A., *Parques eólicos em Portugal*, INEGI, Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial, Portugal, Dezembro 2004.
- [Rodrigues08] Rodrigues, A., *Parques eólicos em Portugal*, INEGI, Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial, Portugal, Dezembro 2008.
- [Salman03] Salman, S.K., Teo, A.L.J., "Windmill modeling consideration and factors influencing the stability of a grid-connected wind power-based embedded generator", *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 18, No. 2, pp. 793-802, May 2003.

- [SanMartín05] San Martín, J.J., Romero, D., Aperribay, V., Sam Martín, J.I., Martín, I., Arrieta, J.M^a., Jiménez, T., "Evolución del diseño en los aerogeneradores y optimización de los excedentes de energía eólica", *Proc. 1st International Congress of Energy and Environment Engineering and Management—ICIEM*, Portalegre, Portugal, May 2005.
- [EspiritoSanto08] Espírito Santo, A., Calado, M.R.A., Cabrita, C.M.P., "Analysis and position control of a linear switched reluctance actuator based on sliding mode control", *Proc. 13th Int. Power Electron. Motion Control Conf.*, pp. 1646-1651, Poznań, Poland, 2008.
- [Silva00] Silva, J.F., Rodrigues, N., Costa, J., "Space vector alpha-beta sliding mode current controllers for three-phase multilevel inverters", *IEEE PESC 2000*, Vol. 1, pp. 133-138, June 2000.
- [Silva03] Silva, M. F., Machado, J. A. T., Lopes, A. M., "Comparison of fractional and integer order control of a hexapod robot", *Proc. ASME 19th Biennial Conf. Mechanical Vibration and Noise*, Chicago, USA, 2003.
- [Silva06] Silva, M. F., Machado, J. A. T., "Fractional order PD^α joint control legged robots", *Int. J. of Vibration and Control*, Vol. 12, No. 12, pp. 1483-1501, 2006.
- [Silva07] Silva, J.F., Pinto, S.F., "Control methods for switching power converters", *Power Electronics Handbook*, M. H. Rashid, Ed. N.Y.: Academic Press, 2007, pp. 935-998.

- [Slootweg03a] Slootweg, J.G., de Haan, S.W.H., Polinder, H., Kling, W.L., "General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 18, No. 1, pp. 144-151, February 2003.
- [Slootweg03b] Slootweg, J.G., Polinder, H., Kling, W.L., "Representing wind turbine electrical generating systems in fundamental frequency simulations", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 18, No. 4, pp. 516-524, December 2003.
- [Slootweg03c] Slootweg, J.G., Kling, W.L., "Aggregated modelling of wind parks in power system dynamics simulations", *Proc. IEEE Power Tech Conf.*, Vol. 3, Bologna, June 2003.
- [Slootweg03d] Slootweg, J.G., Kling, W.L., "Is the answer blowing in the wind?", *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol. 3, pp. 26-33, November/December 2003.
- [Sørensen01] Sørensen, J.N., Mikkelsen, R., "On validity of blade element momentum method", *Proc. European Wind Energy. Conf.*, pp. 362-366, Denmark, July 2001.
- [Spooner96] Spooner, E., Williamson, A.C., "Direct coupled, permanent magnet generators for wind turbine applications", *IEE Proc.-Electr. Power Appl.*, Vol. 143, No. 1, pp. 1-8, January 1996.
- [Strzelecki01] Strzelecki, R., Noculak, A., Tunia, H., Sozanski, K., "UPFC with matrix converter", *Proc. EPE'01 Conf.*, Graz, Austrich, August 2001.
- [Strzelecki03] Strzelecki, R., Jarnut, M., Kot, E., Kempinski, A., Benysek, G., "Multilevel voltage source power quality conditioner", *IEEE PESC03*, Vol. 3, pp. 1043-1048, June 2003.

- [Suárez03] Suárez, J. I., Vinagre, B. M., Chen, Y. Q., "Spatial path tracking of an autonomous industrial vehicle using fractional order controllers", *Proc. 11th Int. Conf. On Advanced Robotics, ICAR 2003*, Coimbra, Portugal, June-July 2003.
- [Teichmann05] Teichmann, R., Bernet, S., "A comparison of three-level converters for low-voltage drives, traction, and utility applications", *IEEE Trans. Industry Appl.*, Vol. 41, No. 3, pp. 855-865, May-June 2005.
- [Tentzerakis07] Tentzerakis, S.T., Papathanassiou, S.A., "An investigation of the harmonic emissions of wind turbines", *IEEE Trans. Energy Convers.*, Vol. 22, pp. 150-158, March 2007.
- [Toffler82] Toffler, A., *La tercera ola*, Plaza y Janes Editores, Barcelona, España, 1982.
- [Ullah07] Ullah, N.R., Thiringer, "Variable speed wind turbines for power system stability enhancement", *IEEE Trans. Energy Convers.*, Vol. 22, No. 1, pp. 52-60, March 2007.
- [Valério05] Valério, D.P.M.O., *Fractional Robust System Control*, Dissertação de Doutoramento, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, Outubro 2005.
- [Valle07] Valle, R.G., Pfeifer, M.C., Solé, D.B., "Dos familias de controladores en modo de deslizamiento para un generador de inducción doblemente alimentado en un sistema aislado ", *IEEE Latin America Trans.*, Vol. 5, No. 2, pp. 116-122, May 2007.

- [Vieira07] Vieira, J.P.A., Nunes, M.V.A., Bezerra, U.H., Barra, W.Jr., "Novas estratégias de controle fuzzy aplicadas ao conversor do DFIG para melhoria da estabilidade transitória em sistemas eólicos", *IEEE Latin America Trans.*, Vol. 5, No. 3, pp. 143-150, June 2007.
- [Xing05] Xing, Z.X., Zheng, Q.L., Yao, X.J., Jing, Y.J., "Integration of large doubly-fed wind power generator system into grid", *Proc. 8th Int. Conf. Electrical Machines and Systems*, pp. 1000-1004, September 2005.
- [Youm99] Youm, J., Kwon, B., "Switching technique for current-controlled AC to AC converters", *IEEE Trans. Industrial Electronics*, Vol. 46, No. 2, pp. 309-318, April 1999.
- [Zhang98] Zhang, L., Watthanasarn, C., Shepherd, W., "Analysis and comparison of control techniques for AC-AC matrix converters", *IEE Pro.-Electr. Power Appl.*, Vol. 145, No. 4, pp. 284-296, July 1998.
- [Zeigler99] Zeigler, M., Hofmann, W., "Implementation of a two steps commutated matrix converter", *Proc. IEEE PESC'99 Conf.*, pp. 175-180, Charleston, USA, June 1999.
- [Ziogas85] Ziogas, P., Khan, S., "Some improved forced commutated cycloconverter structures", *IEEE Trans. Industry Appl.*, Vol. IA-21, No.5, pp. 1242-1253, September-October 1985.
- [Ziogas86] Ziogas, P., Khan, S., Rashid, M., "Analysis and design of forced commutated cycloconverter structures with improve transfer characteristics", *IEEE Trans. Industrial Electronics*, Vol. IE-33, No. 3, pp. 271-280, August 1986.